

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

подпись, инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**Аппаратные и алгоритмические решения по усовершенствованию методов
измерения частоты вращения гидроагрегата**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель	_____ подпись, дата	<u>Заместитель</u> <u>начальника СРЗАиМ</u> <u>Филиала ПАО</u> <u>«РусГидро» - «Саяно-Шушенской ГЭС им.</u> <u>П.С. Непорожного»</u> должность, учёная степень	<u>А.Н. Сивцов</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____ подпись, дата	<u>Начальник участка</u> <u>ТАиВ СРЗАиМ</u> <u>Филиала ПАО</u> <u>«РусГидро» -</u> <u>«Зейская ГЭС»</u> должность, учёная степень	<u>А.И. Бурнышев</u> инициалы, фамилия
Рецензент	_____ подпись, дата	<u>Зав. РИО</u> должность, учёная степень	<u>А.В. Балабанов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	_____ подпись, дата		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

АННОТАЦИЯ

Объём диссертации: составляет 80 страниц, содержит 33 иллюстрации, 12 таблиц и 23 формулы. Список используемых источников состоит из 21 наименования.

Объектами исследования при написании работы послужили каналы измерения частоты вращения ГА.

Целью работы является исследование методов измерения частоты вращения ГА и разработка аппаратных и алгоритмических решений по их усовершенствованию.

Основные задачи:

- Изучить литературу по определению частоты вращения синхронных машин, в которой отражена проблема исследования.
- Исследовать современные методы определения частоты вращения ГА и выделить из них наиболее применяемые на сегодняшний день на ГЭС.
- Проанализировать работу данных методов определения частоты вращения, провести их сравнительный анализ по аппаратному обеспечению, точности и особенностям реализации.
- Предложить оптимальную схему реализации и состав аппаратного обеспечения для определения частоты вращения ГА.
- Исследовать современные типовые алгоритмы определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты, применяемые на ГЭС, провести анализ недостатков.
- Предложить оптимизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты, устраняющий найденные недостатки.

Научная новизна.

В данной работе предложен оптимальный выбор аппаратного обеспечения для определения частоты вращения ГА с максимальной точностью.

В работе также предложен модернизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты. В предложенном алгоритме исключены недостатки современных типовых алгоритмов, применяемых на ГЭС.

Ключевые слова: гидроагрегат, гидротурбина, частота вращения, скорость вращения, алгоритм определения частоты, алгоритмы защиты, регулятор частоты вращения, датчики частоты, зубчатое колесо, тахогенератор, измерительный трансформатор напряжения.

В магистерскую диссертацию входят: введение, три главы и заключение.

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

Первая глава посвящена обзору теоретических сведений в области определения частоты вращения синхронных машин и других вращающихся аппаратов. В главе рассмотрены основные методы получения сигнала и значения частоты вращения, а также основные методики расчёта частоты.

Вторая глава посвящена обзору нормативной базы в области первичного регулирования частоты и требований к точности измерения частоты вращения. Также во второй главе выполнен обзор типовых решений аппаратной реализации измерения частоты на существующих ГЭС, на основании данных из технической документации на устройства, произведён расчёт суммарной погрешности измерений. Кроме того, в данной главе проведен анализ точности каналов измерения частоты вращения на основании реальных данных из АСУ ТП, сделаны выводы и сформулированы предложения для поддержания и достижения требуемой точности.

В третьей главе говорится о существующих проблемах в алгоритмическом обеспечении, выполнен обзор существующих алгоритмов

определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты. В главе представлен модернизированный алгоритм, исключающий найденные недостатки.

В заключении приведены основные выводы и предложения по алгоритмическому и аппаратному усовершенствованию определения частоты вращения ГА.

АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Аппаратные и алгоритмические решения по усовершенствованию методов измерения частоты вращения гидроагрегата»

Актуальность темы:

Поддержание частоты переменного тока в энергосистеме является одной из основных функций ГЭС. Для выполнения данной функции необходимо точное определение (0,05 Гц для ОПРЧ, согласно [1], [2], [3], [4] и 0,01 Гц для НПРЧ, согласно [2], [3], [5]) и постоянный контроль частоты вращения ГА.

Данные о частоте вращения участвуют в алгоритмах:

- пуска и останова ГА;
- синхронизации ГА перед включением в сеть;
- ОПРЧ;
- НПРЧ;
- защит против разгона ГА;
- режима регулирования частоты сети при работе ГА на изолированную нагрузку;
- режима регулирования частоты на холостом ходу.

На сегодняшний день в практике эксплуатации ГЭС известны проблемы, связанные с точностью определения частоты вращения ГА. Данные проблемы возникают по причине использования зубчатого колеса и тахогенератора в качестве источника сигнала частоты вращения, когда их точность не соответствует НТД. Проблемы точности связаны также с несовершенными алгоритмами определения частоты вращения. Кроме того, известны случаи аварийного отключения ГА, причиной которых являются некорректные алгоритмы определения неисправности каналов измерения частоты вращения.

В связи с этим являются актуальными задачи анализа и выбора аппаратного обеспечения, модернизации алгоритмов определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты вращения.

Цель работы:

Исследование методов измерения частоты вращения ГА и разработка аппаратных и алгоритмических решений по их усовершенствованию.

Основные задачи:

- Изучить литературу по определению частоты вращения синхронных машин, в которой отражена проблема исследования.
- Исследовать современные методы определения частоты вращения ГА и выделить из них наиболее применяемые на сегодняшний день на ГЭС.
- Проанализировать работу данных методов определения частоты вращения, провести их сравнительный анализ по аппаратному обеспечению, точности и особенностям реализации.
- Предложить оптимальную схему реализации и состав аппаратного обеспечения для определения частоты вращения ГА.
- Исследовать современные типовые алгоритмы определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты, применяемые на ГЭС, провести анализ недостатков.
- Предложить оптимизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты, устраняющий найденные недостатки.

Метод исследования:

В процессе научного исследования были применены методы исследования как теоретического, так и эмпирического характера. Проведен анализ доступной литературы по теме, анализ характеристик, используемых в измерении частоты вращения технических средств. Выполнен сравнительный анализ на основании расчётов погрешностей для различных методов измерения частоты вращения. Рассмотрены преимущества и недостатки аппаратной

реализации. Рассмотрены типовые решения в алгоритмах определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты. Предложен оптимизированный алгоритм, исключаящий найденные недостатки. Был произведен опрос сотрудников для подтверждения или опровержения фактов.

Научная новизна:

В данной работе предложен оптимальный выбор аппаратного обеспечения для определения частоты вращения ГА с максимальной точностью.

В работе также предложен модернизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты. В предложенном алгоритме исключены недостатки современных типовых алгоритмов, применяемых на ГЭС.

Практическая польза данной работы заключается в достижении высокой точности определения частоты вращения. При помощи предложенных в работе усовершенствований повысится точность ОПРЧ, НПРЧ, стабильность энергосистемы, безопасность и безаварийность станции. Кроме того, за счёт повышения точности определения частоты вращения, повысится точность регулирования и как следствие уменьшится угол между вектором ЭДС гидрогенератора и вектором ЭДС энергосистемы при синхронизации, а значит и уменьшится ударный ток статора генератора при включении в сеть.

Апробация результатов работы:

Основные результаты исследований, изложенные в диссертации, были представлены:

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

– на VI Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В XXI ВЕКЕ» (р.п. Черемушки, 2019 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 80 страниц, содержит 33 иллюстрации, 12 таблиц и 23 формулы. Список используемых источников состоит из 21 наименования.

Основное содержание работы:

В магистерскую диссертацию входят: введение, три главы и заключение.

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

Первая глава посвящена обзору теоретических сведений в области определения частоты вращения синхронных машин и других вращающихся аппаратов. В главе рассмотрены основные методы получения сигнала и значения частоты вращения, а также основные методики расчёта частоты.

Вторая глава посвящена обзору нормативной базы в области первичного регулирования частоты и требований к точности измерения частоты вращения. Также во второй главе выполнен обзор типовых решений аппаратной реализации измерения частоты на существующих ГЭС, на основании данных из технической документации на устройства, произведён расчёт суммарной погрешности измерений. Кроме того, в данной главе проведен анализ точности каналов измерения частоты вращения на основании реальных данных из АСУ ТП, сделаны выводы и сформулированы предложения для поддержания и достижения требуемой точности.

В третьей главе говорится о существующих проблемах в алгоритмическом обеспечении, выполнен обзор существующих алгоритмов определения частоты вращения и определения неисправности каналов

измерения частоты. В главе представлен модернизированный алгоритм, исключающий найденные недостатки.

В заключении приведены основные выводы и предложения по алгоритмическому и аппаратному усовершенствованию определения частоты вращения ГА.

ABSTRACT

Final qualification work on the subject «Hardware and Algorithmic Solutions for Improved Methods Measuring the Frequency of Rotation of the Hydrounit»

Relevance of the subject:

Maintaining the frequency of alternating current in the power system is one of the main functions of hydroelectric power plants. To perform this function, it is necessary to accurately determine and continuously monitor the frequency of the hydrounit.

Frequency data is involved in the algorithms:

- start and stop units;
- unit synchronization before switching on;
- general primary frequency control;
- normalized primary frequency control;
- protection against overclocking;
- frequency control mode when the unit operates on an isolated load;
- idle speed regulation mode.

Today, in practice, the operation of hydroelectric power plants is known problems associated with the accuracy of determining the frequency of rotation of the unit. These problems arise because of the use of a gear and a tachogenerator as a source of speed signal, when their accuracy does not comply with the regulations. Accuracy problems are also associated with imperfect rotational speed algorithms. In addition, there are cases of emergency shutdown units, which are caused by incorrect algorithms for determining the failure of the channels measuring the frequency of rotation.

In this connection, the tasks of analyzing and selecting hardware, upgrading the algorithms for determining the rotational speed and determining the failure of the frequency measurement channels are relevant.

Work purpose:

The study of methods for measuring the frequency of rotation of the unit and the development of hardware and algorithmic solutions for their improvement.

Main objectives:

- To study the literature on the determination of the rotational speed of synchronous machines, which reflects the problem of the study.
- Investigate modern methods for determining the frequency of rotation of a unit and single out the most widely used today in hydroelectric power plants.
- Analyze the operation of these methods for determining the rotational speed, conduct a comparative analysis of them in terms of hardware, accuracy and implementation features.
- Propose an optimal implementation scheme and hardware composition for determining the frequency of rotation of the unit.
- Investigate modern standard algorithms for determining the rotational speed and determining the malfunction of the frequency measurement channels used at hydroelectric power plants, and conduct a gap analysis.
- Offer an optimized algorithm for determining the rotational speed and determining the failure of the frequency measurement channels, eliminating the found flaws.

Research Method:

In the process of scientific research, research methods of both theoretical and empirical nature were applied. The analysis of available literature on the topic, the analysis of the characteristics used in the measurement of rotational speed of technical means. A comparative analysis was performed on the basis of error calculations for various methods for measuring the rotational speed. The advantages and disadvantages of hardware implementation are considered. The typical solutions in the algorithms for determining the rotational speed and determining the failure of the frequency measurement channels are considered. An optimized algorithm that

eliminates the found flaws is proposed. An employee survey was conducted to confirm or refute the facts.

Scientific novelty:

This paper proposes the optimal choice of hardware for determining the frequency of rotation of the unit with maximum accuracy.

The work also proposed a modernized algorithm for determining the rotational speed and determining the failure of the frequency measurement channels. In the proposed algorithm, the shortcomings of modern standard algorithms used at hydroelectric power stations are excluded.

The practical use of this work is to achieve high accuracy in determining the rotational speed. With the help of the improvements proposed in the work, the accuracy of the general primary regulation, the normalized primary regulation, the stability of the power system, the safety and reliability of the plant will increase. In addition, by improving the accuracy of determining the rotational speed, the accuracy of regulation will increase and, as a result, the angle between the vector of electromotive force of the hydrogenerator and the vector of electromotive force of the power system will decrease during synchronization, and hence the shock current through the generator stator will decrease.

Approbation of work results:

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

- at the V all-Russian scientific and practical conference of young scientists, graduate students and students «HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN THE XXI CENTURY» (Cheryomushki, 2018)
- at the VI all-Russian scientific and practical conference of young scientists, graduate students and students «HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN THE XXI CENTURY» (Cheryomushki, 2019).

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 80 pages, contains 33 illustrations, 12 tables and 23 formulas. The list of the used literature consists of 21 names.

Main content of the work:

The master's work includes: introduction, three chapters and conclusion.

In the introduction reveals the relevance of the research in the chosen direction, indicates its importance.

The first chapter is devoted to a review of theoretical information in the field of determining the speed of synchronous machines and other rotating devices. The chapter discusses the basic methods of obtaining a signal and the values of speed, as well as the basic methods of calculating the frequency.

The second chapter is devoted to a review of the regulatory framework in the field of primary frequency control and requirements for the accuracy of rotational speed measurements. Also in the second chapter, a review of typical solutions for the hardware implementation of frequency measurement at existing hydropower plants was made, based on data from the technical documentation for the devices, the total measurement error was calculated. In addition, this chapter analyzes the accuracy of rotation frequency measurement channels based on real data from an automated process control system, draws conclusions and makes suggestions for maintaining and achieving the required accuracy.

The third chapter deals with the existing problems in algorithmic software; a review of existing algorithms for determining the rotational speed and determining the failure of the frequency measurement channels was made. The chapter presents a modernized algorithm that eliminates found flaws.

In conclusion, the main conclusions and proposals on the algorithmic and hardware improvements in determining the frequency of rotation of a unit are presented.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 Методы измерения частоты вращения.....	18
1.1 Электрические методы измерения частоты вращения	24
1.1.1 Регуляторный генератор.....	25
1.1.2 Частотный способ определения частоты вращения	27
1.1.3 Амплитудный способ определения частоты вращения	29
1.1.4 Измерительный трансформатор напряжения.....	29
1.2 Определение частоты вращения с помощью индуктивных датчиков и зубчатого колеса.....	32
1.2.1 Индуктивный датчик	34
1.2.2 Зубчатое колесо	39
1.2.3 Счётный модуль	41
2 Точность измерения частоты вращения гидроагрегата в первичном регулировании	44
2.1 Требования к точности определения частоты вращения в первичном регулировании частоты	48
2.2 Противоречие требований к первичному регулированию частоты	48
2.3 Анализ погрешности каналов измерения частоты вращения на основании данных из технической документации	50
2.3.1 Анализ погрешности каналов измерения Воткинской ГЭС на основании данных из технической документации	51
2.3.2 Анализ погрешности каналов измерения Зейской ГЭС на основании данных из технической документации	55
2.4 Проблема косвенного определения погрешности измерения частоты на основании реальных данных.....	58
2.4.1 Анализ погрешности каналов измерения Воткинской ГЭС на основании реальных данных.....	59
2.4.1 Анализ погрешности каналов измерения Зейской ГЭС на основании реальных данных.....	61
2.5 Результаты анализа погрешностей каналов измерения частоты	63

3	Анализ и оптимизация алгоритмов определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты	65
3.1	Анализ типового алгоритма определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты	65
3.2	Оптимизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты	68
3.3	Анализ оптимизированного алгоритма определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты.	72
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	78
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	79

ВВЕДЕНИЕ

Согласно [6] работники энергообъектов обязаны поддерживать качество отпускаемой энергии – нормированную частоту и напряжение электрического тока. Поддержание частоты переменного тока в энергосистеме является одной из основных функций ГЭС. Для выполнения данной функции необходимо точное определение (0,05 Гц для ОПрЧ, согласно [1], [2], [3], [4] и 0,01 Гц для НПрЧ, согласно [2], [3], [5]) и постоянный контроль частоты вращения ГА.

Данные о частоте вращения участвуют в алгоритмах:

- пуска и останова ГА;
- синхронизации ГА перед включением в сеть;
- ОПрЧ;
- НПрЧ;
- защит против разгона ГА;
- режима регулирования частоты сети при работе ГА на изолированную нагрузку;
- режима регулирования частоты на холостом ходу.

На сегодняшний день в практике эксплуатации ГЭС известны проблемы, связанные с точностью определения частоты вращения ГА. Данные проблемы связаны с аппаратными особенностями измерения частоты вращения, а также с погрешностью измерения частоты.

Ухудшение точности определения частоты вращения влияет на регулирование частоты вращения ГА, нестабильное регулирование частоты на холостом ходу турбины вызывает проблемы с синхронизацией. В режиме работы ГА в сети от точности определения частоты вращения напрямую зависит величина первичной мощности, выдаваемой ГА при изменении частоты сети.

Кроме того, проблемы с точностью измерения частоты вращения скрыты, благодаря особенностям синхронных зон ЕЭС России. В 1-ой синхронной зоне,

суммарная продолжительность работы за 2018 год с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 21 минуту 40 секунд, а с частотой менее 49,95 Гц – 01 час 22 минуты [7]. В то же время во 2-ой синхронной зоне отклонения частоты достигают более 0,1 Гц регулярно. Из-за такой разницы стабильности частоты в зонах проблема точности определения частоты вращения в 1-ой синхронной зоне выявляется крайне редко, так как величина «мертвой полосы», согласно [1], [2], [3], [4], [8] равна $\pm 0,075$ Гц и ОНРЧ практически не включается в работу. Актуальной проблема точности в 1-ой синхронной зоне остаётся только для ННРЧ, где «мертвая полоса», согласно [2], [4], [5], [8] равна $\pm 0,02$ Гц. Проблема точности определения частоты вращения во 2-ой синхронной зоне является актуальной по причине постоянной работы ОНРЧ на ГЭС.

Возможность добиться высокой точности (0,01 Гц, согласно [2], [3], [5]) определения частоты вращения позволяет ГЭС участвовать в ННРЧ, системным оператором эта функция расценивается как услуга и оплачивается, что позволяет ГЭС получать дополнительную прибыль.

В связи с этим являются актуальными задачи:

- исследования возможных методов определения частоты вращения, основных существующих способов определения частоты вращения,
- выбора аппаратного обеспечения для повышения точности измерения частоты вращения ГА, на основании сравнительного анализа погрешностей каналов измерения частоты, выполненного с помощью данных из технической документации и реально измеренных данных;
- анализа недостатков существующих типовых алгоритмов определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты, разработки оптимизированного алгоритма, исключаяющего найденные недостатки.

1 Методы измерения частоты вращения

Частота вращения частей машин, устройств и агрегатов является одной из важнейших характеристик. Нередко она определяет динамические и тепловые напряжения в машинах, а также является основной величиной для регулирующих частоту вращения систем.

Скорость вращения определяется числом оборотов в минуту n , однозначно связанным с частотой вращения f и определяются по формулам 1,2.

$$f = \frac{n}{60}, \quad (1)$$

$$n = 60 \cdot f. \quad (2)$$

Наибольшее распространение получили следующие методы измерения частоты вращения:

- центробежные, в которых ЧЭ реагирует на центробежную силу, развиваемую неуравновешенными массами вращающегося вала;
- фотоэлектрические, основанные на модуляции светового потока вращающимися элементами;
- стробоскопические, основанные на свойстве глаза сохранять видимое изображение на десятые доли секунды после его исчезновения.
- магнитоиндукционные, основанные на зависимости наводимых в металлическом теле вихревых токов от частоты вращения;
- электрические постоянного, переменного или импульсного тока, основанные на зависимости генерируемого напряжения от частоты вращения, а для переменного и импульсного тока – зависимость частоты тока от частоты вращения;

Кроме вышеуказанных методов существуют методы определения частоты вращения с применением различных датчиков (магниторезистивных, индуктивных, ультразвуковых, ёмкостных).

Центробежный метод реализуется в коническом и кольцевом тахометрах. Схемы центробежных тахометров представлены на рисунке 1.

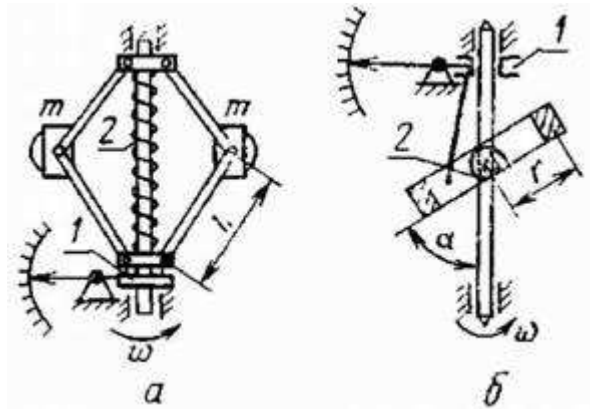


Рисунок 1 – Центробежные тахометры:

а – конический; б – кольцевой

В коническом тахометре на шарнирах, вращающихся вместе с осью, установлены грузы m , которые под действием центробежных сил расходятся, перемещая вдоль оси муфту 1 и сжимая пружину 2. Если обозначить y – перемещение муфты и y_0 – начальную длину пружины (при $\omega = 0$), то зависимость y от угловой частоты ω определяется по формуле 3,4.

$$y = S\omega^2, \quad (3)$$

$$S = nmy_0 \frac{\left(\frac{1+2r_0}{\sqrt{4l^2 - y_0^2}} \right)}{4c_1} \quad (4)$$

где S – чувствительность прибора;

n – число грузов;

m – масса грузов;

r_0 – радиус муфты;

c_1 – коэффициент упругости пружины.

Из выражения (3) следует, что центробежный тахометр имеет квадратичную характеристику.

В кольцевом тахометре при не вращающейся оси ($\omega = 0$) плоскость кольца наклонена по отношению к оси на угол α_0 . При вращении кольцо стремится занять положение, перпендикулярное оси вращения, однако этому препятствует пружина 2. Перемещение муфты 1 пропорционально приращению угла отклонения кольца и определяется по формуле 5,6.

$$\alpha = S\omega^2, \quad (5)$$

$$S = \frac{mr^2 \sin 2\alpha_0}{2c_1} \quad (6)$$

где S – чувствительность прибора;

m – масса кольца;

r – радиус кольца;

c_1 – коэффициент упругости пружины.

Центробежные тахометры развивают большое перестановочное усилие, поэтому нередко применяются в качестве преобразователей в регуляторах частоты вращения [9]. Недостатки этих приборов – отсутствие дистанционной передачи сигнала, значительные погрешности и технологические трудности изготовления и регулировки. Поэтому центробежные тахометры в гидроэнергетике малоприменимы.

Фотоэлектрический метод реализуется на простейшем датчике скорости вращения, который представляет собой диск 1 с K отверстиями или прорезями. Этот диск монтируется на вал, скорость вращения которого требуется измерить. По одну сторону диска устанавливается источник света 2, в качестве которого может быть использована специальная лампа, по другую - приемник света 3, в качестве которого может быть использован фотодиод или фототриод. При вращении вала, а вместе с ним и диска свет, попадающий на приемник, прерывается K раз за один оборот, и частота следования импульсов от фотоприемника будет определяться по формуле 7.

$$f_{\text{имп}} = KN, \quad (7)$$

где N – измеряемая скорость вращения.

Эти импульсы от фотоприемника воспринимаются электронной схемой, усиливаются и формируются в виде потока однородных импульсов напряжения или тока.

При невозможности установить на вал подобный диск в датчике скорости вращения может использоваться отраженный свет. На поверхность вала с помощью специальной краски или иного материала параллельно оси вращения с равномерным шагом наносятся K полос 1. Луч света от источника 2 направляется на поверхность вала, а фотоприемник воспринимает отраженный свет. Если вал темный, наносят светлые полосы, если вал отшлифован и хорошо отражает свет, полосы – темные [9]. Схема вышеописанных оптических датчиков представлена на рисунке 2.

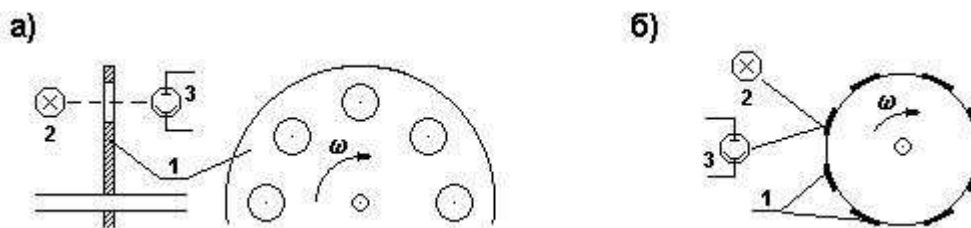


Рисунок 2 – Оптические тахометры:

а – с отверстиями; б – с полосами

Фотоэлектрический метод достаточно точный, но из-за необходимости поддержания в чистом состоянии поверхности фотодиода в гидроэнергетике малоприменим, так как чаще всего датчики скорости устанавливаются вблизи маслonaполненных направляющих подшипников с воротниковым уплотнением, где велика вероятность загрязнения.

Стробоскопический метод измерения, являющийся наиболее точным, находит применение в лабораторных исследованиях, а так же при создании образцовых приборов. В гидроэнергетике данный метод малоприменим по той же причине, что и фотоэлектрический метод. Принцип реализации эффекта изображён на рисунке 3.

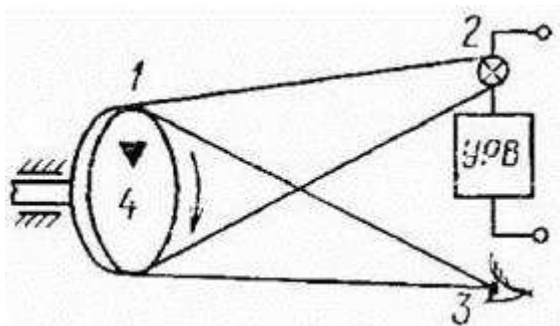


Рисунок 3 – Стробоскопический тахометр

Если отметку 4 на вращающемся валу 1 освещать вспышками света от источника 2, то при совпадении числа вспышек N с частотой вращения f метка будет казаться неподвижной. Если разность $f - N$ отлична от нуля, то метка начнет вращаться со скоростью $f - N$ в ту или иную сторону в зависимости от знака разности. Поскольку глаз 3 замечает очень медленное движение метки, то, подбирая частоту вспышки посредством УРВ, можно остановить метку, что будет соответствовать $f = N$ [9]. В промышленных условиях глаз можно заменить специализированной камерой.

Тахометры, построенные на магнитоиндукционном методе, выполняются в двух вариантах: с цилиндрическим ЧЭ (Рисунок 4, а) и с дисковым ЧЭ (Рисунок 4, б). Их принцип действия основан на явлении наведения вихревых токов в металлическом теле, вращающемся в магнитном поле (или в

неподвижном теле, находящемся во вращающемся магнитном поле). Момент взаимодействия вихревых токов с вызвавшим их магнитным полем служит мерой частоты вращения.

Основной частью магнитоиндукционного тахометра является измерительный узел, который состоит из постоянного магнита 1 и чувствительного элемента 2, выполненного в виде полого цилиндра (Рисунок 4, а) или диска (Рисунок 4, б). Обычно постоянный магнит имеет частоту вращения, которую необходимо измерить, а чувствительный элемент, выполненный из металла с большим удельным сопротивлением, удерживается от вращения спиральной пружиной. За счёт взаимодействия магнитных полей постоянного магнита и вихревых токов создаётся вращающий момент, вызывающий поворот чувствительного элемента на угол, зависящий от значения измеряемой скорости вращения. В целях уменьшения температурной погрешности от непостоянной магнитной индукции в зазоре применяют термомагнитный шунт 3. Инструментальные погрешности тахометра обусловлены изменением электрического сопротивления ЧЭ, магнитной проводимости магнитопроводов и упругих свойств противодействующей пружины [9]. По причине больших погрешностей измерений данный вид тахометра в гидроэнергетике, в качестве источника сигнала частоты вращения, не применяется.

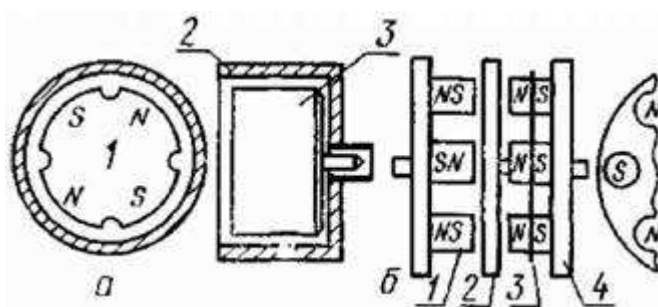


Рисунок 4 – Магнитоиндукционные тахометры:

а – с цилиндрическим чувствительным элементом; б – с дисковым чувствительным элементом

Определение частоты вращения с помощью индуктивных датчиков и электрические методы определения частоты вращения наиболее применимы в гидроэнергетике, поэтому на них мы остановимся более подробно.

1.1 Электрические методы измерения частоты вращения

Электрические машины, работающие в генераторном режиме и служащие для преобразования частоты вращения в пропорциональный электрический сигнал, называются тахогенераторами. При этом закон преобразования определяется выходной характеристикой тахогенератора, т.е. зависимостью между входной величиной – скоростью вращения вала ω и выходной – напряжением $U_{\text{вых}}$ в выходной обмотке. Уравнение выходной характеристики идеального тахогенератора в общем случае вычисляется по формуле 8.

$$U_{\text{вых}} = k_{\text{yc}} \omega = k_{\text{yc}} \frac{d\theta}{dt}, \quad (8)$$

где θ – угол поворота ротора тахогенератора;

k_{yc} – статический коэффициент усиления (крутизна выходной характеристики).

Уравнение 8 показывает, что тахогенератор можно использовать для электромеханического дифференцирования, если функцию задавать в виде угла поворота ротора.

Конструкция тахогенератора практически не отличается от конструкции соответствующих видов электродвигателей.

По конструкции и принципу действия тахогенераторы можно подразделить на три основные группы:

- постоянного тока;
- асинхронные переменного тока;
- синхронные переменного тока.

Основные требования, предъявляемые к тахогенераторам, состоят в следующем:

- 1) Минимальная амплитудная погрешность, под которой понимают отклонение выходной характеристики от линейной зависимости;
- 2) Минимальная фазовая погрешность, под которой понимают изменение фазы выходного напряжения при изменении режима работы;
- 3) Максимальный коэффициент усиления;
- 4) Малый момент инерции ротора;
- 5) Малая электромагнитная постоянная времени.

Величина амплитудной погрешности ΔU определяется как разность между выходным напряжением, соответствующим данной частоте вращения при идеальной выходной характеристике, и действительным выходным напряжением.

Величина фазовой погрешности $\Delta\beta$ определяется как разность между углом β сдвига векторов напряжения возбуждения и выходного напряжения идеального тахогенератора, у которого β не зависит от скорости вращения, и действительным углом [10].

Тахогенераторы постоянного тока, асинхронные тахогенераторы переменного тока не применяются в РЧВ турбины. В гидроэнергетике нашли своё применение в качестве источника сигнала частоты вращения синхронные генераторы переменного тока, они же регуляторные генераторы, то есть источники сигнала частоты для РЧВ, рассмотрим их подробнее.

1.1.1 Регуляторный генератор

Регуляторный генератор - это вращающаяся электрическая машина (синхронный генератор трехфазного тока), возбуждаемая постоянными магнитами [11]. Регуляторный генератор в гидроэнергетике применяется для преобразования мгновенного значения частоты (угловой скорости) вращения вала ГА в однозначно связанный со скоростью электрический сигнал. Данный

генератор является датчиком частоты для электрогидравлического регулятора частоты турбины или для электрического реле оборотов и представляет собой трёхфазный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов. Полюсы с постоянными магнитами позволяют уменьшить потери, а также устранить подвод тока через контактные кольца к обмотке возбуждения. Количество полюсов регуляторного генератора равно количеству полюсов основного генератора. Для возможности подмагничивания магнитов, каждый полюс снабжён специальной катушкой. Для примера на рисунке 1 приведён регуляторный генератор Зейской ГЭС, который был демонтирован и заменён на зубчатое колесо.

Регуляторный генератор на некоторых станциях выполняет дополнительную функцию источника питания РЧВ. Поскольку частота вращения ротора регуляторного генератора должна быть жестко связана с частотой вращения ротора гидрогенератора, они имеют один общий вал. Регуляторный генератор для удобства обслуживания располагается на верхней части вала гидрогенератора под крышкой маслоприёмника у поворотных лопастных турбин.

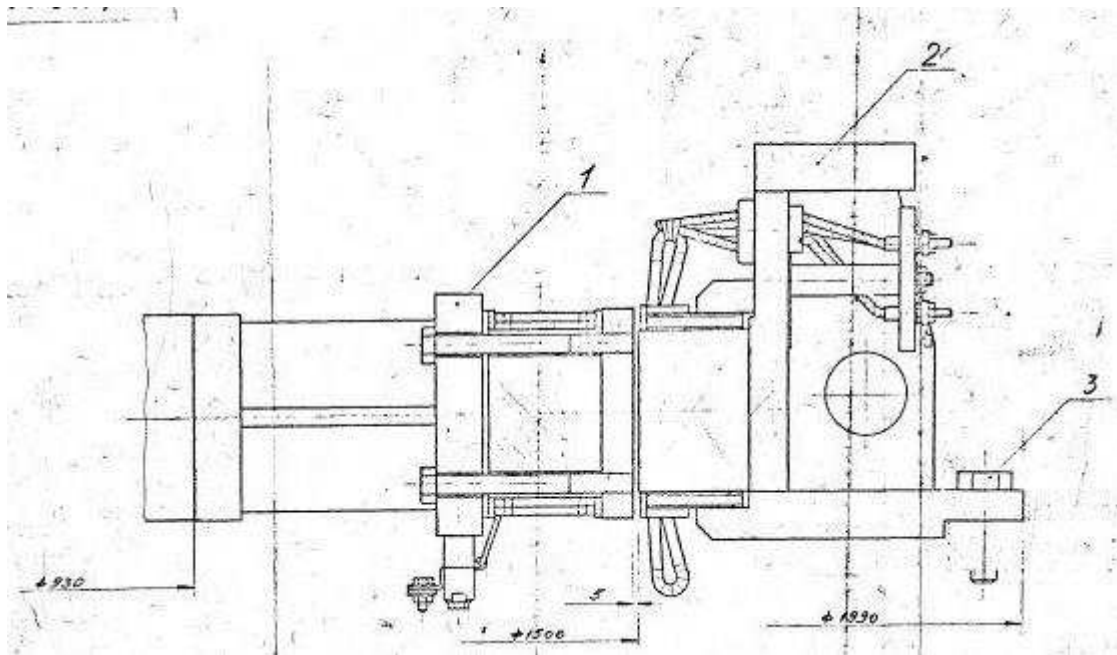


Рисунок 5 – Регуляторный генераторный:

1. Ротор; 2. Статор; 3. Болт крепления

Частота ЭДС регуляторного генератора равна частоте сети 50 Гц. Обычно величина ЭДС, а в некоторых типах тахогенераторов и частота сигнала прямо пропорциональны частоте вращения ротора. Электрический сигнал тахогенератора подаётся на вход автоматических устройств управления, регулирующих частоту вращения.

Измерения частоты вращения допустимо двумя способами — частотным и амплитудным. Оба этих способа используются на ГЭС, чаще всего амплитудный способ является источником сигнала для защит против разгона, а частотный способ является источником сигнала частоты вращения для РЧВ, но бывают и исключения. По данным опроса специалистов на Зейской ГЭС до демонтажа регуляторного генератора амплитудный способ использовался в качестве источника сигнала частоты вращения для РЧВ. Далее более подробно рассмотрим способы определения частоты вращения регуляторного генератора.

1.1.2 Частотный способ определения частоты вращения

Так как частота выходного сигнала не зависит от температуры, уменьшения магнитного потока, вызванного старением и величины зазора между ротором и статором тахогенератора, то этот способ является одним из самых точных.

Частота вращения вычисляется путём определения частоты выходного сигнала и дальнейшим расчетом частоты вращения ротора по формуле 9.

$$F_{rot} = \frac{F_{out}}{p}, \quad (9)$$

где F_{rot} — частота вращения ротора в Гц;

F_{out} — частота сигнала на выходе тахогенератора в Гц;

p — число пар полюсов ротора тахогенератора.

Недостатком частотного метода является то, что для более точного определения частоты необходимо больше времени, и за это время частота может значительно измениться. Из этого следует, что чем больше времени тратится на накопление импульсов для определения частоты, тем больше динамическая погрешность в измерениях, поэтому в следящих системах автоматического регулирования частоты вращения происходит запаздывание реакции на возмущение и это в некоторых применениях нежелательно.

Но регуляторный генератор имеет достаточное количество полюсов для снижения динамической погрешности, это позволяет сократить время определения выходной частоты, а значит и время реакции управляющей системы авторегулирования.

Определить частоту сигнала можно из накопленных и усредненных периодов нескольких импульсов. Расчет производится по формуле 10.

$$F_{out} = \frac{N}{T_1 + \dots + T_N} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N T_i}, \quad (10)$$

где F_{out} – частота сигнала на выходе тахогенератора;

N – число накопленных импульсов;

T – длительность периода.

При таком способе определения частоты вращения надо учитывать, что амплитуда выходного сигнала тоже меняется, а значит вход частотного детектора должен быть спроектирован для приема входного сигнала с изменяющейся в широких пределах амплитудой, что иногда является недостатком из-за усложнения схемы [12]. Существуют примеры аппаратной реализации, когда частотный способ совмещён со специальным цифровым счётным модулем.

1.1.3 Амплитудный способ определения частоты вращения

Такой способ определения частоты не очень точен из-за зависимости от температуры, зазора между ротором и статором, от изменений магнитного потока магнита ротора при старении, а также из-за влияния частотной интермодуляции на реактивные элементы цепи. Но, в ряде случаев, данный способ оправдывает себя, компенсируя недостатки простотой схемы управления.

По мере увеличения частоты вращения, ЭДС, генерируемая в обмотке статора синхронного тахогенератора на постоянных магнитах, будет возрастать. Для снятия показаний с тахогенератора и приведения их к удобной форме используется одно- или двухполупериодный выпрямитель и низкочастотный фильтр, сглаживающий пульсации.

Отношение напряжения к частоте вращения ротора описывает параметр крутизна выходного напряжения, или коэффициент преобразования, представляемый обычно в $mV \cdot RPM$ (милливольт на оборот в минуту) [12]. По этому параметру можно определить частоту вращения ротора по формуле 11.

$$F_{rot} = \frac{U_{out}}{60S_t}, \quad (11)$$

где F_{rot} – частота вращения ротора в Гц;

U_{out} – выходное действующее напряжение с тахогенератора;

S_t – крутизна выходного напряжения в $mV \cdot RPM$.

1.1.4 Измерительный трансформатор напряжения

Измерительным трансформатором напряжения называют трансформатор, предназначенный для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения, и выполненный так, что вторичное напряжение трансформатора,

увеличенное в $K_{\text{ном}}$ раз, соответствует с требуемой точностью первичному напряжению (при измерении последнего в определенных пределах) как по модулю, так и по фазе. Множитель $K_{\text{ном}}$ представляет собой номинальный коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Применение трансформаторов напряжения обеспечивает безопасность для людей, соприкасающихся с измерительными приборами и реле, поскольку цепи высшего и низшего напряжения разделены, позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов, обмоток реле для номинального напряжения 100 В, что упрощает производство и снижает стоимость [13].

Номинальный коэффициент трансформации $K_{\text{ном}}$ равен отношению номинальных первичного $U_{1\text{ном}}$ и вторичного $U_{2\text{ном}}$ напряжений:

$$K_{\text{ном}} = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}}, \quad (12)$$

Измерительный трансформатор напряжения имеет погрешность по напряжению и угловую погрешность. За счёт многократного уменьшения амплитуды напряжения ($K_{\text{ном}} > 100$) сокращаются пульсации, помехи высшего напряжения и погрешность измерительного трансформатора напряжения по частоте настолько мала, что ей можно пренебречь. Трансформаторы напряжения должны соответствовать требованиям государственного стандарта [14].

Для измерения частоты и напряжения на гидроэлектростанциях применяются однофазные трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками, установленные до генераторного выключателя и включённые по схеме «звезда», представленной на рисунке 6.

Для измерения частоты сигнал 100 В приходит на измерительный преобразователь или частотомер. По методу измерения частотомеры подразделяются на приборы непосредственной оценки (аналоговые) и приборы сравнения (ЭСЧ).

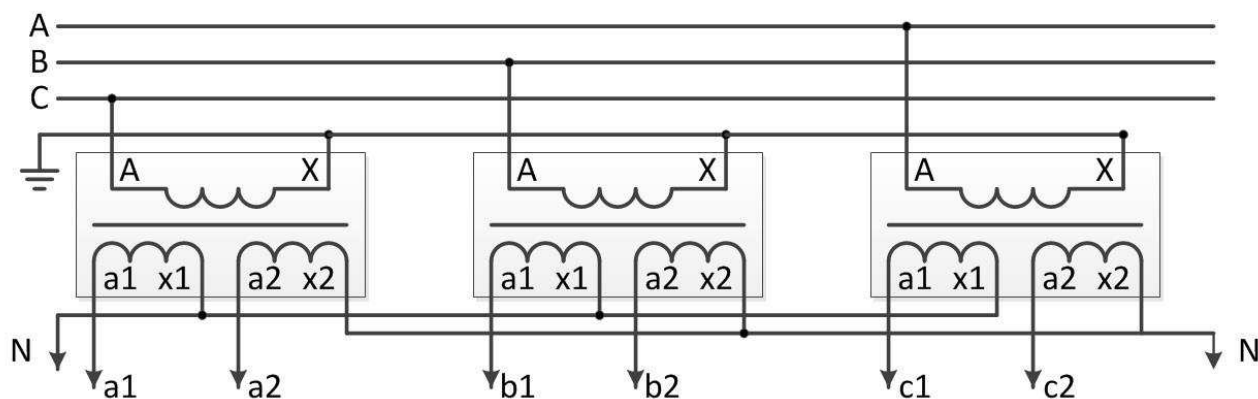


Рисунок 6 – Схема включения трех однофазных трансформаторов

Принцип действия ЭСЧ основан на подсчете количества импульсов, сформированных входными цепями из периодического сигнала произвольной формы, за определенный интервал времени. Интервал времени измерения также задается методом подсчета импульсов, взятых с внутреннего кварцевого генератора ЭСЧ или из внешнего источника (например, стандарта частоты). Таким образом, ЭСЧ является прибором сравнения, точность измерения которого зависит от точности эталонной частоты. ЭСЧ является наиболее распространенным видом частотомеров благодаря своей универсальности и высокой точности [15].

Аналоговые частотомеры по применяемому измерительному механизму подразделяются на частотомеры электромагнитной, электродинамической и магнитоэлектрической системы. В основе работы их лежит использование частотозависимой цепи, модуль полного сопротивления которой зависит от частоты. Измерительным механизмом, как правило, является логометр, на одно плечо которого подается измеряемый сигнал через частотонезависимую цепь, а на другое — через частотозависимую, ротор логометра со стрелкой в результате взаимодействия магнитных потоков устанавливается в положение, зависящее от соотношений токов в обмотках [15].

1.2 Определение частоты вращения с помощью индуктивных датчиков и зубчатого колеса

На многих ГЭС отказались в процессе технического перевооружения САУ ГА от использования регуляторных генераторов. На замену тахогенератора на постоянных магнитах пришло зубчатое колесо и комплект индуктивных датчиков (обычно не более трёх). При протекании через катушку индуктивного датчика электрического тока формируется измерительный сигнал, зависящий от детали, на которой проводят измерения. Если в этом случае вращать перед полюсным штырем датчика зубчатое колесо (в плоскости, перпендикулярной торцу штыря), то расстояние между зубчатым колесом и полюсным штырем датчика при вращении этого зубчатого колеса будет периодически изменяться, благодаря наличию у него зубцов и промежутков между зубцами. Это означает, что будет изменяться ширина воздушного зазора между полюсным штырем датчика и зубчатым колесом. Указанное изменение влияет на магнитное поле, в результате чего и формируется измерительный сигнал. Сигнал с индуктивных датчиков имеет импульсный характер и обрабатывается специальными цифровыми счётными модулями. Счётные модули имеют в своём составе АЦП, счётчик, цифровую логику для расчёта значения частоты вращения, которая обрабатывается контроллером РЧВ. Существует три метода цифрового измерения скорости вращения [16].

Первый – определение интервала времени между появлением двух соседних импульсов от датчика. Величина скорости в этом случае рассчитывается по формуле 13.

$$n = \frac{K}{t}, \quad (13)$$

где K – коэффициент, определяемый количеством импульсов от датчика на один оборот, и необходимостью выдачи оператору значения скорости с размерностью «обороты в минуту»;

t – промежуток времени между приходом двух соседних импульсов.

Второй метод предполагает подсчет количества импульсов N , поступивших за фиксированный интервал времени $T_{\text{изм}}$, согласно формуле 14.

$$n = K \cdot N, \quad (14)$$

Третий метод заключается в определении интервала времени T , за которое контролируемый вал совершит заданное количество оборотов Z , согласно формуле 15.

$$n = \frac{K \cdot Z}{T}, \quad (15)$$

Дискретный сигнал, дискретный метод измерения вызывают методические погрешности. Также присутствует динамическая погрешность S , возникновение которой обусловлено периодом дискретизации, т.е. запаздыванием в определении средней скорости между двумя соседними сигналами датчика при разгоне или торможении механизма. Оценить ее можно по формуле 16.

$$S = T_{\text{и}} \cdot a, \quad (16)$$

где $T_{\text{и}}$ – время, равное t , $T_{\text{изм}}$ или T соответственно для перечисленных методов измерения;

a – максимальная величина ускорения (замедления) механизма в об/мин/с.

Согласно [16] определено, что наиболее точное измерение частоты вращения с минимальными абсолютными и относительными погрешностями

достигается с помощью первого метода с числом импульсов на один оборот порядка 100.

Контроллер РЧВ имеет в программном проекте специальный ПИД-регулятор, который выдаёт сигнал на открытие НА и получает обратную связь как раз в виде сигнала частоты, обработанного счётными модулями. Ниже мы более подробно рассмотрим компоненты данного способа определения частоты вращения, который на сегодняшний день можно встретить на каждой ГЭС с современной САУ ГА.

1.2.1 Индуктивный датчик

Самым распространенным типом устройств в составе существующих АСУ ТП являются индуктивные датчики положения, их количество превышает 90% от всех применяемых дискретных датчиков положения и не только. Датчики индуктивного типа используются главным образом для измерения частоты и положения вращающихся деталей. Они наиболее эффективно используются в качестве конечных выключателей в автоматических линиях и станках, так как индуктивные датчики срабатывают только на металлы и не чувствительны к остальным материалам. Это увеличивает защищенность индуктивных датчиков от помех; например, введение в зону чувствительности выключателя рук оператора, эмульсии, воды, смазки и т.д. не приведет к ложному срабатыванию.

Повсеместному распространению индуктивных датчиков послужили их надежность, отличные эксплуатационные характеристики и сравнительно низкая стоимость. Основными рабочими характеристиками индуктивных датчиков положения являются: диапазон срабатывания, степень защиты, рабочая температура и частота отклика.

Принцип действия индуктивных датчиков заключается в следующем. При подаче питания на датчик генератором возбуждается первичная обмотка от переменного напряжения и тем самым создает вблизи себя электромагнитное

поле. При помещении в зону действия электромагнитного поля металлического объекта, который, по сути, становится вторичной обмоткой, начинают наводиться токи вихревого характера, так называемые токи Фуко. Такое явление ведет к ухудшению добротности первичной обмотки, что в свою очередь приводит к изменению в сторону уменьшения амплитуды сигнала генератора [17], из-за чего срабатывает триггер Шмидта, который обеспечивает гистерезис при переключении и необходимую длительность фронтов сигнала управления. Далее сигнал усиливается и выдается на выход датчика с индикацией. Компаунд обеспечивает необходимую степень защиты от проникновения твердых частиц и воды. Корпус обеспечивает монтаж датчика, защищает от механических воздействий и выполняется из латуни или полиамида, а также комплектуется метизными изделиями. Устройство индуктивного датчика представлено на рисунке 7.

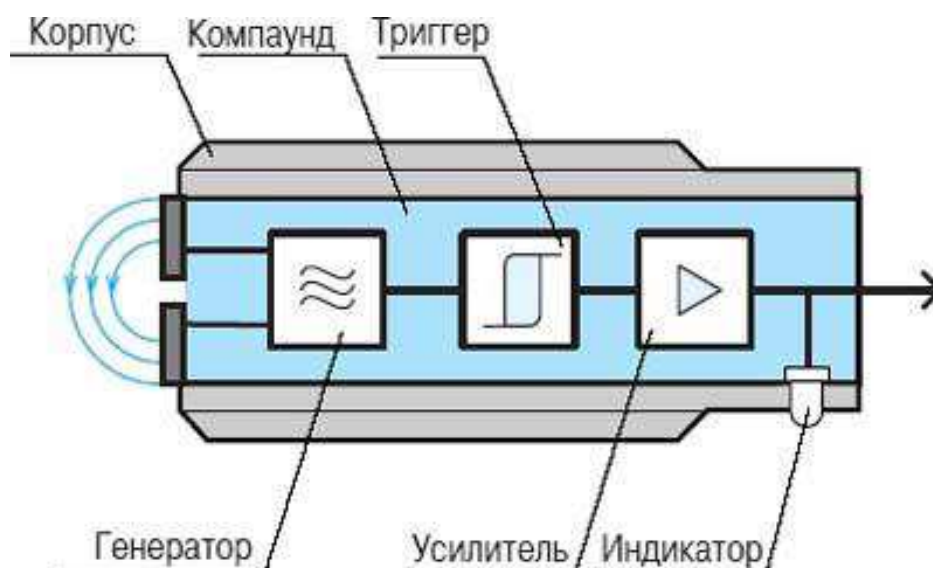


Рисунок 7 – Индуктивный датчик

В некоторых случаях выход датчика используется для переключения генератора колебаний в рабочий режим и обратно или же для подавления колебаний. Схема такого варианта показана на рисунке 8.

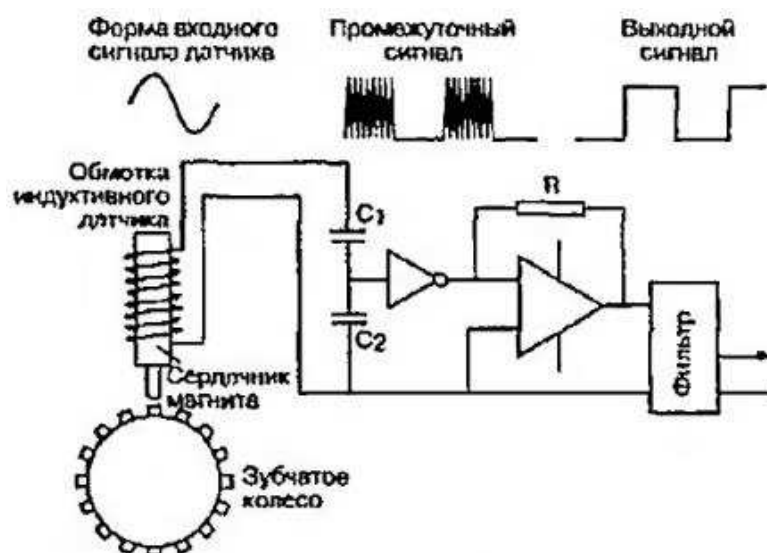


Рисунок 8 – Индуктивный датчик на базе управляемого генератора

Генератор создает колебания высокой частоты порядка 4 МГц, которые далее коммутируются сигналом датчика, а потом фильтруются, что дает на выходе сигнал прямоугольной формы. Такая схема обладает высокой помехоустойчивостью.

Чтобы правильно подобрать индуктивный датчик под определенную задачу необходимо знать ряд основных параметров, а также, за какие функции эти параметры отвечают.

Главным параметром, указанным в паспорте на датчик, является номинальный диапазон срабатывания. Он обозначается как S_n – номинальный диапазон срабатывания. Несмотря на то, что этот параметр является основным, практического значения он не имеет, так как его значение получается при ряде ограничений, связанных с внешними факторами, а именно: температура окружающей среды 20 °С, питающее напряжение 24 В постоянного тока. А в качестве объекта должна использоваться стальная пластина, выполненная из определенной стали, квадратной формы с шириной в 3 раза больше ширины значения S_n и толщиной 1мм. Практическое же значение имеют такие параметры, как эффективный диапазон срабатывания S_r и полезный диапазон срабатывания S_u . Значение S_r варьируется в пределах $\pm 10\%$ от номинального

диапазона срабатывания, а измеряется в температурном диапазоне от 18 до 28°C и при номинальном напряжении питания. Полезный диапазон срабатывания индуктивного датчика варьируется в пределах $\pm 10\%$ от эффективного и измеряется при напряжении питания, равного 85% - 110% от номинального и температуре от -25 до +70 °C.

Часто в техническом описании на датчик можно встретить такой параметр, как гарантированная зона (диапазон) срабатывания S_a . Его нижняя граница равна 0, а верхняя значению $0,81S_n$. Диапазоны срабатывания индуктивного датчика отображены на рисунке 9.

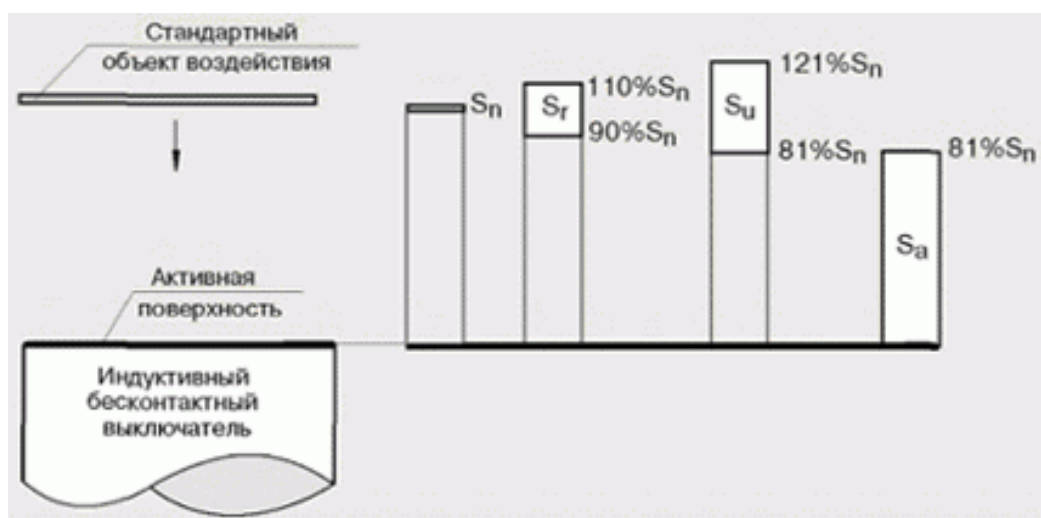


Рисунок 9 – Диапазоны срабатывания индуктивного датчика

Также важными параметрами индуктивных датчиков положения, влияющими на точность и достоверность измерений, являются гистерезис и повторяемость Н и R соответственно. Гистерезисом называют расстояние между самыми дальними точками срабатывания датчика на объект при приближении и удалении последнего. Нормальным считается значение гистерезиса равное $0,2S_r$.

Помимо свойств, присущих непосредственно самому индуктивному датчику, на диапазон срабатывания влияют свойства материала объекта, речь идет об электропроводимости и магнитной проницаемости. Для этого было введено понятие коэффициента редукции. Эталонным материалом считается

Сталь 37, ее коэффициент редукции равен 1. Для других металлов коэффициент редукции имеет значение меньше 1. Например, нержавеющие материалы имеют коэффициент редукции 0,85, а медь всего лишь 0,3. То есть, если объектом срабатывания является медь, то диапазон срабатывания уменьшается до значения равного $0,3 S_n$.

Питание индуктивных датчиков может осуществляться как от источников постоянного тока, так и источников переменного тока. Для постоянного тока характерны диапазоны напряжений: 10-30В, 10-60В и 5-60В. Для переменного тока характерен диапазон: 98-253В. Также существуют индуктивные датчики, имеющие универсальное питание, такие датчики можно запитать как от источника постоянного, так и от источника переменного тока.

Номинальный ток нагрузки показывает, на какое значение тока рассчитан датчик при действии нагрузки в продолжительный интервал времени. Стандартным является значение, равное 200 мА, но бывают специальные исполнения датчиков, рассчитанные и на 500 мА.

Частота отклика показывает, с какой максимальной частотой, выраженной в герцах, датчик может осуществлять переключения. Для большинства промышленных применений хватает частоты отклика равной 1000 Гц, а вот поднимать частоту выше 5 кГц производителям датчиков нет особого смысла, так как такая частота будет выше частоты выполнения стандартного цикла ПЛК. Тем самым состояние такого датчика может быть неверно интерпретировано модулем ввода ПЛК.

При выборе датчиков также стоит обратить на степень защиты корпуса от брызг и пыли, изоляцию для повышения электрической прочности, материал корпуса, исполнение на SMD-компонентах для максимальной надёжности и диапазон температуры, при котором может работать индуктивный датчик. Стандартными являются степень защиты IP68, а температурный диапазон от - 25 до + 70 °С. Конструкция современного индуктивного датчика представлена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Конструкция индуктивного датчика

1.2.2 Зубчатое колесо

Важнейшим элементом системы определения частоты вращения является зубчатое колесо. Точность изготовления и установки на валу является залогом максимальной точности и минимальной погрешности измерений. Высота зуба должна быть рассчитана с учётом гарантированной зоны (диапазона) срабатывания индуктивного датчика. Шаг зуба обычно равен длине зуба. Количество зубьев на зубчатом колесе рассчитывается в зависимости от номинальной частоты вращения по формуле 17.

$$z = \frac{60f}{n}, \quad (17)$$

Для примера, если скорость вращения ГА равна $n = 125$ оборотов в минуту, частота, воспринимаемая индуктивными датчиками за один оборот,

$f = 100$ Гц, то количество зубьев должно быть $z = 48$, рисунок 11.

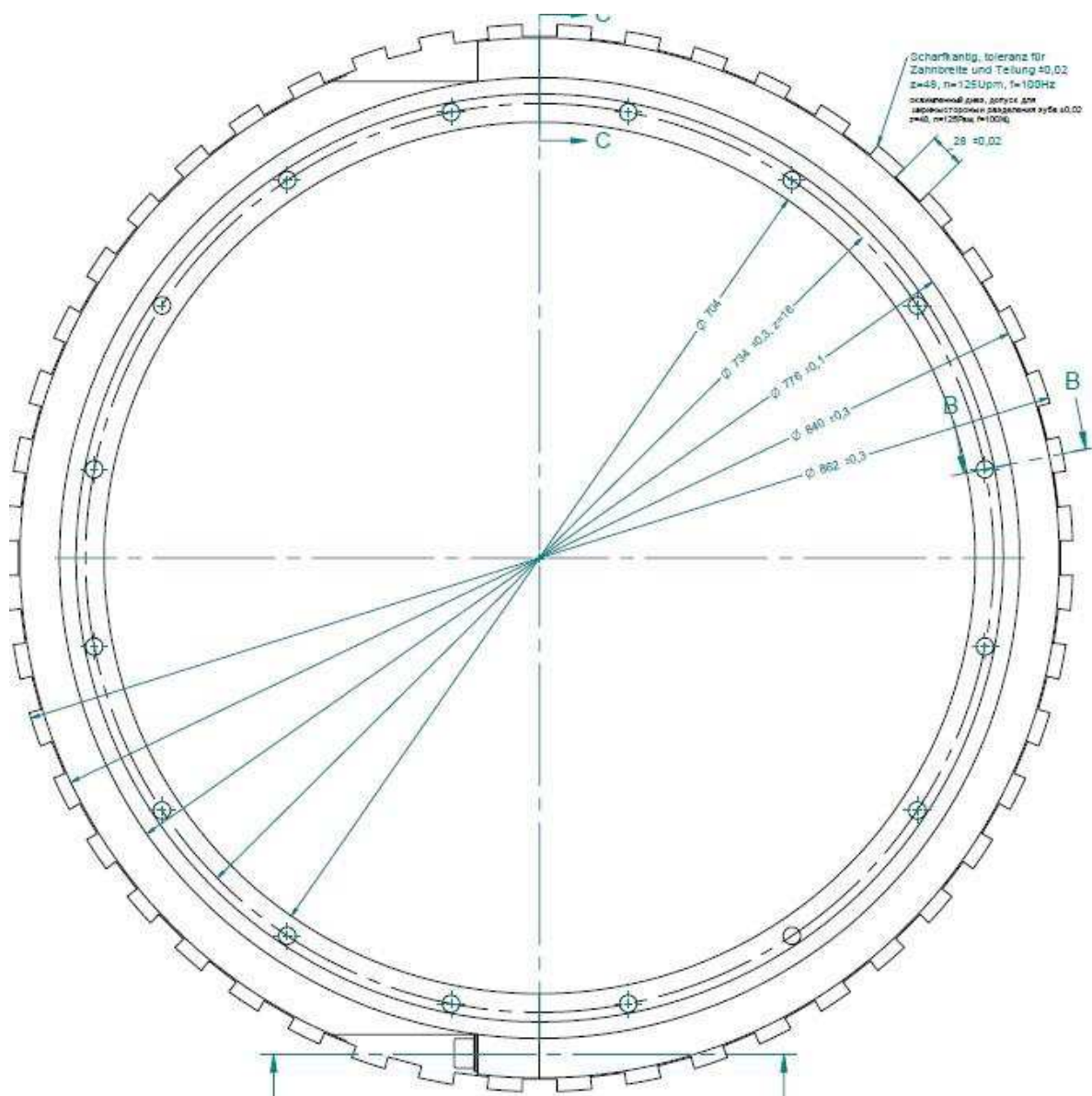


Рисунок 11 – Зубчатое колесо для 125 оборотов в минуту

Зубчатое колесо изготавливается из двух сегментов, которые при установке стягиваются торцевыми болтами, помимо этого зубчатое колесо закрепляется болтовыми соединениями по всей окружности. Датчики крепятся на несущей конструкции, на специальной пластине в соответствии с окружностью колеса, рисунок 12.

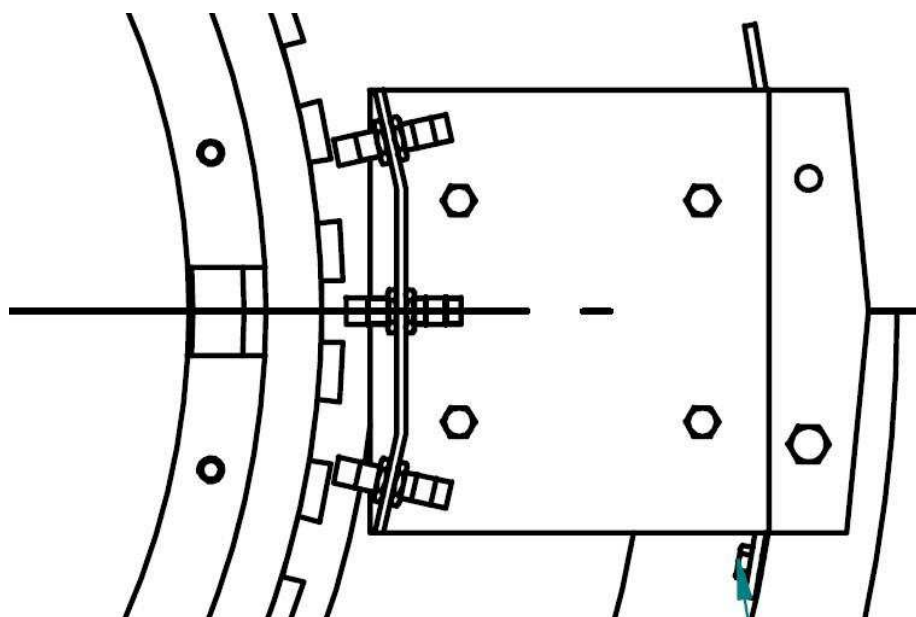


Рисунок 12 – Чертёж установки датчиков

1.2.3 Счётный модуль

Счётный цифровой модуль или детектор определяет скорость на основе подсчёта импульсов входного сигнала в единицу времени с регуляторного генератора или с индуктивных датчиков (источники сигнала). Крупнейшими производителям средств автоматизации разработаны специальные скоростные модули обработки аналоговых сигналов, модули скоростного счёта, детекторы скорости с высокой разрядностью, схемы и принципы работы которых защищены интеллектуальной собственностью.

Модули скоростного аналогового ввода используют АЦП, устройство, преобразующее входной аналоговый сигнал в дискретный код (цифровой сигнал). Для высокой скорости используются АЦП прямого (параллельного) преобразования [18]. Принцип действия предельно прост: входной сигнал поступает одновременно на все «плюсовые» входы компараторов, а на «минусовые» подается ряд напряжений, получаемых из опорного путем деления резисторами. Недостатком АЦП такого типа является малая разрядность, низкая точность в измерении частоты вращения.

Модули скоростного счёта и детекторы построены на основе цифровых счётчиков высокой разрядности (до 32 бит) [19]. Результат счета формируется счетчиком в заданном коде и может храниться требуемое время. Счетчики строятся на триггерах, при этом количество импульсов, которое может подсчитать счетчик, определяется по формуле 18.

$$N = 2^n - 1, \quad (18)$$

где n – число триггеров, а минус один потому что в цифровой технике за начало отсчета принимается 0.

Для примера можно рассмотреть простейший счётчик с параллельным переносом, рисунок 13.

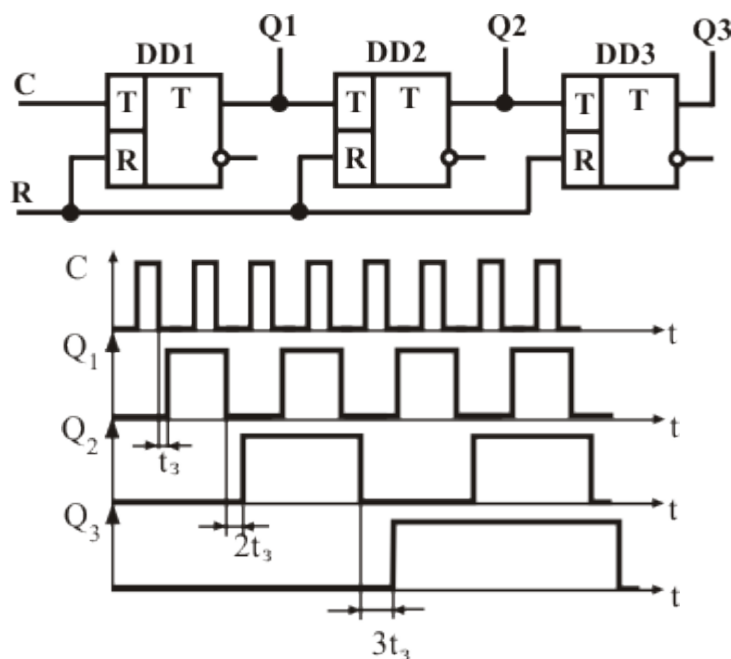


Рисунок 13 – Схема счетчика с последовательным переносом на Т-триггерах и графики, поясняющие принцип его работы

В качестве исходного состояния принят нулевой уровень на всех выходах триггеров (Q1 - Q3), т. е. цифровой код 000. При этом старшим разрядом является выход Q3. Для перевода всех триггеров в нулевое состояние входы R триггеров объединены и на них подается необходимый уровень напряжения (т.

е. импульс, обнуляющий триггеры). На вход С поступают тактовые импульсы, которые увеличивают цифровой код на единицу, т. е. после прихода первого импульса первый триггер переключается в состояние 1 (код 001), после прихода второго импульса второй триггер переключается в состояние 1, а первый - в состояние 0 (код 010), потом третий и т. д. В результате подобное устройство может досчитать до 7 (код 111), поскольку $2^3 - 1 = 7$. Когда на всех выходах триггеров установились единицы, говорят, что счетчик переполнен. После прихода следующего (девятого) импульса счетчик обнулится и начнется все с начала. На графиках изменение состояний триггеров происходит с некоторой задержкой t_3 . На третьем разряде задержка уже утроенная. Увеличивающаяся с увеличением числа разрядов задержка является недостатком счетчиков с последовательным переносом, что, несмотря на простоту, ограничивает их применение в устройствах с небольшим числом разрядов. После подсчёта импульсов с помощью цифровой логики модуль скоростного счёта определяет количество импульсов за задаваемый промежуток времени и рассчитывает угловую скорость вращения ГА.

2 Точность измерения частоты вращения гидроагрегата в первичном регулировании

Частота вращения гидротурбины напрямую взаимосвязана с частотой электрического тока, которая является одним из показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы. Значение частоты показывает текущее состояние баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в энергосистеме.

Выделяют три взаимосвязанных вида регулирования частоты [8]:

- первичное регулирование частоты;
- вторичное регулирование частоты;
- третичное регулирование частоты.

Для полного понимания регулирования частоты в энергосистеме рассмотрим пример отрицательного изменения частоты. Временная диаграмма отклонения частоты представлена на рисунке 14.

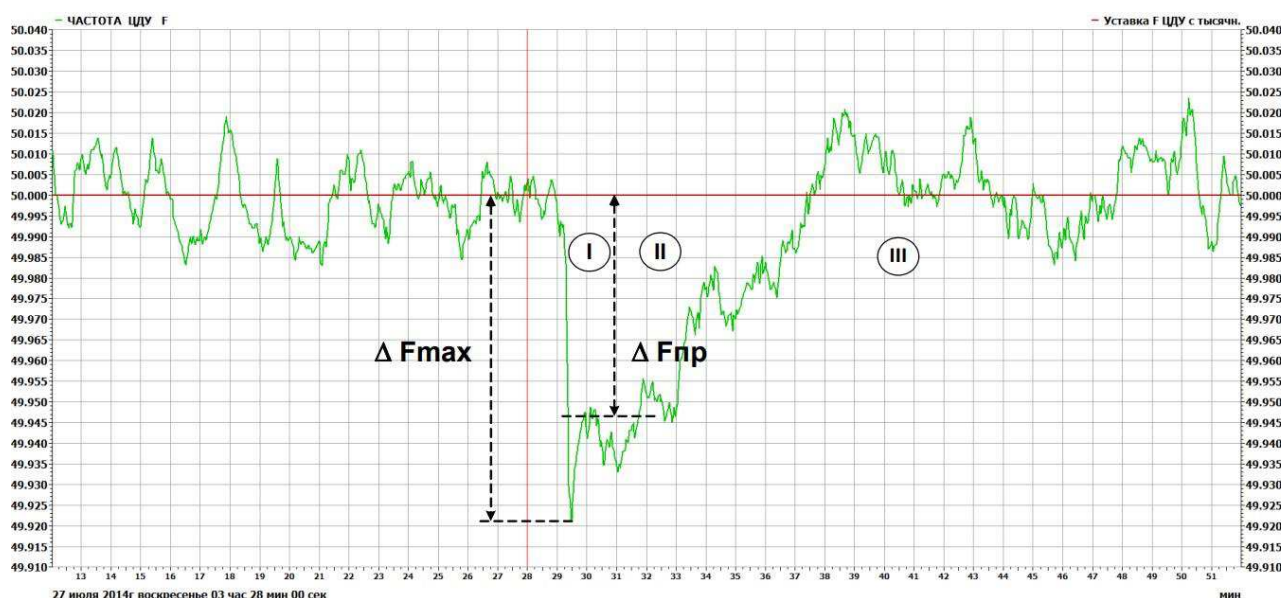


Рисунок 14 – Временная диаграмма отклонения частоты

В первоначальный момент времени падение частоты ограничивает первичное регулирование. Регуляторы частоты вращения электростанций формируют задание первичной мощности до соответствующего значения

«мертвой полосы» по частоте, что приводит к расходу резерва первичного регулирования в энергосистеме.

Далее в работу вступает вторичное регулирование. ЦС АРЧМ системного оператора выдаёт задание вторичной мощности на ГРАМ станций, восстанавливаются резервы первичного регулирования, и частота сети возвращается к номинальному значению. Соответственно расходуется резерв вторичного регулирования.

В завершении с помощью третичного регулирования, которое включает в себя корректировку планового диспетчерского графика, восстанавливается резерв вторичного регулирования. Последовательность процесса регулирования частоты представлена на рисунке 15.



Рисунок 15 – Последовательность процесса регулирования частоты в энергосистеме

Так как первичное регулирование напрямую связано с частотой вращения остановимся на нём более подробно.

Весь алгоритм первичного регулирования обычно реализован в контроллере РЧВ. Сущность алгоритма заключается в прибавлении или вычитании (в зависимости от знака отклонения частоты сети от номинальной) из заданного значения мощности от ГРАМ требуемой первичной мощности гидроагрегата, которая рассчитывается по формуле 19 согласно [2], [3], [4].

$$\Delta P_{\Pi} = - \frac{2P_{\text{ном}} \Delta f_p}{S}, \quad (19)$$

где S – статизм первичного регулирования, %;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность гидроагрегата, МВт;

Δf_p – расчетное отклонение частоты, Гц:

$\Delta f_p = 0$ при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования ($50 \pm \Delta f_0$);

$\Delta f_p = f - (50 + \Delta f_0)$ – при повышенной частоте ($\Delta f_p > 0$);

$\Delta f_p = f - (50 - \Delta f_0)$ – при пониженной частоте ($\Delta f_p < 0$);

f – текущее значение частоты, Гц;

Δf_0 – величина отклонения частоты от 50 Гц, определяющая значение «мертвой полосы» первичного регулирования, Гц.

При оценке участия гидроагрегата в первичном регулировании производится сравнение требуемой первичной мощности с фактическим изменением мощности гидроагрегата, определяемой по формуле 20 согласно [5]:

$$\Delta P_{\phi} = P - P_{\text{исх}}, \quad (20)$$

где P – мощность гидроагрегата на заданном интервале времени после отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, МВт;

$P_{\text{исх}}$ – исходная мощность гидроагрегата на заданном интервале времени до момента отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, МВт.

При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования РЧВ должен выдавать требуемую первичную мощность с учетом изменения величины отклонения частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме до возврата частоты в пределы «мертвой полосы».

Для оценки разницы стабильности частоты в 1-ой и 2-ой синхронных зонах, а также для анализа работы первичного регулирования в каждой из зон на рисунке 16 приведены две временные диаграммы изменения частоты измеренной с помощью ТН генераторов.

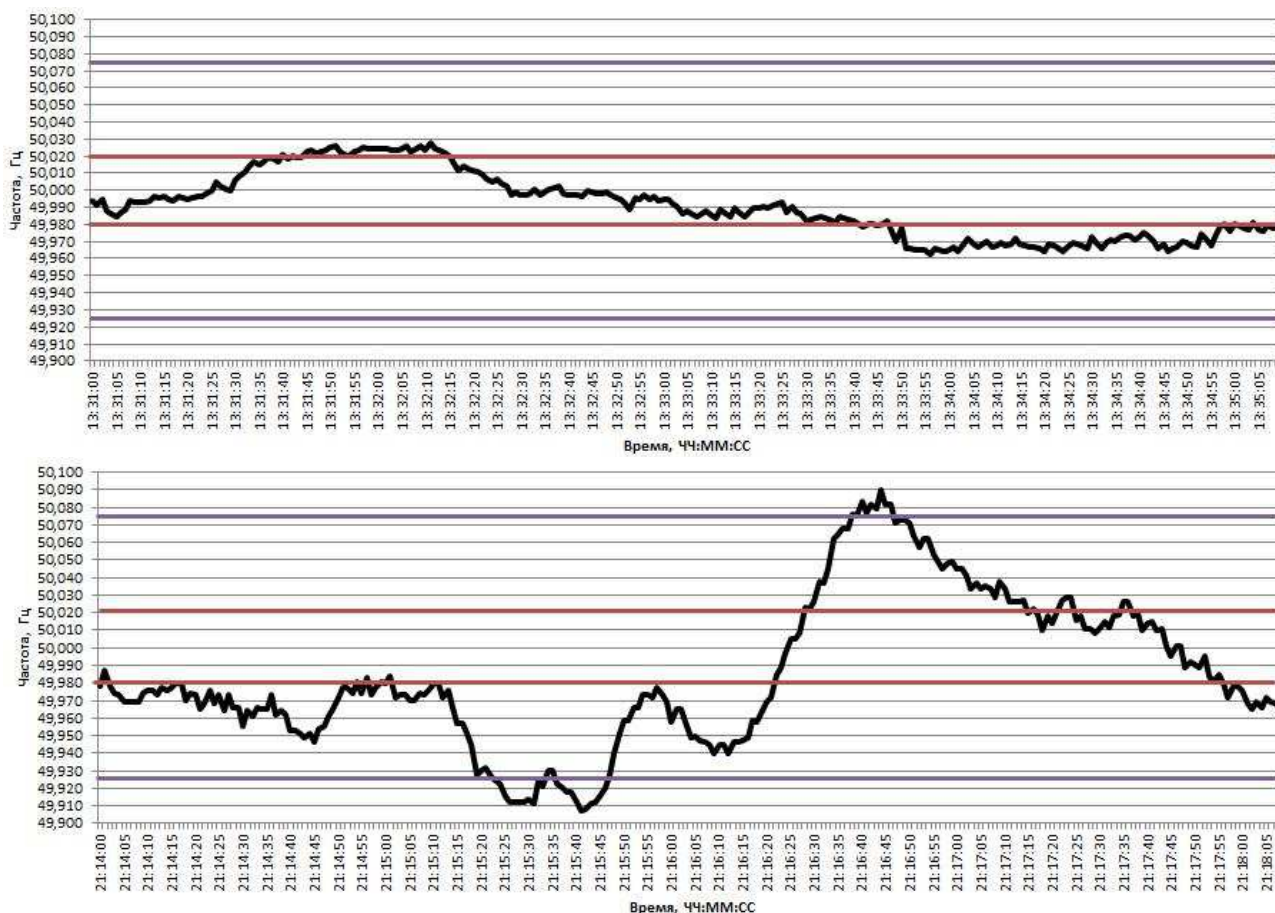


Рисунок 16 – Временные диаграммы изменения частоты:

верхняя диаграмма – Воткинская ГЭС, нижняя диаграмма – Зейская ГЭС

Воткинская ГЭС вырабатывает электроэнергию в 1-ой синхронной зоне и на данный момент проходит сертификацию для участия в НПРЧ, «мёртвая полоса» которого отмечена красными линиями и равна $\pm 0,02$ Гц [5]. Зейская ГЭС вырабатывает электроэнергию во 2-ой синхронной зоне и участвует в ОПРЧ, «мёртвая полоса» которого отмечена синими линиями и равна $\pm 0,075$ Гц [2]. На графиках хорошо видно, что первичное регулирование работает в обеих синхронных зонах.

Из приведённых формул и данных, описывающих работу первичного регулирования хорошо видно, что измерение частоты вращения является основным параметром в первичном регулировании, которое функционирует по всей ЕЭС. Поэтому особое внимание следует уделить точности измерения частоты ГА.

2.1 Требования к точности определения частоты вращения в первичном регулировании частоты

Современные требования стандартов, предъявляемые к ГЭС, работающим в режиме производства электрической энергии, для участия в ОПРЧ и НПРЧ устанавливают конкретные требования к точности определения частоты вращения.

Согласно нормам участия ГЭС в НПРЧ [5], измерение частоты вращения гидротурбины, используемое в САУ ГА, должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

Согласно требованиям к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ [1], собственником или иным законным владельцем должно быть обеспечено измерение текущей частоты вращения турбин с точностью 0,05 Гц или менее.

2.2 Противоречие требований к первичному регулированию частоты

Требования к участию в ОПРЧ противоречат требованиям участия в НПРЧ в самом ответственном месте, в источнике сигнала частоты вращения гидротурбины. В технических требованиях к генерирующему оборудованию участников оптового рынка [3], в пункте 3, в стандарте по регулированию частоты [2], в пункте 6.1.13 и в государственном стандарте [4], в пункте 5.1.13 указано, что в устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины. Так как многие специалисты

различают частоту вращения, измеряемую на валу гидрогенератора, и электрическую частоту это противоречит требованиям стандарта по нормам участия в НПРЧ [5], где в пункте 5.5. указано, что допускается использование измерений частоты, полученных с использованием тахогенератора или ТН гидрогенератора, в качестве измерений частоты вращения гидротурбины. Из-за этого противоречия большинство ГЭС использует измерения частоты, полученные с использованием зубчатого колеса с индуктивными датчиками и тахогенератора в алгоритмах первичного регулирования. Источники сигнала частоты вращения, используемые в алгоритмах первичного регулирования на современных ГЭС, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Источники сигнала частоты вращения для первичного регулирования на ГЭС

Наименование ГЭС	Источник сигнала частоты
Бурейская ГЭС	Трансформатор напряжения
Волжская ГЭС	Тахогенератор
Воткинская ГЭС	Тахогенератор
Загорская ГЭС	Трансформатор напряжения
Зейская ГЭС	Зубчатое колесо
Красноярская ГЭС	Трансформатор напряжения
Нижне-бурейская ГЭС	Трансформатор напряжения
Новосибирская ГЭС	Тахогенератор
Саратовская ГЭС	Зубчатое колесо (капсульные ГА)
Саяно-Шушенская ГЭС	Трансформатор напряжения
Угличская ГЭС	Зубчатое колесо
Чебоксарская ГЭС	Тахогенератор

Точность тахогенератора на русловых ГЭС удовлетворяет требованиям [5], на высоконапорных станциях точность тахогенератора из-за повышенных

значений боя вала по сообщениям специалистов не всегда соответствует требованиям, кроме того, на многих станциях от тахогенератора отказались при реконструкции САУ ГА в пользу зубчатого колеса с индуктивными датчиками.

Существует устоявшееся мнение, что зубчатое колесо является точным и надёжным источником частоты, но на практике это далеко не так, индуктивные датчики выходят из строя, а реальные показания датчиков едва ли выполняют требования по точности. Доля каждого из рассмотренных источников измерения частоты вращения, используемых на современных ГЭС, в процентном соотношении представлена на рисунке 17.

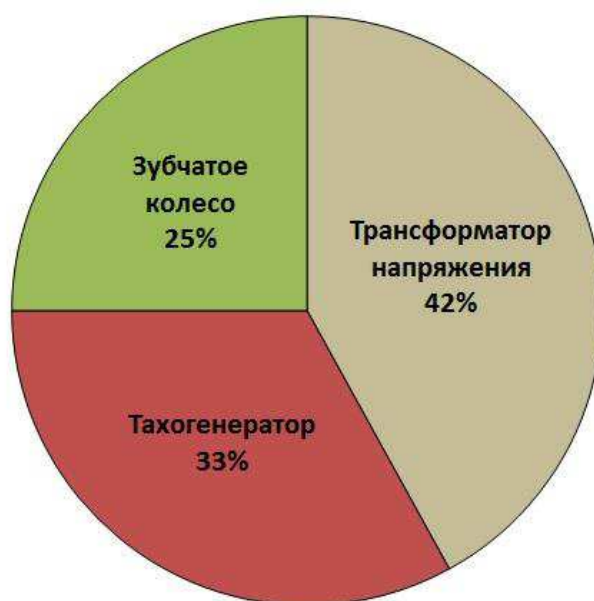


Рисунок 17 – Процентное соотношение источников измерения частоты

Смысловое противоречие требований стандартов, рассмотренное выше, не позволяет использовать после включения в сеть самый стабильный из всех источник сигнала частоты вращения – ТН генератора. И это касается 58% исследуемых станций. Однако 42% станций успешно использует трансформатор напряжения для алгоритма первичного регулирования.

2.3 Анализ погрешности каналов измерения частоты вращения на основании данных из технической документации

На ГЭС для измерения частоты вращения ГА используется, как правило, несколько каналов измерения от различных источников. Каждый канал измерения состоит из цепочки устройств для измерения и преобразования сигнала частоты. На каждое из устройств есть техническая документация, в которой указана погрешность измерения или преобразования сигнала частоты. Для измерения частоты вращения в настоящее время преимущественно используются устройства импортного производства, в паспортах и документации к ним чаще всего указана абсолютная погрешность. Для анализа погрешности каналов измерения частоты исследуем схему подключения каналов измерения Воткинской и Зейской ГЭС, определим погрешность каждого устройства и найдём суммарную погрешность каждого канала измерения. Данные о погрешности взяты из технической документации на каждое устройство и подтверждены специалистами, работающими на данных ГЭС.

2.3.1 Анализ погрешности каналов измерения Воткинской ГЭС на основании данных из технической документации

Для измерения частоты вращения ГА Воткинской ГЭС для целей участия в первичном регулировании частоты используется тахогенератор. Кроме основного канала измерения частоты от тахогенератора для измерения частоты используется зубчатое колесо, установленное на валу гидротурбины и ТН со стороны генератора. На ХХТ, ХХГ и в сети используется основной канал. Канал измерения частоты вращения гидротурбины с помощью ТН в алгоритме первичного регулирования не участвует.

Схема подключения канала измерения тахогенератора представлена на рисунке 18.

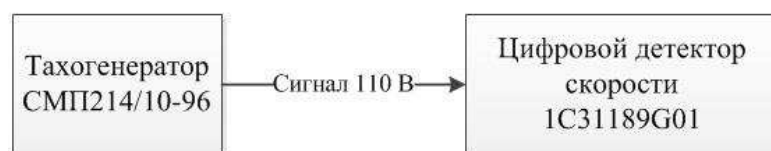


Рисунок 18 - Схема подключения канала измерения тахогенератора
Воткинской ГЭС

Синхронный тахогенератор на постоянных магнитах выдаёт сигнал напряжением 110 В напрямую в цифровой детектор скорости системы Ovation. Цифровой детектор с высокой точностью обрабатывает с помощью скоростного 16 битного счётчика входной сигнал и преобразует его для внутренней логики контроллера САУ ГА. Расчёт суммарной погрешности канала представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Суммарная погрешность канала измерения тахогенератора
Воткинской ГЭС

Элементы канала	Марка	Абсолютная погрешность, Гц
Тахогенератор	СМП214/10-96	0
Цифровой детектор	1С31189G01	0,0033
Суммарная погрешность:		0,0033

Схема подключения канала измерения ТН со стороны генератора представлена на рисунке 19.

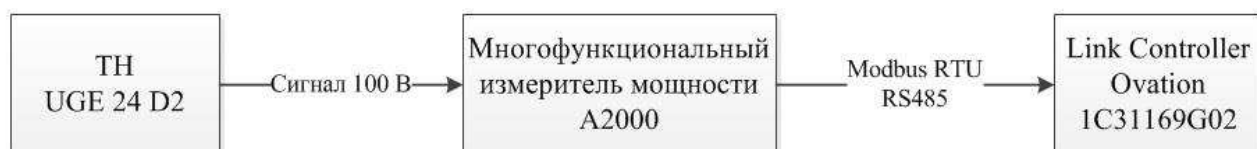


Рисунок 19 – Схема подключения канала измерения ТН Воткинской ГЭС

ТН марки UGE 24 D2 понижает генераторное напряжение 13800 В, в измерительный сигнал 100 В. Многофункциональный измеритель мощности A2000 принимает данный сигнал и преобразует его в цифровой протокола Modbus RTU, который передаётся по интерфейсу RS485 на Link Controller системы Ovation. Последний преобразует цифровой сигнал для внутренней логики контроллера САУ ГА. Расчёт суммарной погрешности канала представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Суммарная погрешность канала измерения ТН Воткинской ГЭС

Элементы канала	Марка	Абсолютная погрешность, Гц
ТН	UGE 24 D2	0
Преобразователь	A2000	0,02
Цифровой модуль связи	1C31169G02	0
Суммарная погрешность:		0,02

Схема подключения каналов измерения зубчатого колеса с индуктивными датчиками представлена на рисунке 20.

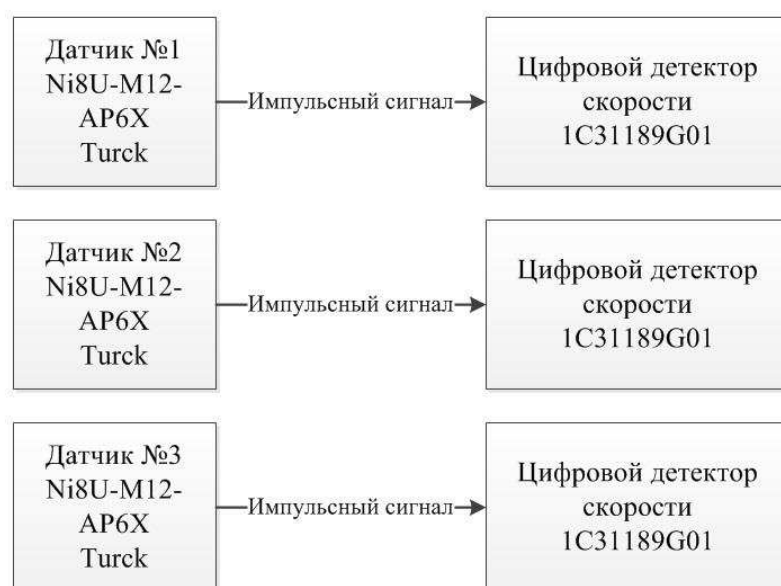


Рисунок 20 – Схема подключения каналов измерения зубчатого колеса Воткинской ГЭС

Три индуктивных датчика по мере прохождения зубьев колеса формируют импульсные сигналы, которые поступают на вход цифровых детекторов скорости системы Ovation. Цифровые детекторы с высокой точностью обрабатывают с помощью скоростного 16 битного счётчика входной сигнал и преобразуют его для внутренней логики контроллера САУ ГА. Расчёт суммарной погрешности каналов измерения представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Суммарная погрешность каналов измерения зубчатого колеса Воткинской ГЭС

Элементы канала	Марка	Абсолютная погрешность, Гц
Датчик	Ni8U-M12-AP6X Turck	0
Цифровой детектор	1C31189G01	0,0033
Суммарная погрешность:		0,0033

В итоге для сравнения суммарной погрешности каналов измерения частоты на Воткинской ГЭС сформирована таблица 5.

Таблица 5 – Сравнение погрешностей каналов измерения частоты на Воткинской ГЭС

Способ измерения	Суммарная погрешность, Гц
Тахогенератор	0,0033
ТН	0,02
Зубчатое колесо	0,0033

Результаты показывают, что самыми точными источниками частоты вращения на Воткинской ГЭС являются тахогенератор и зубчатое колесо.

2.3.2 Анализ погрешности каналов измерения Зейской ГЭС на основании данных из технической документации

Для измерения частоты вращения гидротурбины Зейской ГЭС для целей участия в первичном регулировании частоты используется зубчатое колесо с тремя индуктивными датчиками. Кроме основного канала измерения частоты от зубчатого колеса для измерения частоты используется ТН со стороны генератора. На ХХТ, ХХГ и в сети используется основной канал. Канал измерения частоты вращения гидротурбины с помощью ТН в алгоритме первичного регулирования не участвует.

Схема подключения каналов измерения зубчатого колеса с индуктивными датчиками представлена на рисунке 21.



Рисунок 21 – Схема подключения каналов измерения зубчатого колеса Зейской ГЭС

Три индуктивных датчика по мере прохождения зубьев колеса формируют импульсные сигналы, которые обрабатывают два интерфейсных модуля с дискретными выходами на защиты против разгона и один скоростной модуль аналогового ввода. Интерфейсные модули преобразуют импульсный сигнал в токовый 4-20 мА. Модули аналогового ввода, включая скоростной, обрабатывают входной токовый сигнал с помощью 8 битного АЦП и

преобразуют его для внутренней логики контроллера САУ ГА. Так как схемы подключения датчиков отличаются, расчёт суммарной погрешности выполнен сначала для датчика №1 и датчика №2, а потом отдельно для датчика №3. Расчёт суммарной погрешности для датчика №1 и датчика №2 представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Суммарная погрешность каналов измерения датчика №1 и датчика №2 зубчатого колеса Зейской ГЭС

Элементы канала	Марка	Абсолютная погрешность, Гц
Датчик	TURCK Bi3UEM12HAP6XH114	0
Монитор скорости	TURCK IM2114CDTRI	0,02
Модуль аналогового ввода	SM331 6ES73317NF100AB0	0,01
Суммарная погрешность:		0,03

Расчёт суммарной погрешности для датчика №3 представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Суммарная погрешность канала измерения датчика №3 зубчатого колеса Зейской ГЭС

Элементы канала	Марка	Абсолютная погрешность, Гц
Датчик	TURCK Bi3UEM12HAP6XH1141	0
Скоростной модуль аналогового ввода	SM335 6ES73357HG010AB0	0,001
Суммарная погрешность:		0,001

Схема подключения канала измерения ТН со стороны генератора представлена на рисунке 22.



Рисунок 22– Схема подключения канала измерения ТН Зейской ГЭС

ТН марки EPR20Z понижает генераторное напряжение 15750 В в измерительный сигнал 100 В. Преобразователь принимает измерительный сигнал и преобразует его в цифровой. С помощью протокола Profibus DP, данные передаются по интерфейсу RS485 на контроллер РЧВ. Расчёт суммарной погрешности канала представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Суммарная погрешность канала измерения ТН Зейской ГЭС

Элементы канала	Марка	Абсолютная погрешность, Гц
ТН	EPR20Z	0
Преобразователь	Simeas p610 7KG6100DA020AA0CC	0,01
Суммарная погрешность:		0,01

В итоге для сравнения суммарной погрешности каналов измерения частоты вращения гидротурбины на Зейской ГЭС сформирована таблица 9.

Таблица 9 – Сравнение погрешностей каналов измерения частоты на Зейской ГЭС

Способ измерения	Суммарная погрешность, Гц
Датчики №1 и №2 зубчатого колеса	0,03
Датчик №3 зубчатого колеса	0,001
ТН	0,01

Результаты показывают, что самыми точными источниками частоты вращения на Зейской ГЭС являются измерительный ТН и зубчатое колесо.

2.4 Проблема косвенного определения погрешности измерения частоты на основании реальных данных

Действительные значения измеряемой величины, как правило, не совпадают с результатами измерения. При измерениях величин имеют место следующие основные погрешности [20].

Абсолютная погрешность ΔA_x – алгебраическая разность между результатом измерения величины A_x и её действительным значением A^* , вычисляемая по формуле 21:

$$\Delta A_x = A_x - A^*. \quad (21)$$

Относительная погрешность γ_x – отношение абсолютной погрешности ΔA_x измеряемой величины к её действительному значению A^* , выраженному в процентах, вычисляемое по формуле 22:

$$\gamma_x = \frac{\Delta A_x}{A^*} 100\%. \quad (22)$$

Действительное значение при измерении частоты вращения получить в процессе эксплуатации крайне сложно, для точной оценки необходимо использование прецизионно точного тахометра, работающего по стробоскопическому или фотоэлектрическому методу определения частоты вращения, устанавливаемого на время опытов. Следовательно, значение абсолютной и относительной погрешности на основании реальных данных из АСУ ТП станции в рамках данного исследования получить не возможно.

Проще провести исследование точности источников сигнала частоты с использованием среднеквадратической погрешности на основании реальных данных. Среднеквадратическая погрешность вычисляется согласно рекомендациям по межгосударственной стандартизации [21]. Исследуемые данные получены с дискретностью одна секунда. Анализ, проводимый методом расчёта среднеквадратической погрешности реальных измерений частоты, позволяет оценить какой из источников наиболее точный, а также наглядно увидеть соответствует ли аппаратная погрешность действительности.

Среднеквадратичная погрешность или оценка рассеяния единичных результатов измерений в ряду равноточных измерений одной и той же физической величины около среднего их значения, вычисляется по формуле 23.

$$s(x) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})^2}{(n - 1)}}. \quad (23)$$

где x_k – k -е измеренное значение или показание в ряду из n значений;

$\bar{x}$ – среднее арифметическое значение из n измеренных значений или показаний.

2.4.1 Анализ погрешности каналов измерения Воткинской ГЭС на основании реальных данных

Для оценки используются данные частоты вращения за 19 февраля 2019 года, полученные с трёх индуктивных датчиков скорости на зубчатом колесе, тахогенератора и ТН со стороны генератора. Воткинская ГЭС на данный момент проходит сертификацию для участия в НПРЧ. Длина временного интервала равна 30 секунд, так как, согласно пункту 5.18 норм участия в НПРЧ [5], при скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы»

полная требуемая величина первичной мощности должна быть выдана за 30 секунд.

Во временном интервале частота вращения, измеренная тахогенератором, изменяется с амплитудой в 0,015 Гц и выходит за «мёртвую полосу» НПРЧ. График временного интервала изменения частоты выбран после 13:33 дня и представлен на рисунке 23.

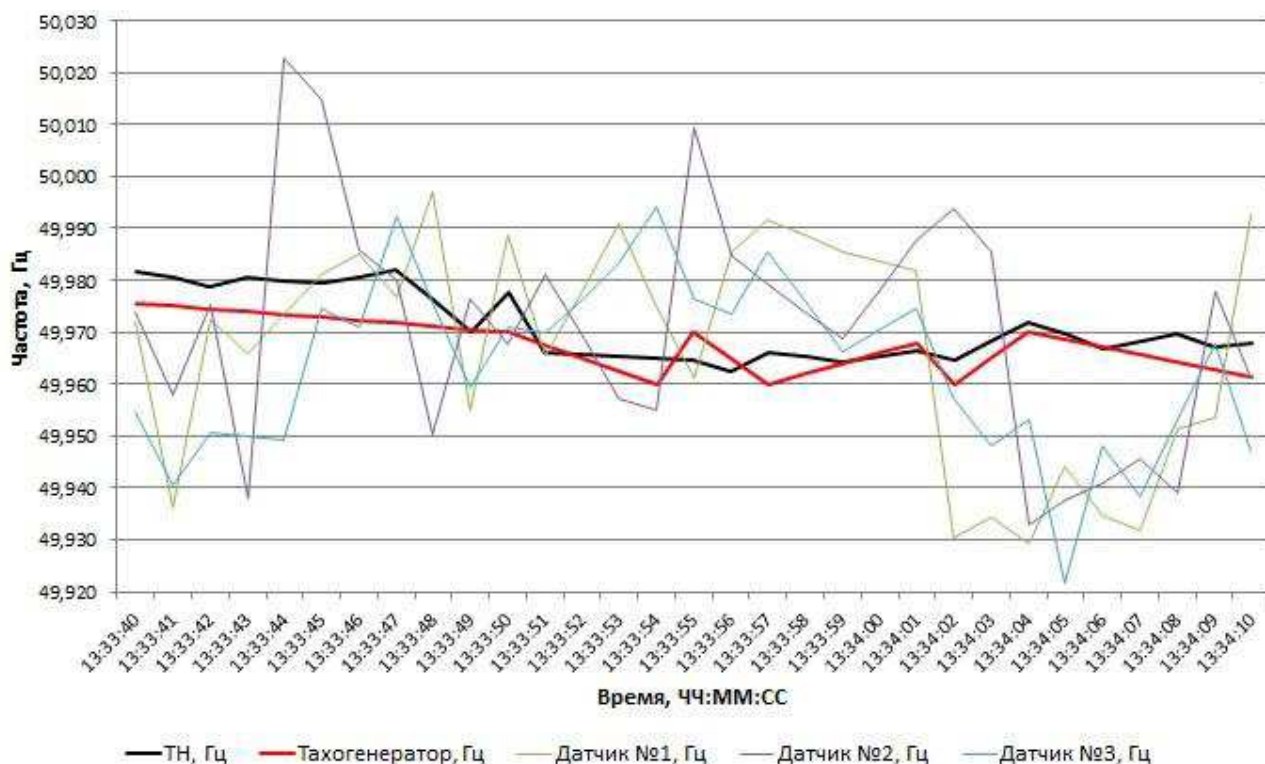


Рисунок 23 – Временной интервал измерения частоты Воткинской ГЭС

На графике отчётливо видно, что согласно показаниям датчиков зубчатого колеса, частота вращения ГА изменяется на 0,08 Гц за секунду, что не соответствует реальности и доказывает их немалую погрешность.

Используя программный пакет Microsoft Excel с помощью функции СТАНДОТКЛОН.В найдём среднеквадратическую погрешность результатов единичных измерений в ряду измерений частоты вращения гидротурбины от каждого источника, результаты расчёта представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Среднеквадратическая погрешность источников сигнала частоты вращения Воткинской ГЭС

Наименование источника	Величина среднеквадратичной погрешности, Гц
ТН	0,00652
Тахогенератор	0,00477
Датчик №1	0,02155
Датчик №2	0,02260
Датчик №3	0,01675

Из таблицы видно, что наименьшая среднеквадратическая погрешность у тахогенератора, что соответствует анализу погрешностей на основании данных из технической документации. Также отчётливо видно, что погрешность датчиков зубчатого колеса почти на порядок превышает данные о погрешности из технической документации.

2.4.1 Анализ погрешности каналов измерения Зейской ГЭС на основании реальных данных

Для оценки используются данные частоты вращения за 19 марта 2019 года, получаемые с трёх индуктивных датчиков скорости на зубчатом колесе, и ТН со стороны генератора, тахогенератор демонтирован в процессе технического перевооружения САУ ГА. Зейская ГЭС участвует в ОПРЧ. Длина временного интервала равна 60 секундам, так как, согласно пункту 6.2.7.1. стандарта по регулированию [2], в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.

Во временном интервале частота вращения, измеренная датчиками зубчатого колеса, изменяется с амплитудой в 0,2 Гц и выходит за «мёртвую

полосу» ОПРЧ. График временного интервала изменения частоты выбран после 5:12 утра и представлен на рисунке 24.

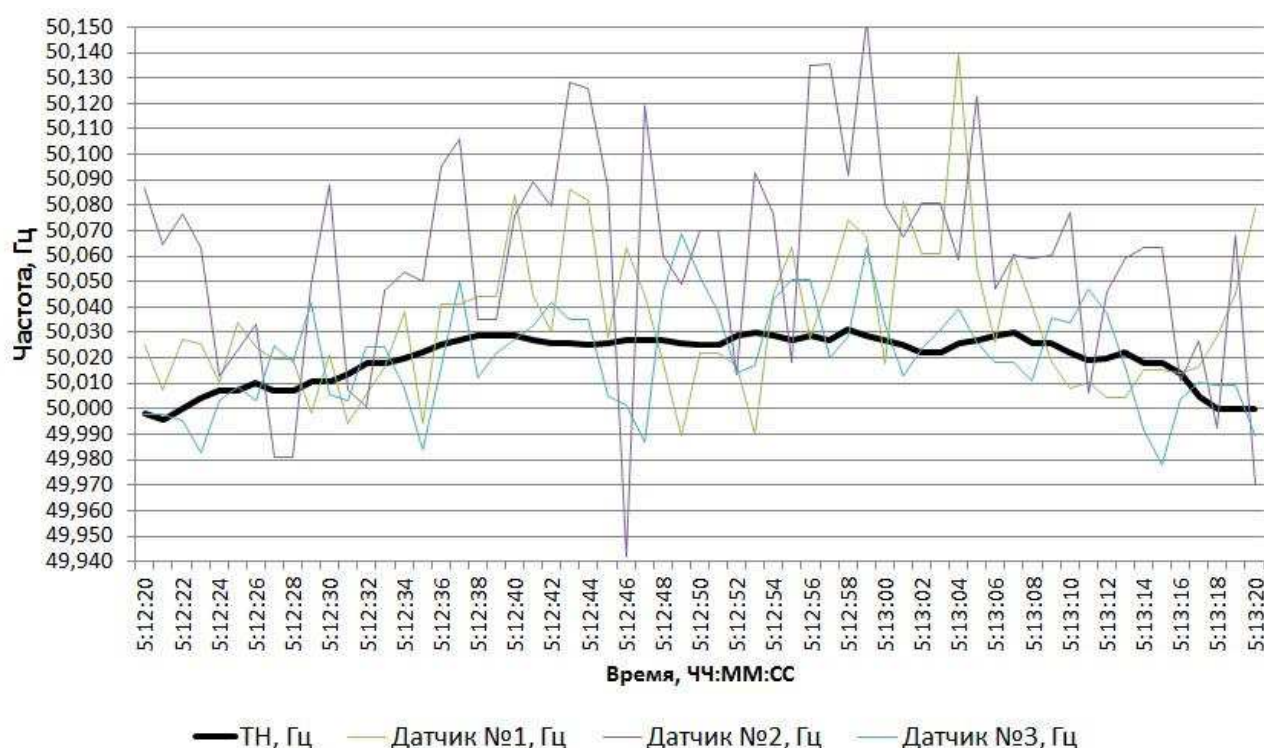


Рисунок 24 – Временной интервал измерения частоты Зейской ГЭС

На графике отчётливо видно, что согласно показаниям датчиков зубчатого колеса, частота вращения ГА изменяется на 0,18 Гц за секунду, что не соответствует реальности и доказывает их немалую погрешность.

Используя программный пакет Microsoft Excel с помощью функции СТАНДОТКЛОН.В найдём среднеквадратическую погрешность результатов единичных измерений в ряду измерений частоты вращения гидротурбины от каждого источника, результаты расчёта представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Среднеквадратическая погрешность источников сигнала частоты вращения Зейской ГЭС

Наименование источника	Величина среднеквадратичной погрешности, Гц
ТН	0,00997
Датчик №1	0,03846
Датчик №2	0,04280
Датчик №3	0,02047

Из таблицы видно, что наименьшая среднеквадратическая погрешность у ТН, что соответствует анализу погрешностей на основании данных из технической документации. Также отчётливо видно, что погрешность датчиков зубчатого колеса превышает данные о погрешности из технической документации.

2.5 Результаты анализа погрешностей каналов измерения частоты

В результате анализа погрешностей каналов измерения на основании данных из технической документации и реальных данных, полученных из АСУ ТП станций, выявлено, что для Воткинской ГЭС самым точным источником частоты вращения является тахогенератор, а для Зейской ГЭС ТН.

Анализ погрешности на основании реальных данных наглядно показал, что погрешность датчиков зубчатого колеса не соответствует данным о погрешности из технической документации для обеих станций.

Для Воткинской ГЭС это не критично, так как для первичного регулирования используется тахогенератор, который соответствует требованиям [2] по точности. Зейская ГЭС и другие ГЭС для первичного регулирования используют частоту вращения, измеренную датчиками зубчатого колеса. На графиках, представленных на рисунках 22 и 23, отчётливо видны скачки значений частоты с датчиков зубчатого колеса, которые приводят

к выдаче некорректного значения первичной мощности РЧВ, поэтому использование зубчатого колеса в алгоритме первичного регулирования следует запретить. Зейская ГЭС имеет высокий коэффициент участия (до 70%) в регулировании частоты во 2-ой синхронной зоне, где стабильность частоты значительно отличается от 1-ой синхронной зоны. ОПРЧ станции постоянно находится в работе и точность источника частоты вращения крайне важна для эффективной отработки небаланса мощности в энергосистеме. Использование в качестве источника частоты вращения ТН вместо зубчатого колеса позволит Зейской ГЭС повысить стабильность частоты во 2-ой синхронной зоне, а также в перспективе позволит участвовать в НПРЧ со сниженной мёртвой полосой, равной $\pm 0,02$ Гц, согласно стандартам [2] и приносить дополнительную прибыль.

На основании данных исследований также следует сделать вывод, что необходимо в технических требованиях к генерирующему оборудованию участников оптового рынка [3] в пункте 3, в стандарте по регулированию частоты [2] в пункте 6.1.13 и в государственном стандарте [4] в пункте 5.1.13 добавить возможность измерения частоты вращения турбины посредством ТН гидрогенератора. Изменения в нормативной технической документации позволят повсеместно использовать ТН генератора в качестве точного и надежного источника частоты вращения для первичного регулирования.

3 Анализ и оптимизация алгоритмов определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты

Проблемы в алгоритмическом обеспечении особенно актуальны для станций, на которых впервые осуществлялась замена отечественных электрогидравлических и электромеханических регуляторов на электрогидравлические регуляторы производства Voith Siemens в процессе реконструкции САУ ГА. Подрядные организации, которые занимались адаптацией новых систем на раннем этапе, не имели достаточного опыта и допускали ряд ошибок. В части алгоритма определения частоты вращения отсутствует расчёт результирующей скорости от нескольких датчиков зубчатого колеса, кроме того упущен из внимания факт разности показаний датчиков. Известны случаи аварийных остановов ГА по причине некорректных алгоритмов определения неисправности каналов измерения частоты. Не учтены возможные зависания логики контроллера. Не правильно сформированы условия по определения физической неисправности канала измерения. Данные ошибки возникли по причине отсутствия опыта, не только у исполнителей проектов реконструкции, но и у принимающей стороны. Ниже на наглядном примере рассмотрим типовой алгоритм РЧВ производства Voith Siemens, который применялся на Зейской ГЭС, проанализируем его недостатки и предложим оптимизированный алгоритм, в котором найденные недостатки исключены.

3.1 Анализ типового алгоритма определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты

Для начала рассмотрим подробно структурную схему системы определения частоты вращения на Зейской ГЭС. Датчик №1 подключён к интерфейсному модулю №1, в котором выставлена уставка против разгона

160%. Когда частота вращения ГА достигает уставки, с дискретного выхода интерфейсного модуля формируется сигнал для сброса быстропадающего АРЗ. Также интерфейсный модуль №1 формирует аналоговый сигнал измерения частоты вращения 4-20 мА, который поступает на вход модуля аналогового ввода №1, который соединён с контроллером РЧВ. Датчик №2 подключён к интерфейсному модулю №2, в котором также выставлена уставка против разгона 115%. Когда частота вращения ГА достигает уставки, с дискретного выхода интерфейсного модуля при неисправности контроллера РЧВ формируется сигнал для срабатывания ЗАЗ. Также интерфейсный модуль №2 формирует аналоговый сигнал измерения частоты вращения 4-20 мА, который поступает на вход модуля аналогового ввода №2, который соединён с контроллером РЧВ. Датчик №3 подключён к специальному скоростному модулю аналогового ввода контроллера РЧВ. ТН со стороны генератора своей вторичной обмоткой соединён с измерительным преобразователем, который передаёт измерительный сигнал в цифровом виде в контроллер РЧВ. В графическом виде схема представлена на рисунке 25.

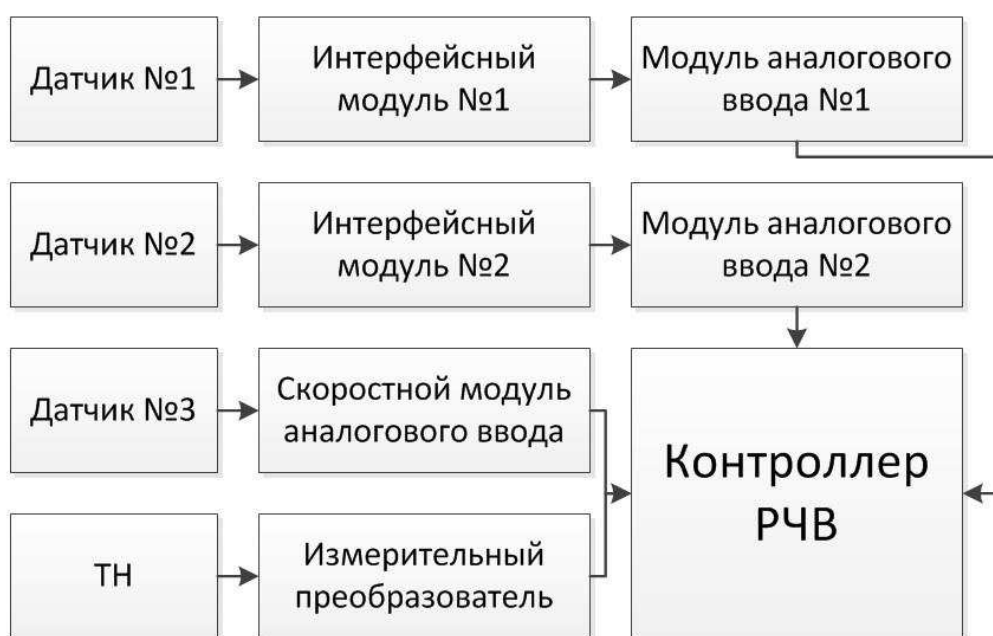


Рисунок 25 – Структурная схема системы определения частоты вращения

В типовом алгоритме в части определения неисправности датчиков используется две проверки. Первая – контроль датчика на обрыв, то есть неисправность датчика формируется при выходе за границы токового сигнала 4-20 мА. Вторая – контроль достоверности показаний, то есть неисправность датчика формируется при превышении отклонения от частоты вращения ГА более чем на 5% в течение некоторого времени. Во второй проверке для сравнения за базовое значение берётся сигнал скорости, идущий с третьего датчика на скоростной модуль аналогового ввода. Канал измерения частоты вращения гидротурбины с помощью ТН в алгоритме не участвует. Схема алгоритма представлена на рисунке 26.

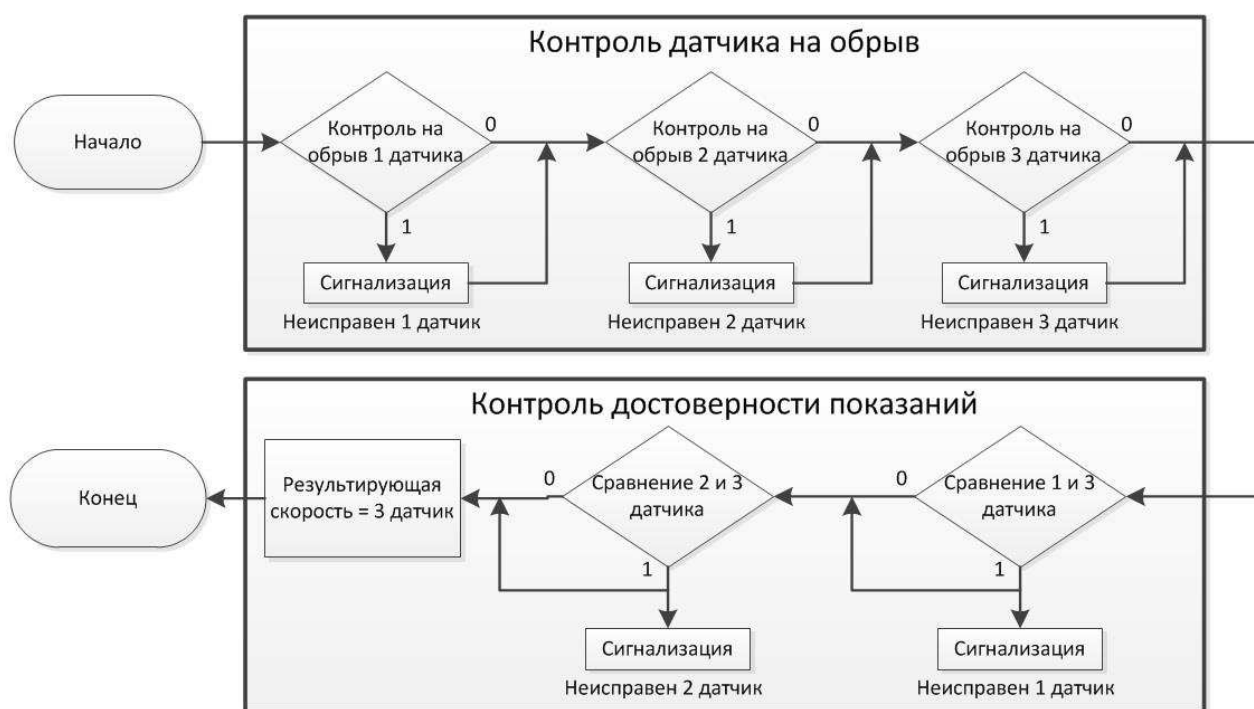


Рисунок 26 – Типовой алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты

Первая проверка является некорректной по причине наличия у двух датчиков промежуточных преобразователей (мониторов скорости вращения), которые при реальном физическом обрыве датчиков показывают уровень 4 мА, а неисправность датчика формируется, если на вход приходит ток меньше 4

мА. Вторая проверка является некорректной по причине того, что сравнение выполняется только с третьим датчиком, то есть при неисправности третьего датчика мы теряем все данные по скорости вращения. При прохождении двух проверок результирующая скорость берётся с третьего датчика, то есть проверки сами по себе определяют только неисправность датчиков скорости действующих на аварийный останов со срабатыванием ЗАЗ и сбросом АРЗ.

3.2 Оптимизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты

Далее предлагается новый оптимизированный алгоритм, в котором устранены недостатки типового алгоритма и добавлен дополнительный источник частоты вращения измерительный ТН со стороны генератора.

Структура оптимизированного алгоритма разбита на блоки, которые для более точного понимания представлены в последовательном порядке.

- Блок фильтрации значения.

На линии подключения датчиков зубчатого колеса воздействует электромагнитное поле, а бой вала вызывает постоянное изменение воздушного зазора между датчиками и зубьями колеса, в результате чего возникают изменения значения скорости. Данный блок позволяет частично избавиться от помех и ложных пульсаций, в нём фильтруется значение, поступающее с каждого канала измерения частоты вращения.

- Блок определения неисправности промежуточных преобразователей.

Блок отвечает за определение физической неисправности промежуточных преобразователей по диапазону 4-20 мА, если уровень тока меньше 4 мА или выше 20 мА на выходе из промежуточного преобразователя, то канал измерения частоты зубчатого колеса считается неисправным и исключается из расчёта.

- Блок корректировки.

Данный блок вычитает или прибавляет корректировочный коэффициент для выравнивания значения сигнала частоты вращения по отношению к 50 Гц, нивелируя при этом разницу в показаниях датчиков зубчатого колеса, вызванную различной схемой их подключения.

- Блок защиты от программных замираний.

Блок отвечает за определение зависания значения частоты с каждого канала измерения зубчатого колеса, если значение не меняется в течение некоторого времени, то канал считается неисправным и исключается из расчёта.

- Блок защиты от резких изменений.

Для защиты от резких скачков значений частоты от датчиков зубчатого колеса реализован блок программного градиента, в котором при росте частоты вращения более 5% за 30 миллисекунд канал определения скорости считается неисправным и исключается из расчёта. В данном блоке факт неисправности датчика скорости фиксируется алгоритмически и сбрасывается только после останова ГА с анализом причин резкого изменения значения частоты.

- Блок определения режима ГА.

В данном блоке определяется, в каком режиме находится ГА, если ГА находится на ХХТ, то алгоритм переходит на блок проверки датчиков зубчатого колеса по значению, если ГА находится в сети или на ХХГ, то за значение результирующей частоты берётся сигнал с ТН.

- Блок проверки канала ТН.

Сигнал частоты с канала измерения ТН со стороны генератора проверяется на достоверность по вхождению в диапазон 45-55 Гц. Если сигнал выходит из диапазона алгоритм переходит на блок проверки датчиков зубчатого колеса по значению.

- Блок проверки по значению

В данном блоке проверяется наличие рассогласования между показаниями каналов измерения частоты зубчатого колеса и определяется, с какого датчика берётся результирующее значение.

Схема оптимизированного алгоритма отображена на рисунке 27.

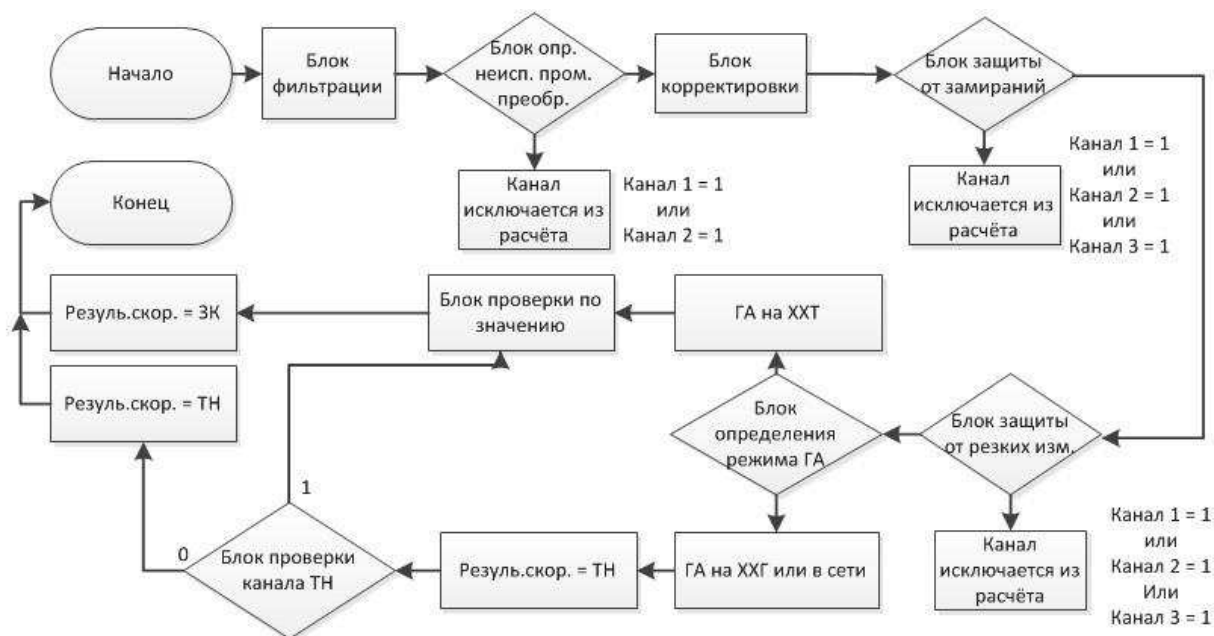


Рисунок 27 – Оптимизированный алгоритм

На блоке проверке по значению остановимся более подробно. Блок функционирует следующим образом:

- при исправности всех каналов измерения за значение результирующей скорости принимается медианное значение с трёх датчиков зубчатого колеса;
- при исправности двух каналов измерения за результирующее значение частоты вращения принимается среднее арифметическое значение исправных каналов;
- при исправности одного канала измерения за значение фактической частоты принимается значение исправного канала;
- при неисправности всех каналов скорости формируется сигнал на аварийный останов ГА со сбросом АРЗ.

Подробно схема блока проверки по значению отображена на рисунке 28.

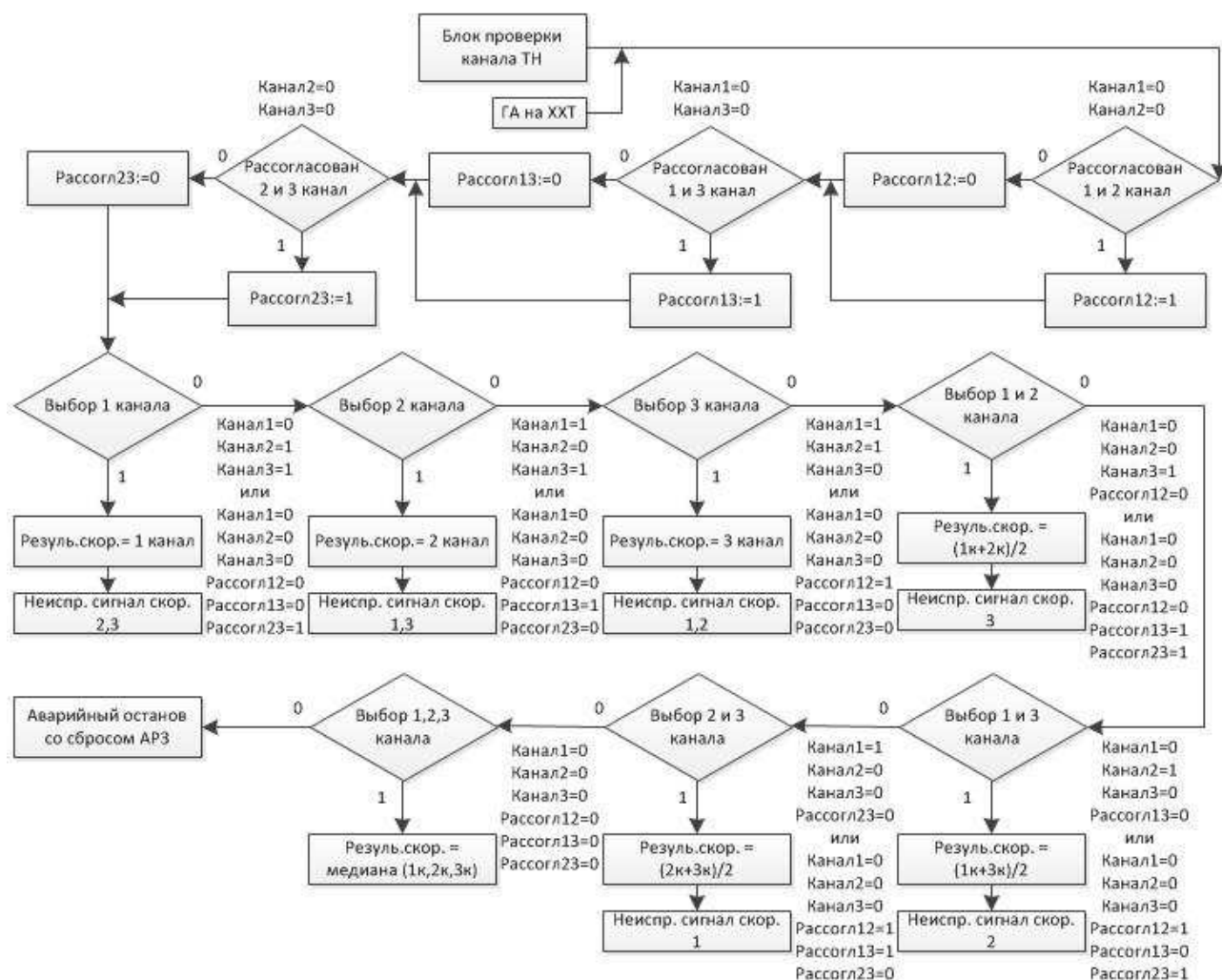


Рисунок 28 – Блок проверки по значению

Результирующая скорость, полученная с трёх датчиков зубчатого колеса как медианное значение из трёх, позволяет значительно улучшить точность с датчиков зубчатого колеса. График процесса расчёта медианного значения из трёх представлен на рисунке 29.

Разработанный алгоритм позволяет дополнительно по логике «ИЛИ» использовать результирующую скорость зубчатого колеса совместно с сигналами, поступающими от мониторов скорости вращения, в качестве сигнала для защит против разгона. Такое решение позволяет сохранить данные защиты при физической неисправности первого и второго датчика скорости или интерфейсного модуля.

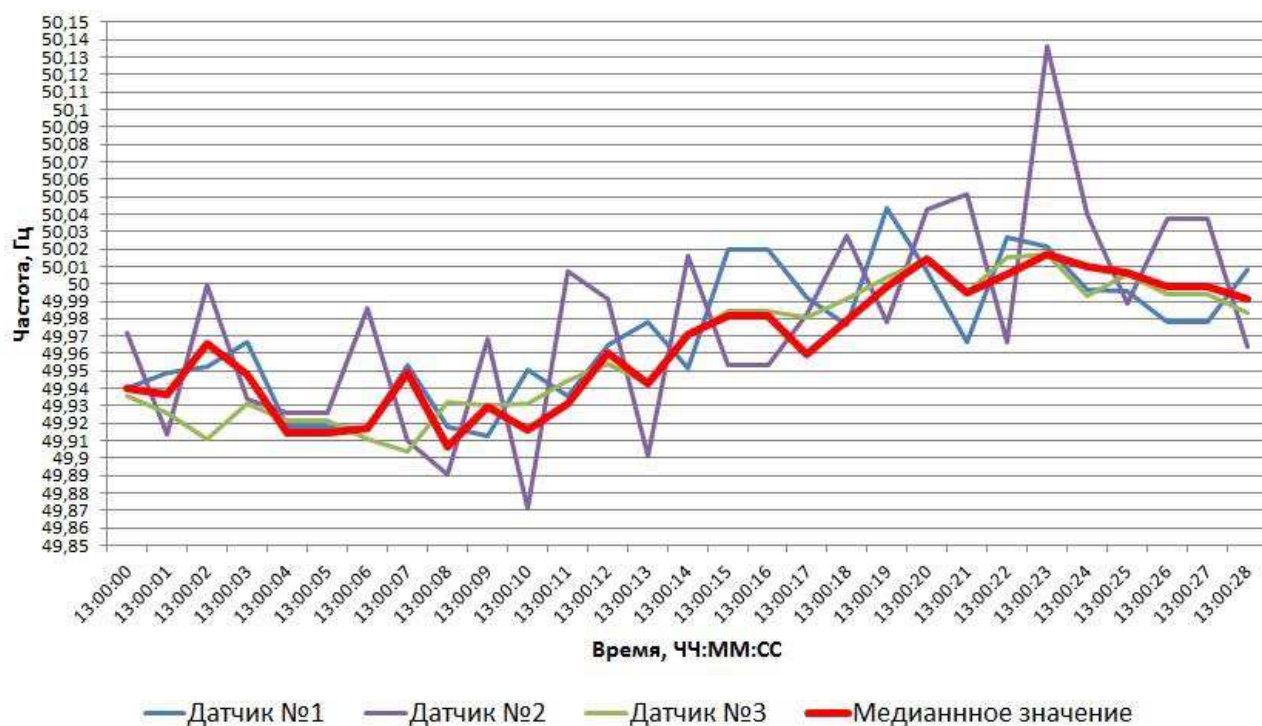
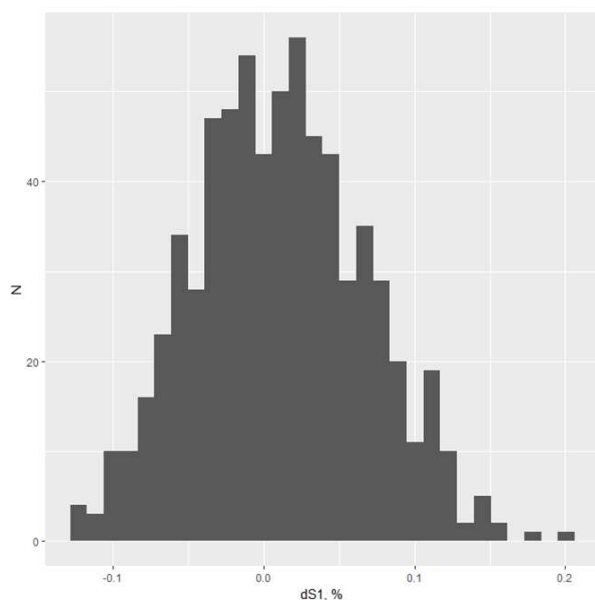


Рисунок 29 – Процесс расчёта медианного значения из трёх

3.3 Анализ оптимизированного алгоритма определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты.

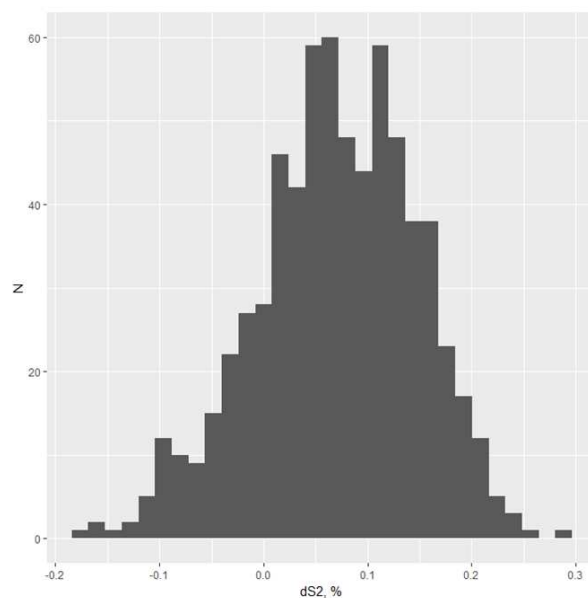
Оптимизированный алгоритм при режиме работы ГА в сети или на ХХГ использует в качестве основного канала измерения частоты вращения измерительный канал ТН со стороны генератора, который проверяется на исправность по диапазону. Во второй главе доказано, что точность ТН на порядок выше датчиков зубчатого колеса.

В случае неисправности основного канала используется медианное значение с трёх датчиков зубчатого колеса, которое предварительно проверено на рассогласование, на замирание, на физический обрыв, отфильтровано и скорректировано. После внедрения алгоритма были проведены испытания каналов измерения частоты вращения ГА на ХХТ и определены распределения погрешности для каждого датчика, а также для результирующей частоты оптимизированного алгоритма. Результаты представлены на рисунках 30-33.



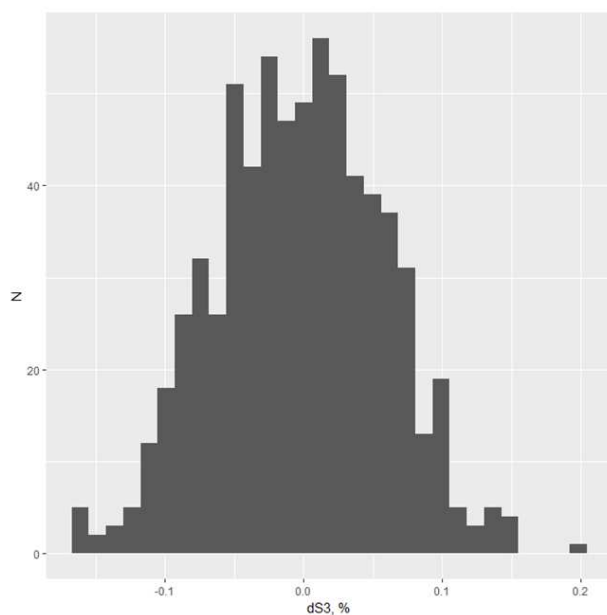
$[dE] (\%) = \pm 0.2\%$, $[dE] (\Gamma\text{ц}) = \pm 0.1\Gamma\text{ц}$

Рисунок 30 – Распределение погрешности для первого датчика



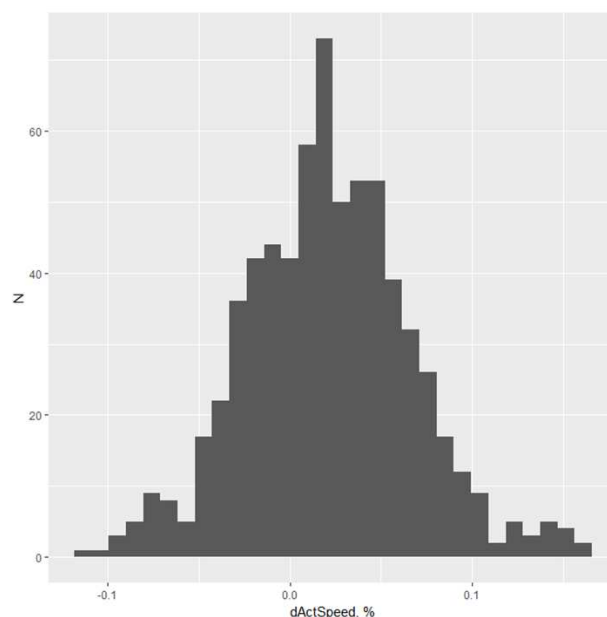
$[dE] (\%) = \pm 0.3\%$, $[dE] (\Gamma\text{ц}) = \pm 0.15\Gamma\text{ц}$

Рисунок 31 – Распределение погрешности для второго датчика



$[dE] (\%) = \pm 0.2\%$, $[dE] (\Gamma\text{ц}) = \pm 0.1\Gamma\text{ц}$

Рисунок 32 – Распределение погрешности для третьего датчика



$[dE] (\%) = \pm 0.165\%$, $[dE] (\Gamma\text{ц}) = \pm 0.0825\Gamma\text{ц}$

Рисунок 33 – Распределение погрешности для результирующего значения скорости

Исходя из результатов испытаний, можно сделать вывод, что результирующее значение имеет более высокую точность измерения частоты вращения на зубчатом колесе, чем все три датчика по отдельности.

Основное преимущество данного решения состоит в том, что физическая схема подключения остаётся неизменной, а меняется только логика внутри контроллера РЧВ. Для большей наглядности преимуществ данного решения представлено сравнение алгоритмов в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение типового и оптимизированного алгоритмов

Возможная неисправность	Возможность эксплуатации ГА	
	Типовой Алгоритм	Разработанный алгоритм
Физический обрыв первого датчика	-	+
Физический обрыв второго датчика	-	+
Физический обрыв третьего датчика	-	+
Физический обрыв первого и второго датчиков	-	+
Физический обрыв первого и третьего датчиков	-	+
Физический обрыв второго и третьего датчиков	-	+
Физическая неисправность первого преобразователя	-	+
Физическая неисправность второго преобразователя	-	+
Физическая неисправность скоростного аналогового модуля ввода	-	+
Физическая неисправность первого и второго аналоговых преобразователей	-	+
Физическая неисправность первого аналогового преобразователя и скоростного аналогового модуля	-	+
Физическая неисправность второго аналогового преобразователя и скоростного аналогового модуля	-	+
Резкий скачек сигнала скорости из-за ЭМ помех на первом датчике	-	+
Замирание данных скорости на первом датчике из-за программного зависания	-	+
Некорректные показания первого датчика	-	+
Резкий скачек сигнала скорости из-за ЭМ помех на втором датчике	-	+
Замирание данных скорости на втором датчике из-за программного зависания	-	+
Некорректные показания второго датчика	-	+

Продолжение таблицы 12

Возможная неисправность	Возможность эксплуатации ГА	
	Типовой Алгоритм	Разработанный алгоритм
Резкий скачек сигнала скорости из-за ЭМ помех на третьем датчике	-	+
Замирание данных скорости на третьем датчике из-за программного зависания	-	+
Некорректные показания третьего датчика	-	+

Участие канала измерения частоты с ТН в данной таблице не учтено, по причине отсутствия ТН в типовом алгоритме. Блок проверки по значению независимо от режима ГА всегда находится в работе, то есть возможен вариант развития событий, когда при работе ГА в сети неисправны три датчика скорости, в таком случае ГА будет остановлен аварийно со сбросом АРЗ, так как будут отсутствовать основные защиты против разгона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе диссертационного исследования были изучены основные методы измерения частоты вращения механизмов и возможность применения данных методов на ГЭС. Исследованы методы измерения и расчёта частоты, которые применяются на ГЭС, включая составные части каждого метода. Наглядно показано значение точности измерения частоты вращения в первичном регулировании частоты в энергосистеме. Проведен анализ нормативной документации в отношении первичного регулирования и применения в нём различных методов измерения частоты.

На примере Зейской и Воткинской ГЭС изучено аппаратное обеспечение каналов измерения частоты и их схемы подключения. На основании анализа погрешностей каналов измерения было выявлено, что использование измерительного трансформатора напряжения наиболее целесообразно для достижения высоких показателей точности и надёжности в измерении частоты вращения.

В ходе работы был разработан оптимизированный алгоритм определения частоты вращения и определения неисправности каналов измерения частоты, учитывающий все известные на сегодняшний день в эксплуатации неисправности системы измерения частоты. Алгоритм позволяет обеспечить четырёхуровневое резервирование измерения частоты вращения, что значительно повышает надёжность. Также алгоритм использует измерительный ТН на ХХГ и в сети, который по точности и надёжности на порядок выше датчиков зубчатого колеса. Кроме того, алгоритм использует медианный метод расчёта результирующей частоты с зубчатого колеса, что позволяет повысить точность на ХХТ.

Аппаратные и алгоритмические решения по усовершенствованию методов измерения частоты вращения гидроагрегата, полученные в ходе данной работы, могут быть использованы и на других электростанциях. При помощи предложенных в работе усовершенствований повысится точность

ОПРЧ, НПРЧ, стабильность энергосистемы, безопасность и безаварийность станции. Кроме того, за счёт повышения точности определения частоты вращения повысится точность регулирования и, как следствие, уменьшится угол между вектором ЭДС гидрогенератора и вектором ЭДС энергосистемы при синхронизации, а значит и уменьшится ударный ток статора генератора при включении в сеть.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АРЗ – аварийно-ремонтный затвор.

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом.

АЦП – аналого-цифровой преобразователь.

ГА – гидроагрегат.

ГРАМ – групповой регулятор активной мощности.

ГЭС – гидроэлектростанция.

ЗАЗ – золотник аварийного закрытия.

НА – направляющий аппарат.

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты.

НТД – нормативная техническая документация.

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты.

ПИД – пропорционально-интегрально-дифференцирующий.

ПЛК – программируемый логический контроллер.

РЧВ – регулятор частоты вращения.

САУ ГА – система автоматизированного управления гидроагрегатом

ТН – трансформатор напряжения.

УРВ – устройство регулирования вспышек.

ХХГ – холостой ход генератора.

ХХТ – холостой ход турбины.

ЦС АРЧМ – центральная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

ЧЭ – чувствительный элемент.

ЭДС – электродвижущая сила.

ЭСЧ – электронно-счетный частотомер.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты. Утверждены приказом Минэнерго России от 09.01.2019 №2. – 22 с.
2. СТО 59012820.27.100.003-2012 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. В редакции приказов до приказа №27 от 31.01.2017. – 28 с.
3. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. Утверждено АО «СО ЕЭС» 06.03.2019 г. – 192 с.
4. ГОСТ Р 55890-2013 Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление, регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05 декабря 2013 г. N 2164-ст. – 32 с.
5. СТО 5912820.27.140.001-2014 Нормы участия гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций в нормированном первичном регулировании частоты. В редакции изменения, введенного приказом ОАО «СО ЕЭС» от 21.07.2016 №182. – 25 с.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - М. : Огни, 2003. - 368 с.
7. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. Подготовлен в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823). – 39 с.
8. Стандарт ОАО «РАО «ЕЭС России». Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. – 68 с.

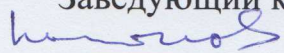
9. Боднер В.А. Измерительные приборы / В.А. Боднер, А.В. Алферов. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 392 с.
10. Арменский Е.В. Электрические микромашины. Изд. 2-е, перераб. и доп. учеб. пособие для электротехн. специальностей вузов. – М.: Высшая школа, 1975. – 240 с.
11. СТО 70238424.27.140.006-2010 Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – 78 с.
12. Чечет Ю.С. Электрические микромашины автоматических устройств. – М.: Энергия, 1964. – 423 с.
13. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 578 с.
14. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. – 42 с.
15. Илюнин К. К. Справочник по электроизмерительным приборам. – Л.: Энергоатомиздат. 1983. – 784 с.
16. Вайнер А.И., Сивоволов Ю.И., ОАО "Миттал Стил Кривой Рог", Хижняк В.Я., Бойченко Д.В., Волков В.В., Калашник С.С. Измерение скорости вращения механизмов на предприятиях металлургического комплекса. Кривой Рог. ПиКАД 1/2006, стр. 26-28.
17. Михлин Б.З. Высокочастотные ёмкостные и индуктивные датчики. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 71 с.
18. Смоллов В.Б. Аналого-цифровые и цифро-аналоговые нелинейные вычислительные устройства - М.: Энергия, 1974. – 264 с.
19. Хоровиц П., Хилл У. Искусство схемотехники: Пер. с англ. – Изд. 2-е. – М.: Издательство Бином. – 2015. – 704 с.
20. Евсюков. А.А. Электротехника: Учеб. пособие для студентов физ. спец. пед. ин-тов. – М.: Просвещение. – 1979. – 248 с.
21. РМГ 29-2013 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 121 с.

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

 И. В. Косейков

подпись, инициалы, фамилия

«13» июня 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Аппаратные и алгоритмические решения по усовершенствованию методов
измерения частоты вращения гидроагрегата

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

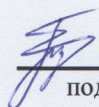
Научный
руководитель

 10.06.19
подпись, дата

Заместитель
начальника СРЗАиМ
Филиала ПАО
«РусГидро» - «Саяно-
Шушенской ГЭС им.
П.С. Непорожного»
должность, учёная степень

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник

 03.06.2019
подпись, дата

А.И. Бурнышев
инициалы, фамилия

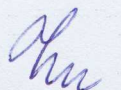
Рецензент

 03.06.2019
подпись, дата

Начальник участка
ТАиВ СРЗАиМ
Филиала ПАО
«РусГидро» -
«Зейская ГЭС»
должность, учёная степень

А.В. Балабанов
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

 11.06.2019
подпись, дата

Зав. РИО
должность, учёная степень

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019