

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Институт – Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки – 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра – Электроэнергетических систем (ЭЭС)

**Бакалаврская работа**

Тема работы
Исследование динамики регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме

УДК 621.311.018

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Цыденов Евгений Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	к. т. н.		

**Консультанты:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н. В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю. А.	к. т. н.		

**Допустить к защите:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А. О	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

## Запланированные результаты обучения по программе

Код	Результат обучения
<b>Общекультурные компетенции</b>	
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы; готовность применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование современных технических средств и информационных технологий в профессиональной области для решения коммуникативных задач.
P3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля; осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования; уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.
P4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства коллективом исполнителей, в том числе над междисциплинарными проектами; уметь проявлять личную ответственность, приверженность профессиональной этике и нормам ведения профессиональной деятельности.
P5	Демонстрировать знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов профессиональной деятельности, знание вопросов охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и

Код	Результат обучения
	труда на электроэнергетических и электротехнических производствах.
Р6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты профессиональной деятельности.
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
Р7	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования в профессиональной деятельности с целью моделирования элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники.
Р8	Способность применять стандартные методы расчета и средства автоматизации проектирования; принимать участие в выборе и проектировании элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники в соответствии с техническими заданиями.
Р9	Способность применять современные методы разработки энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий; применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов на электроэнергетическом и электротехническом производствах.
Р10	Готовность обеспечивать соблюдение производственной и трудовой дисциплины на электроэнергетическом и электротехническом производствах; осваивать новые технологические процессы

Код	Результат обучения
	производства продукции; обеспечивать соблюдение заданных параметров технологического процесса и качества продукции.
P11	Способность проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P12	Способность проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов; планировать экспериментальные исследования; применять методы стандартных испытаний электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники.
P13	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности на основе систематического изучения научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, патентных исследований по соответствующему профилю подготовки.
P14	Способность к монтажу, регулировке, испытаниям, сдаче в эксплуатацию, наладке и опытной проверке электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P15	Готовность осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организации профилактических осмотров и текущего ремонта.
P16	Способность разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию, выполнять проектно-конструкторские работы в соответствии со стандартами, техническими условиями и

Код	Результат обучения
	<p>другими нормативными документами; использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации электроэнергетических и электротехнических объектов, организовывать метрологическое обеспечение; подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.</p>
<p>Специальные профессиональные компетенции</p> <p>Профиль «Электрические станции»</p>	
P7	<p>Способность моделировать режимы работы электроэнергетических станций и подстанций с использованием профессиональных программ; проводить экспериментальные исследования функционирования элементной базы системной автоматики.</p>
P8	<p>Способность определить параметры электрической станции; оценивать надёжность работы проектируемой станции.</p>
P9	<p>Способность оценивать влияние аварийных ситуаций в энергосистемах на безопасность жизнедеятельности людей; последствия от прекращения электроснабжения на функционирование предприятий и возможного ущерба.</p>
P10	<p>Способностью обеспечить соблюдение рассчитанных параметров при строительстве станции, отладке релейной защиты и противоаварийной автоматики; проводить работы по сертификации устройств автоматики энергосистем.</p>
P11	<p>Способностью планировать работу персонала и фондов оплаты труда при разработке электрической станции и включении её в электроэнергетическую систему.</p>
P12	<p>Способностью использовать современную аппаратуру для измерения режимных параметров.</p>

Код	Результат обучения
P13	Готовностью к участию в исследовательских работах и внедрению результатов выполненных исследований по автоматизации энергообъектов.
P14	<p>Готовностью к участию в работе по монтажу и наладке устройств на электростанции.</p> <p>Способностью к участию в натурных испытаниях и сдаче в эксплуатацию смонтированного оборудования электростанции.</p>
P15	Способностью к обслуживанию устройств автоматики на электростанциях; способностью к оценке состояния и условий эксплуатации оборудования энергообъекта.
P16	Способностью к проведению анализа результатов работы и составлению отчетной документации.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Институт – Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки – 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра – Электроэнергетических систем (ЭЭС)

Утверждаю:

Зав. кафедрой ЭЭС

\_\_\_\_\_ Сулайманов А. О.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

**Задание  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5АЗБ	Цыденову Евгению Александровичу

Тема работы:

Исследование динамики регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 11.05.17 №3275/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.17
--	----------

**Техническое задание:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Структурная схема математической модели системы автоматической регулировки частоты вращения турбины.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i>	1. Исследование влияния резерва мощности в энергосистеме на динамический переход и установившееся отклонение частоты от исходного значения при толчках нагрузки. 2. Исследование влияния состава регулирующих агрегатов на качество первичного регулирования частоты.

<i>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	3. Исследование влияния характеристик регуляторов на качество первичного регулирования частоты.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Структурные схемы моделируемых систем
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
3	Исаев Юсуп Ниязбекович
2.4	Прохоров Антон Викторович
2.2, 2.3	Шутов Евгений Алексеевич
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	01.02.17
---	----------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	к. т. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Цыденов Евгений Александрович		

**Задание для раздела  
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Цыденову Евгению Александровичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	Электроэнергетических систем
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	Электроэнергетика и электротехника

**Исходные данные**

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов.	Оклад ассистента – 17000 руб; Оклад научного руководителя – 26300 руб; Компьютер – 40000 руб; Программный комплекс <i>Matlab Simulink</i> – 222775 руб;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 30%. Премиальный коэффициент – 30%; Коэффициент дополнительной заработной платы – 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений	Отчисления во внебюджетные фонды – 30%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>QuaD</i> анализ перспективности проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки НИР. Формирование бюджета затрат НИР:
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	материальные затраты, заработная плата (основная и дополнительная), амортизация, отчисления на социальные цели, накладные расходы

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Календарный план-график проведения НИР (График Ганта)
2. Оценочная карта <i>QuaD</i> анализа для модели АРЧМ
3. Бюджет затрат НИР

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н. В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Цыденов Евгений Александрович		

**Задание для раздела  
«Социальная ответственность»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А3Б	Цыденов Евгению Александровичу

<b>Институт</b>	<b>Уровень образования</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Направление/специальность</b>
Энергетический	Бакалавр	Электроэнергетических систем	Электроэнергетика и электротехника

<b>Исходные данные</b>	
<b>Характеристика объекта исследования</b> <i>(вещество материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)</i>	Объектом исследования является система АРЧМ, которая конструктивно представляет собой маятниковый механизм с системой рычагов и масляных поршневых устройств
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>Профессиональная социальная безопасность</b> <i>(Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования; анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований; обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов).</i>	Анализ опасных и вредных факторов при настройке АРЧМ (шум, вибрация, наличие подвижных частей оборудования)
<b>Экологическая безопасность</b> <i>(Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду; анализ «жизненного цикла» объекта исследования; обоснование мероприятий по защите окружающей среды).</i>	Оценить влияние работы системы АРЧМ на окружающую среду
<b>Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> <i>(Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследований; обоснование мероприятий по предотвращению и разработка порядка действия в случае возникновения чрезвычайных ситуаций).</i>	Спрогнозировать возможные чрезвычайные ситуации, вызванные работой АРЧМ
<b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> <i>(Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя).</i>	Перечислить основные правовые нормы для персонала и организационные мероприятия, производимые при настройке АРЧМ
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Амелькович Ю. А.	к. т. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5А3Б	Цыденов Евгений Александрович		

## Реферат

Целью данной выпускной квалификационной работы является исследование процесса регулирования частоты в изолированной энергосистеме. Под объектом данного исследования понимается система автоматической регулировки частоты вращения турбины.

В ходе выполнения работы рассматриваются следующие задачи:

- оценка влияния резерва мощности в энергосистеме на процесс регулирования частоты;
- исследование влияния состава моделируемой энергосистемы на качество первичного регулирования частоты;
- исследования влияния параметров регулирующих органов на переходный процесс в энергосистеме.
- исследование вредных и опасных факторов при настройке АРЧМ;
- оценка стоимости работы по созданию модели;
- анализ перспективности проекта.

В результате исследования можно следующие выводы:

- наличие свободного вращающегося резерва мощности в энергосистеме способствует более качественному первичному регулированию частоты;
- увеличение долевого участия промежуточного перегрева пара затягивает процесс регулировки;
- коэффициент нагрузки способствует демпфированию переходного процесса прямо пропорционально своему значению;
- увеличение зоны нечувствительности приводит к большему установившемуся отклонению частоты.
- стоимость разработки данного проекта – 233120,4 руб;
- данный проект обладает перспективностью выше среднего.

Следующим этапом работы в данном направлении является подробное изучение принципов вторичного регулирования, рассмотрение модели объединенной энергосистемы и влияние ее структуры на процесс регулировки частоты в целом. Далее возможно построение классической многомашинной схемы – с трансформаторами, ЛЭП и промежуточными нагрузками. В таком случае моделирование станет более практически ориентированным, и его результаты в определенной степени могут быть использованы при настройке систем АРЧМ.

Данная работа содержит 75 страниц, 16 рисунков, 17 таблиц и 1 приложение, во время работы использовался 21 литературный источник.

Ключевые слова: электроэнергетика, автоматическая регулировка частоты вращения, регулировка частоты, частота вращения турбины.

## Оглавление

Термины и определения .....	16
Обозначения и сокращения.....	18
Введение.....	19
1 Состав и общие принципы работы системы автоматической регулировки частоты и мощности.....	21
1.1 Назначение и особенности.....	21
1.2 Регулятор частоты вращения.....	22
1.3 Турбина .....	26
1.4 Генератор .....	28
1.5 Статизм регулятора.....	30
1.6 Качество систем автоматического регулирования.....	31
2 Моделирование системы первичного регулирования.....	33
2.1 Требования к регулированию частоты и мощности.....	33
2.2 Система АРЧВ на тепловой электростанции .....	35
2.3 Система АРЧВ на гидравлической электростанции .....	37
2.4 Система АРЧВ в изолированной энергосистеме .....	39
3 Влияние параметров системы на переходный процесс .....	41
3.1 Зона нечувствительности регулятора .....	41
3.2 Вращающийся резерв мощности.....	42
3.3 Промежуточный перегрев пара .....	45
3.4 Коэффициент нагрузки.....	46
3.5 Соотношение по мощности гидро- и теплостанций.....	47

4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	50
4.1	Структура работы в рамках научного исследования .....	50
4.2	Определение трудоемкости выполнения работ .....	51
4.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	52
4.4	Расчет затрат НИР.....	55
4.5	Технология <i>QuaD</i> .....	60
5	Социальная ответственность .....	62
5.1	Профессиональная социальная безопасность .....	62
5.2	Экологическая безопасность .....	64
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	65
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
	Заключение .....	69
	Список использованных источников .....	71
	Приложение А .....	73

## Термины и определения

**Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (вторичное регулирование):** процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования [1].

**Зона нечувствительности первичного регулирования:** максимальная величина изменения частоты вращения турбин от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования в первичном регулировании. Зона нечувствительности первичного регулирования складывается из максимальной погрешности измерения частоты вращения турбин и нечувствительности первичных регуляторов [1].

**«Мертвая полоса» первичного регулирования:** задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование. При заданном значении частоты минимальное значение «мертвой полосы» первичного регулирования равно зоне нечувствительности первичного регулирования [1].

**Номинальная частота:** значение частоты 50 Гц [1].

**Нормальный режим энергосистемы:** электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии [1].

**Общее первичное регулирование частоты:** первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования, в

соответствии с характеристиками (параметрами) общего первичного регулирования [1].

**Нормированное первичное регулирование частоты:** первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования, в соответствии с характеристиками (параметрами) нормированного первичного регулирования [1].

**Первичная мощность:** величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при первичном регулировании [1].

**Первичное регулирование частоты (первичное регулирование):** процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения [1].

**Первичные регуляторы:** автоматические регуляторы частоты вращения турбин и регуляторы активной мощности, обеспечивающие первичное регулирование генерирующего оборудования [1].

**Статизм первичного регулирования:** коэффициент, определяющий зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования под воздействием регулятора частоты вращения турбины (регулятора мощности) от изменения частоты [1].

**Третичное регулирование мощности (третичное регулирование):** процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования [1].

## Обозначения и сокращения

*SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)* – диспетчерское управление и сбор данных;

АРЧВ – автоматическое регулирование частоты вращения;

АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;

АС – ассистент

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ГОС – гибкая обратная связь;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЕЭС России – Единая энергетическая система России;

ЛЭП – линия электропередачи;

НА – направляющий аппарат;

НИР – научная исследовательская работа;

НР – научный руководитель;

ПО – программное обеспечение;

ПП – промежуточный перегрев;

СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы;

ТПУ – Томский политехнический университет;

ТЭС – тепловая электростанция.

## Введение

Все вращающиеся механизмы в синхронно работающих частях энергосистемы (турбины, генераторы, двигатели и т. д.) имеют номинальные проектные обороты, пропорциональные номинальной частоте в сети. Номинальный режим работы всех вращающихся механизмов является наиболее эффективным с точки зрения их экономичности, надежности и долговечности. Частота является не только показателем качества электроэнергии, но и важнейшим параметром режима энергосистем, характеризующим соответствие между процессом производства и потребления электрической энергии [2]. Поэтому вопрос поддержания частоты на номинальном уровне трудно назвать неактуальным.

Процессы, связанные с изменением частоты, неизбежно охватывают энергосистему целиком. В современном виде энергосистема представляет собой довольно сложный объект, состоящий из множества разнообразных элементов. Точное рассмотрение процессов в таком объекте хоть и возможно с применением современных средств моделирования, однако вряд ли может дать какие-либо практически значимые результаты. Поэтому в данной работе рассматривается ряд частных случаев, которые с определенными допущениями соответствуют реальным объектам.

При малых отклонениях режимных параметров вследствие относительно небольших возмущений в энергосистеме, с которыми справляются системы автоматического регулирования, для изучения процессов автоматического регулирования частоты и мощности используется линеаризованная модель энергосистемы [2]. В рамках данной модели переменными являются не сами режимные параметры, а их относительные отклонения от значений в нормальном режиме. Также полагается неизменным давление пара перед паровыми турбинами и напор перед гидротурбинами.

Целью работы является исследование процесса регулирования частоты в изолированной энергосистеме. Объект данного исследования – система

автоматической регулировки частоты вращения турбины. В ходе выполнения работы будут рассматриваться следующие задачи:

- оценка влияния резерва мощности в энергосистеме на процесс регулирования частоты;
- исследование влияния состава моделируемой энергосистемы на качество первичного регулирования частоты;
- исследования влияния параметров регулирующих органов на переходный процесс в энергосистеме;

Также работа системы автоматической регулировки частоты и мощности будет рассмотрена с позиции социальной безопасности (экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях и так далее) и финансового менеджмента (оценка стоимости работы по созданию модели, анализ перспективности проекта)

В качестве среды моделирования был выбран программный комплекс *Matlab* с приложением *Simulink*, которое позволяет создавать динамические модели и решать соответствующие им уравнения с достаточной для данной работы точностью. В процессе моделирования используются не сами дифференциальные уравнения, описывающие тот или иной элемент системы, а эквивалентные им структурные схемы, содержащие в себе передаточные функции, полученные путем применения преобразования Лапласа.

При моделировании энергосистем в основном были использованы материалы книги Стернинсона Л. Д. «Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах», Павлова Г. М и Меркурьева Г. В. «Автоматика энергосистем», а также учебные пособия Р. А. Вайнштейна и В. В. Шестаковой.

# **1 Состав и общие принципы работы системы автоматической регулировки частоты и мощности**

## **1.1 Назначение и особенности**

Частота вращения гидравлической или тепловой турбины определяет частоту синусоидального напряжения синхронного генератора как важнейшего показателя качества вырабатываемой им электрической энергии.

Система автоматической регулировки частоты и мощности энергосистемы используется для решения следующих задач:

- непрерывное поддержание соответствия производства и потребления электроэнергии при нормальной частоте, выполняемое путем воздействия на мощность электростанций;
- регулирование перетоков мощности в энергосистеме из-за наличия слабых связей с ограниченной пропускной способностью;
- экономичное распределение мощности, обеспечивающее минимальное количество затрат по производству и распределению энергии.

Выполнение этих требований обеспечивается комплексом технических и организационных мероприятий, среди которых выделяют три вида регулирования: первичное регулирование, вторичное регулирование, третичное регулирование [3].

Первичное регулирование обладает наибольшим быстродействием и обеспечивает поддержание частоты в ограниченных пределах, используя резерв первичного регулирования.

После работы первичных регуляторов происходит процесс вторичного регулирования, а именно восстановление значения частоты до нормального режима, восстановление резервов первичного регулирования и ликвидации возможной перегрузки транзитных связей.

При необходимости происходит запуск или остановка гидрогенераторов, перевод агрегатов ГАЭС в двигательный или генераторный

режим, включаются потребители-регуляторы, готовые снизить либо повысить потребляемую мощность. Все эти мероприятия представляют собой третичную регулировку частоты.

Регулирование частоты электрического тока в ЕЭС России осуществляется в соответствии с требованиями Акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы», осуществляющего централизованное оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России.

Согласно требованиям [1] должно быть обеспечено поддержание усредненных на 20-секундном временном интервале значений частоты в пределах  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах  $(50,0 \pm 0,2)$  Гц с восстановлением частоты до уровня  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц за время не более 15 минут.

Так как в рамках данной работы рассматривается работа только первичного регулятора, в последующих главах будут рассмотрены основные его составляющие.

## **1.2 Регулятор частоты вращения**

Регулятор предназначен для поддержания частоты вращения турбины на заданном уровне, а также пуска и остановки агрегата, и перераспределения активной нагрузки между агрегатами при их параллельной работе.

Частота вращения турбины изменяется за счет изменения впуска рабочего тела – воды, пара, газа.

На рисунке 1.1 изображена функциональная схема регулятора частоты вращения, который состоит из измерительного, усилительного, исполнительного элементов и подключен к турбоагрегату.

Измерительный орган, представляющий собой маятник, выполняет функции сравнения отклонения частоты  $f$  от заданной уставки  $f_0$ . Сигнал, пропорциональный отклонению, подается на вход сервомотора через золотник (усилительный элемент).

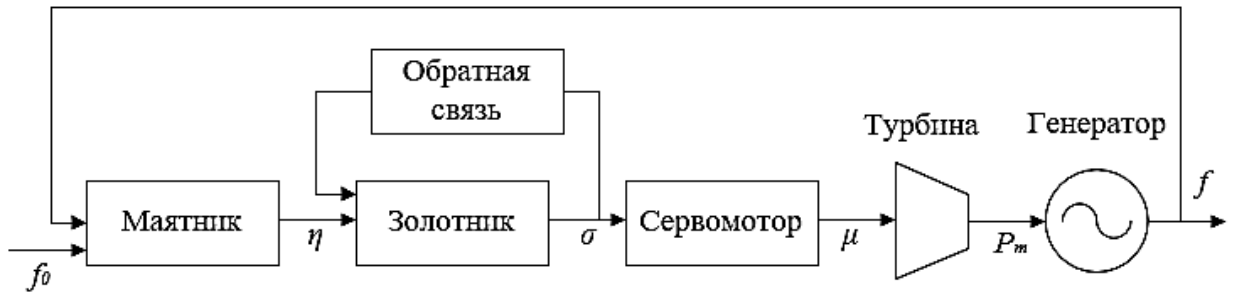


Рисунок 1.1 – Функциональная схема регулятора частоты вращения

Принципиальная схема регулятора частоты вращения представлена на рисунке 1.2. При частоте, соответствующей номинальной, веса грузов 1 под действием центробежной силы уравниваются пружиной 2. При увеличении частоты, муфта 3 перемещается вверх. При отсутствии обратных связей, точка А является неподвижной. Тогда при перемещении муфты вверх, точка Б так же поднимется вверх. Это повлечет за собой перемещение поршня золотника 4, в результате в чего нижний трубопровод 12 поступит масло под давлением, а в верхнем образуется сливной канал. Таким образом, поршень сервомотора 5 начнет перемещаться вверх, что через рычаг уменьшит подачу пара в турбину через направляющий аппарат [4].

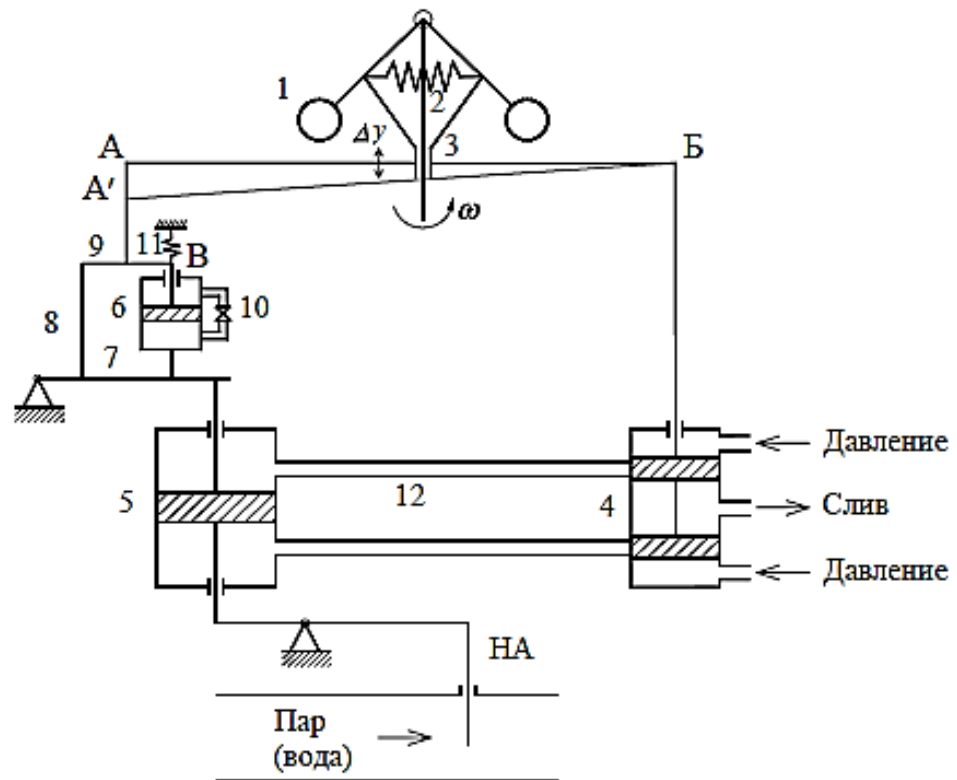


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема регулятора частоты вращения

При наличии жесткой обратной связи 7-8-9 при закрытии (открытии) НА точка А поднимается вверх (вниз). Это приводит к тому, что установившийся режим наступит при другом значении частоты вращения. Воздействие гибкой обратной связи передается через масляный катаракт 6. При перемещении сервомотора в одной полости цилиндра происходит сжатие масла, через отверстие 10 масло перераспределяется, поэтому в установившемся режиме под действием пружины 11 поршень катаракта, всегда возвращается в исходное положение [4].

Входной величиной центробежного маятника является частота вращения  $\omega$ , выходной – перемещение муфты  $\Delta y$ .

Пусть

$$\varphi = \frac{\omega - \omega_{ном}}{\omega_{ном}}; \quad (1)$$

$$\eta = \frac{y - y_{ном}}{y_{ном}}, \quad (2)$$

где  $\omega_{ном}$  – номинальное значение частоты вращения;

$y_{ном}$  – положение штифта при номинальной скорости,

тогда уравнение маятника примет вид:

$$\eta = \frac{\varphi}{\gamma}, \quad (3)$$

где  $\gamma$  – неравномерность маятника, соотношение между частотой вращения и перемещением муфты.

Таким образом, передаточная функция маятника имеет вид:

$$W_{маят}(p) = \frac{\eta}{\varphi} = \frac{1}{\gamma}. \quad (4)$$

Для золотника выходной величиной является величина открытия его окон.

Если пренебречь инерционностью подвижных частей золотника, то можно записать его передаточную функцию:

$$W_{зол}(p) = \frac{\sigma}{\eta} = 1, \quad (5)$$

где  $\sigma$  – открытие окон золотника относительно максимального возможного положения.

Управляющим воздействием для сервомотора является открытие окон золотника  $\sigma$ , в результате воздействия происходит перемещение направляющего органа  $\mu$ .

Скорость перемещения поршня сервомотора зависит от величины открытия окон золотника, поэтому можно записать:

$$\frac{d\mu}{dt} = \frac{\sigma}{T_{серв}}, \quad (6)$$

где  $T_{серв}$  – постоянная времени сервопривода, то есть время, за которое поршень прошел бы весь путь от нулевого положения до конца с максимальной скоростью.

Тогда передаточная функция для сервопривода:

$$W_{серв}(p) = \frac{\mu}{\sigma} = \frac{1}{T_{серв} \cdot p}. \quad (7)$$

При наличии обратной связи с выхода сервомотора сигнал поступает на вход золотника. На гидроэлектростанциях обратная связь выполняется комбинированной (гибкая и жесткая), на паровых только жесткая. Жесткая обратная связь является безинерционной. А масляный катаракт представляет собой дифференцирующий элемент, то есть его выходной сигнал пропорционален скорости изменения входного. Это используется для демпфирования переходного процесса (подробнее в пункте 1.3).

Так как реальная обратная связь обладает инерционностью, ее передаточная функция будет иметь вид:

$$W_{o.c}(p) = \frac{\xi}{\mu} = \frac{\beta \cdot T_u \cdot p + \nu}{T_u \cdot p + 1}, \quad (8)$$

где  $T_u$  – постоянная времени масляного катаракта;

$\beta$  – коэффициент гибкой обратной связи;

$\nu$  – коэффициент жесткой обратной связи;

$\xi$  – выходной сигнал обратной связи.

Постоянную времени масляного катаракта можно регулировать посредством изменения величины отверстия, через которое перемещается масло. Коэффициенты обратной связи пропорциональны соотношению длин рычагов, через которые передается воздействие.

Помимо регулятора, представленного на рисунке 1.2 существуют другие, например, электрогидравлические, которые обладают большей точностью измерения частоты и меньшей зоной нечувствительности, однако, принципиально, описываются похожими дифференциальными уравнениями. Поэтому в ходе данной работы для простоты и наглядности будет использоваться только маятниковый регулятор.

### 1.3 Турбина

Турбина представляет собой агрегат, преобразующий внутреннюю энергию пара в механическую энергию ротора генератора. Так как количество пара прямо пропорционально величине открытия регулирующего органа, можно сказать, что входной величиной для турбины является  $\mu$ .

Простейший вид передаточной функции турбины без промежуточного перегрева пара:

$$W(p) = \frac{P_m}{\mu} = \frac{1}{T_m \cdot p + 1}, \quad (9)$$

где  $P_m$  – мощность турбины;

$T_m$  – постоянная времени турбины.

При наличии промежуточного перегрева пара, часть пара из цилиндра высокого давления отводится в промперегреватель, где образуется запаздывание пара, которое характеризуется постоянной времени  $T_{mp}$ . Количество пара, участвующее в промежуточном перегреве определяется коэффициентом  $C$ . На рисунке 1.3 изображена структурная схема паровой турбины.

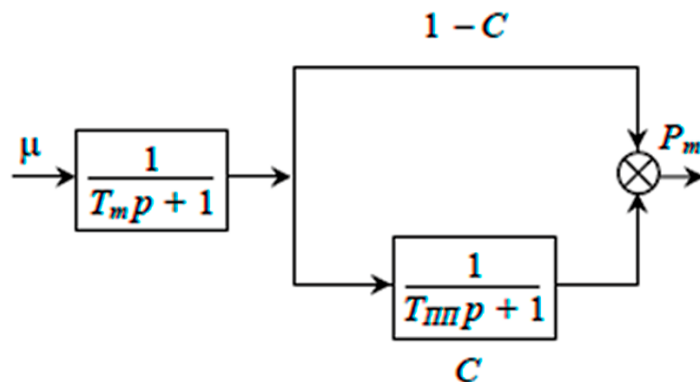


Рисунок 1.3 – Структурная схема паровой турбины с промежуточным перегревом пара

При рассмотрении гидравлических турбин необходимо учитывать особое явление – гидравлический удар. По сути, это гидравлический переходный процесс в водоподводящем тракте турбины, сопровождающийся колебаниями давления. При открытии направляющего аппарата турбины ее мощность вначале не увеличивается, а уменьшается [5].

С определёнными упрощениями передаточная функция гидротурбины может быть представлена в виде:

$$W(p) = \frac{-T_{вод} \cdot p + 1}{\frac{T_{вод} \cdot p}{2} + 1}, \quad (10)$$

где  $T_{вод}$  – постоянная времени напорного водовода, зависящая от скорости воды, напора, длины водовода.

Для смягчения гидравлического удара необходимо снижать скорость направляющего аппарата. Это возможно при демпфировании переходного процесса посредством использования гибкой обратной связи, рассмотренной в пункте 1.2 [6].

## 1.4 Генератор

В нормальном режиме генератор работает синхронно с энергосистемой, его ротор вращается с частотой  $\omega_0$  и опережает вектор напряжения статора на угол  $\delta$ .

Возникающая дополнительная мощность турбины  $P_m$  расходуется на ускорение ротора генератора.

Момент вращения генератора определяется как:

$$\Delta M_j = J \cdot \frac{d\omega}{dt}, \quad (11)$$

где  $J$  – момент инерции генератора;

$\omega$  – круговая частота вращения.

Так как в рамках данной работы исследуются режимы с небольшим отклонением частоты от номинальной, можно принять:

$$\Delta M_* \cong \Delta P_*, \quad (12)$$

где  $P_* = \frac{\Delta P}{P_{ном}}$  – относительное изменение мощности;

$M_* = \frac{\Delta M}{M_{ном}}$  – относительное изменение момента турбины.

Тогда из формулы (11) можно получить уравнение движения агрегата:

$$\Delta P_* = T_j \cdot \frac{d\omega_*}{dt}, \quad (13)$$

где  $T_j$  – постоянная времени агрегата;

$$\omega_* = \frac{\Delta\omega}{\omega_0} - \text{относительное изменение круговой частоты.}$$

При работе генератора на какую-либо нагрузку, необходимо учесть влияние изменения частоты на мощность этой нагрузки. Количественно это оценивается с помощью коэффициента нагрузки:

$$k_n = \frac{\Delta P_{H^*}}{\Delta\omega_*}, \quad (14)$$

где  $\Delta P_{H^*}$  – относительное изменение мощности нагрузки;

$\Delta\omega_*$  – относительное изменение частоты.

Нагрузка может быть распределена на несколько групп в зависимости от влияния изменения частоты на ее работу, так, например, к первой группе относятся лампы накаливания и другие элементы, работающие на выпрямленном токе, ко второй группе – вращающиеся механизмы с постоянным моментом сопротивления (металлорежущие станки), далее следуют механизмы с моментом сопротивления пропорциональном частоте, вентиляторы и прочее. Многочисленные исследования показали, что в среднем значение коэффициента нагрузки находится в диапазоне от 1 до 3 [2].

При рассмотрении объединенной энергосистемы необходимо принять во внимание обменную мощность, которая представляет собой нагрузку и является функцией угла между системами  $\delta_1$  и  $\delta_2$ :

$$\Delta P_{обм} = \frac{E \cdot U}{x} \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2) \cong k_{м.с.} (\delta_1 - \delta_2), \quad (15)$$

где  $E$  – ЭДС генератора;

$U$  – напряжение сети;

$x$  – сопротивление системы;

$k_{м.с.}$  – коэффициент межсистемной связи.

Таким образом уравнение мощностей примет вид:

$$T_j \cdot \frac{d\omega_*}{dt} + k_n \cdot \Delta\omega_* + k_{м.с.} \cdot (\delta_1 - \delta_2) = P_*. \quad (16)$$

Передаточная функция генератора, работающего в энергосистеме:

$$W(p) = \frac{\Delta\omega_*}{\Delta P_{m*}} = \frac{1}{T_j \cdot p + k_n + k_{м.с.} \cdot \frac{1}{p}}. \quad (17)$$

### 1.5 Статизм регулятора

Статизм представляет собой параметр, которой характеризует изменение частоты при изменении нагрузки или генерирующей мощности, то есть характеризует реакцию системы. Различают статические и астатические характеристики [2]. При астатическом способе регулирования частоты регулятор независимо от изменения мощности оставляет частоту постоянной. В другом случае, при изменении нагрузки частота либо повышается, либо снижается. Так как при параллельной работе помимо поддержания частоты в определенном диапазоне, возникают вопросы о распределении электрической нагрузки между турбоагрегатами, используются статические регуляторы.

По рисунку 1.4 можно определить коэффициент статизма:

$$s = -\operatorname{tg}(\alpha) = -\frac{\Delta\omega}{\Delta P}. \quad (18)$$

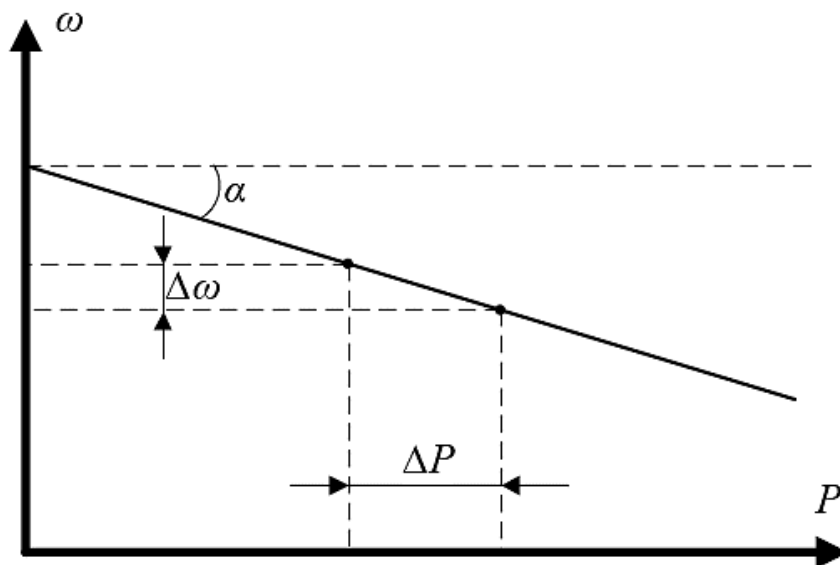


Рисунок 1.4 – Статическая характеристика регулятора

Пусть общий статизм системы равен  $s$ , тогда при изменении нагрузки на  $\Delta P$ , изменение частоты составит:

$$\Delta\omega = -s \cdot \Delta P. \quad (19)$$

При параллельной работе двух агрегатов со статизмами  $s_1$  и  $s_2$  изменении частоты на  $\Delta\omega$ , изменении их мощностей составит соответственно:

$$\Delta P_1 = \frac{s}{s_1} \cdot \Delta P; \quad (20)$$

$$\Delta P_2 = \frac{s}{s_2} \cdot \Delta P. \quad (21)$$

Таким образом, можно сделать вывод, что при параллельной работе нескольких агрегатов на общую нагрузку, мощность между ними распределяется обратно пропорционально их коэффициенту статизма.

В итоге, при изменении нагрузки происходящие процессы можно условно разделить на три этапа. В рамках первого этапа происходит распределение нагрузки между всеми станциями обратно пропорционально сопротивлению от места приложения нагрузки до источников генерации. Каждый агрегат, принявший нагрузку, замедляется, то есть его частота снижается. После этого в действие вступают первичные регуляторы, которые распределяют нагрузку по закону статических характеристик этих регуляторов. И на третьем этапе ведущая станция системы восстанавливает частоту на номинальный уровень посредством вторичных регуляторов.

## 1.6 Качество систем автоматического регулирования

От системы автоматического регулирования требуется, чтобы она была не только устойчивой, но и удовлетворяла определенным качественным показателям. Этим показателями принято считать следующие [7]:

1) Величина отклонения регулируемого параметра от заданного значения в установившемся режиме или статическое отклонение.

2) Максимальное относительное отклонение регулируемого параметра в переходном процессе от значения в установившемся режиме или перерегулирование.

3) Время протекания переходного процесса или время регулирования, то есть наименьшее время от начала возмущения, при котором отклонение величины от установившегося значения меньше заранее заданного числа.

4) Число колебаний регулируемого параметра в течение времени регулирования.

Система автоматического регулирования обладает необходимыми качествами, если она удовлетворяет заданным условиям качества, то есть статическое отклонение, перерегулирование, время регулирования и число колебаний не превышают заданных значений.

Вышеописанный анализ качества системы регулирования имеет смысл лишь в устойчивых системах, поэтому перед анализом качества, очень важно проверить систему на устойчивость. В рамках данной работы системы проверяться на устойчивость не будут, так как все коэффициенты были подобраны согласно критерию Гурвица, что гарантирует устойчивость схем [2].

## 2 Моделирование системы первичного регулирования

### 2.1 Требования к регулированию частоты и мощности

Согласно [1] при возникновении небаланса активной мощности не более расчетного, первичным регулированием должно обеспечиваться удержание кратковременного динамического отклонения частоты в пределах не более  $50 \pm 0,8$  Гц.

Параметры первичного регулирования для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в нормированном первичном регулировании частоты, должны задаваться таким образом, чтобы реализация заданной величины резерва первичного регулирования происходила в полном объеме при отклонениях частоты до  $\pm 0,2$  Гц от номинальной [1].

Для участия в общем первичном регулировании частоты генерирующее оборудование любого типа должно соответствовать следующим требованиям [1]:

- зона нечувствительности не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами;
- мертвая полоса первичного регулирования не должна превышать  $(50,000 \pm 0,075)$  Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0 – 5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами и в пределах 4,5 – 6,0 % для гидротурбин.

При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности первичного регулирования, генерирующее оборудование должно обеспечить реализацию требуемой первичной мощности в соответствии с формулами:

$$P_{n\%} = \frac{100 \cdot P_n}{P_{ном}} = \frac{-200 \cdot \Delta f_P}{s}, \quad (22)$$

где  $P_n$  – требуемая первичная мощность;

$P_{ном}$  – номинальная мощность генерирующего оборудования;

$\Delta f_P$  – величина отклонения частоты, превышающая зону нечувствительности;

$s = \frac{\Delta f_P}{f_{ном}} \cdot \frac{P_{ном}}{P_n}$  – статизм первичного регулирования генерирующего

оборудования.

Для участия в общем первичном регулировании маневренные характеристики генерирующего оборудования тепловой электростанции должны удовлетворять определенным требованиям [1]. В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10% и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:

- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с;
- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 7 мин для ТЭС с общим паропроводом.

Для гидростанций в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.

## 2.2 Система АРЧВ на тепловой электростанции

Для построения модели электростанции с одной паровой турбиной нужно принять определенные исходные данные (Таблица 1).

Таблица 1 – Исходные данные для ТЭС

Коэффициент статизма, $s$	0,04 – 0,05 о. е. [1]
Постоянная времени генератора, $T_j$	5 – 8 с [5]
Постоянная времени турбины, $T_m$	0,1 – 0,3 с [5]
Постоянная времени промежуточного перегрева пара, $T_{mp}$	2 – 10 с [5]
Долевое участие промперегрева, $C$	0,70 – 0,85 о. е. [3]
Коэффициент нагрузки, $k_n$	1 – 3 о. е. [2]
Постоянная времени сервопривода, $T_{серв}$	0,1 – 0,2 с [4]
Мертвая зона электрогидравлического регулятора	0,05 Гц [1]
Мертвая зона гидравлического регулятора	0,15 Гц [1]

На рисунке 1А (Приложение А) представлена структурная схема первичной регулировки частоты на тепловой электростанции. Данную схему можно заменить блоком, изображенным на рисунке 2.1. Используется гидравлический регулятор, как наилучший вариант.



Рисунок 2.1 – Общий вид структурной схемы для исследования регулировки частоты на ТЭС

Согласно формуле (22), условно считая, что рабочая точка находится в середине зоны нечувствительности, тогда при максимальном отклонении частоты от зоны нечувствительности  $\Delta f_P = 0,125 \text{ Гц}$  и при статизме  $s = 5\%$  максимальная требуемая первичная мощность:

$$P_{n\%} = \frac{-200 \cdot \Delta f_P}{s} = \frac{200 \cdot 0,125}{5} = \pm 5\% \quad (23)$$

Поэтому в данной модели к турбине в момент времени  $t = 10 \text{ с}$  будет подключаться нагрузка равная 1%, 3% и 5% от номинальной мощности турбины.

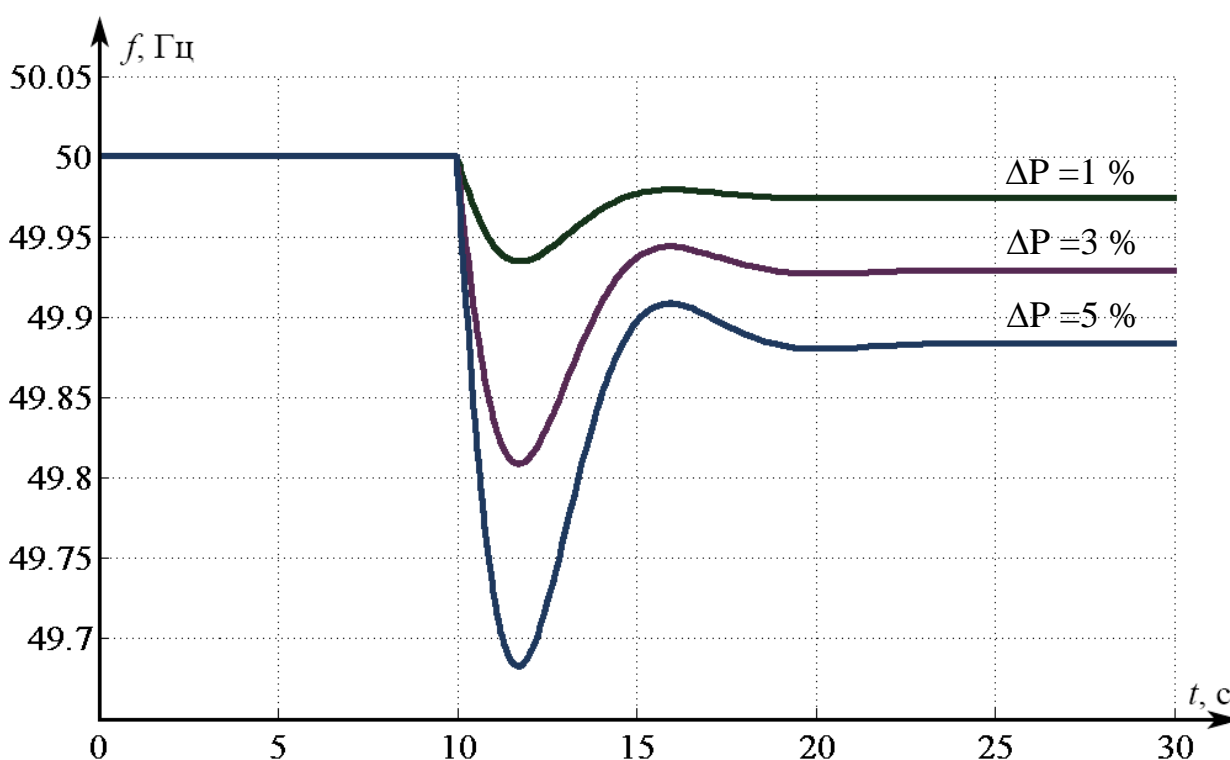


Рисунок 2.2 – График изменения частоты при подключении ступенчатой нагрузки к ТЭС

При подключении максимальной нагрузки время переходного процесса составляет 10 - 15 с. Максимальное и установившееся отклонение частоты при подключении большей нагрузки увеличивается и не выходит за допустимые диапазоны.

### 2.3 Система АРЧВ на гидравлической электростанции

Аналогично пункту 2.2 для построения модели электростанции с одним гидроагрегатом необходимо принять определенные исходные данные (Таблица 2).

Таблица 2 – Исходные данные для ГЭС

Коэффициент статизма, $s$	0,045 – 0,060 о. е. [1]
Постоянная времени генератора, $T_j$	7 – 14 с [5]
Постоянная времени водовода, $T_{вод}$	1 – 2 с [2]
Постоянная времени масляного катаракта, $T_u$	1 – 5 с [2]
Коэффициент гибкой обратной связи, $\beta$	10 о. е. [2]
Коэффициент нагрузки, $k_n$	1 – 3 о. е. [2]
Постоянная времени сервопривода, $T_{серв}$	1 с [2]
Мертвая зона электрогидравлического регулятора	0,05 Гц [1]
Мертвая зона гидравлического регулятора	0,15 Гц [1]

Пусть на ГЭС также установлен гидравлический регулятор, и в качестве нагрузки подается ступенчатый сигнал равный 1%, 3% и 5% от номинальной мощности турбины.

Структурная схема первичного регулирования частоты на гидроэлектростанции представлена на рисунке 2А (Приложение А).

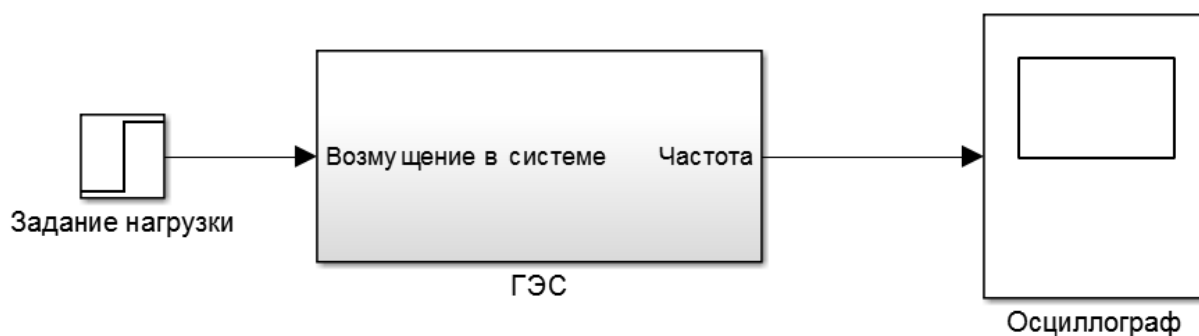


Рисунок 2.3 – Общий вид структурной схемы для исследования регулирования частоты на ГЭС

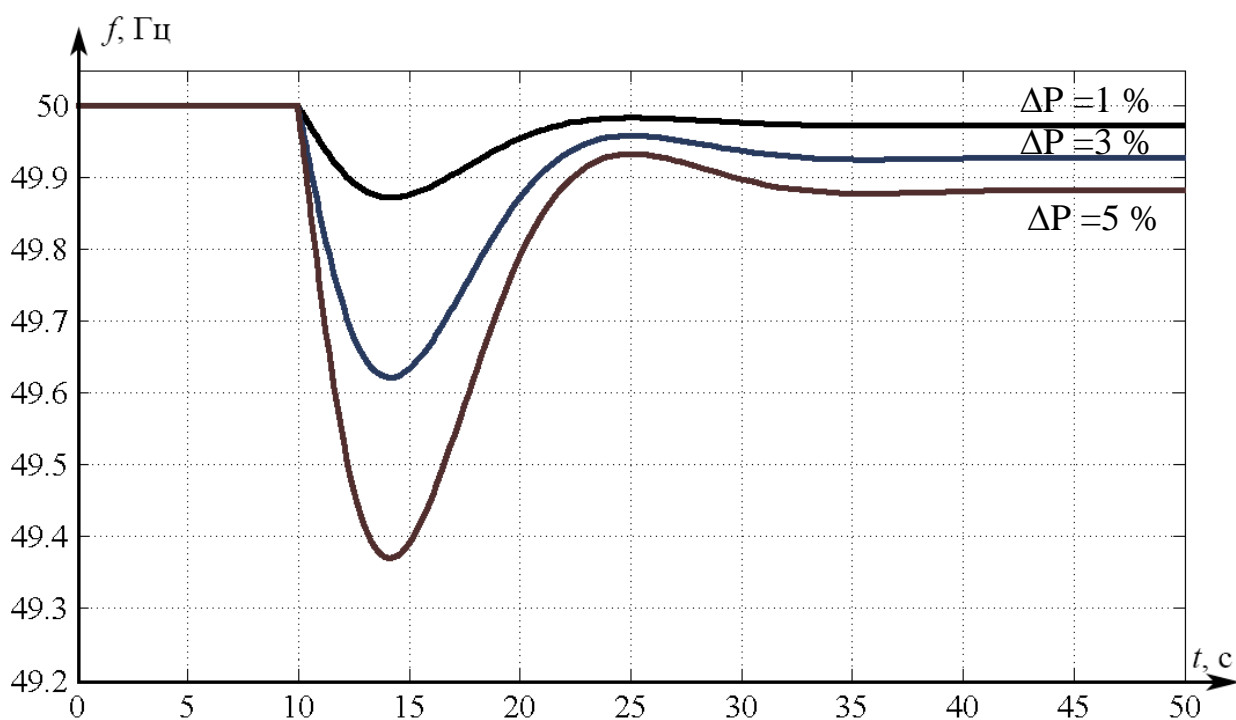


Рисунок 2.4 – График изменения частоты при подключении ступенчатой нагрузки к ГЭС

Сравнивая переходные процессы на ТЭС (рисунок 2.2) и на ГЭС (рисунок 2.4), можно сделать вывод, что при одинаковом статизме и величине нагрузки процесс регулирования частоты на гидростанции протекает медленнее (при максимальной нагрузке - около 25 с). Это можно объяснить большей инерционностью воды по сравнению с паром. Также свой вклад вносит наличие гибкой обратной связи, которая, как было сказано в пункте 1.2 используется для демпфирования переходного процесса с целью уменьшения влияния гидроудара и повышения устойчивости системы управления, следствием чего, кроме затягивания процесса регулирования, является увеличение максимального отклонения частоты и перерегулирования при изменении нагрузки [2].

## 2.4 Система АРЧВ в изолированной энергосистеме

Для моделирования энергосистемы, состоящей из нескольких станций, необходимо ввести параметр межсистемной связи. При возникновении небаланса в одной из систем возникает обменная мощность, которая является дополнительной нагрузкой для одной энергосистемы и служит дополнительной генерацией для другой.

Вывод уравнений для обменной мощности был осуществлён в разделе 1.4. Для общего понимания принципа работы первичного регулятора в изолированной энергосистеме нет необходимости накладывать какие-либо ограничения на межсистемные перетоки мощности, поэтому коэффициент межсистемной связи принимается равным  $k_c = 1$ .

Структурная схема энергосистемы представлена на рисунке 3А (приложение А). Общая схема, которая будет использоваться в дальнейшем изображена на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Общий вид структурной схемы для исследования регулировки частоты в изолированной энергосистеме

На рисунке 2.6 изображен переходный процесс в энергосистеме при подключении нагрузки равной  $\Delta P = 0,05$  о.е. Анализируя данный график при равных параметрах регулятора на ГЭС и ТЭС, можно сделать вывод, что с точки зрения первичной регулировки частоты тепловая станция является более эффективной по сравнению с гидравлической, так как обладает

наибольшим быстродействием и наименьшим максимальным отклонением частоты.

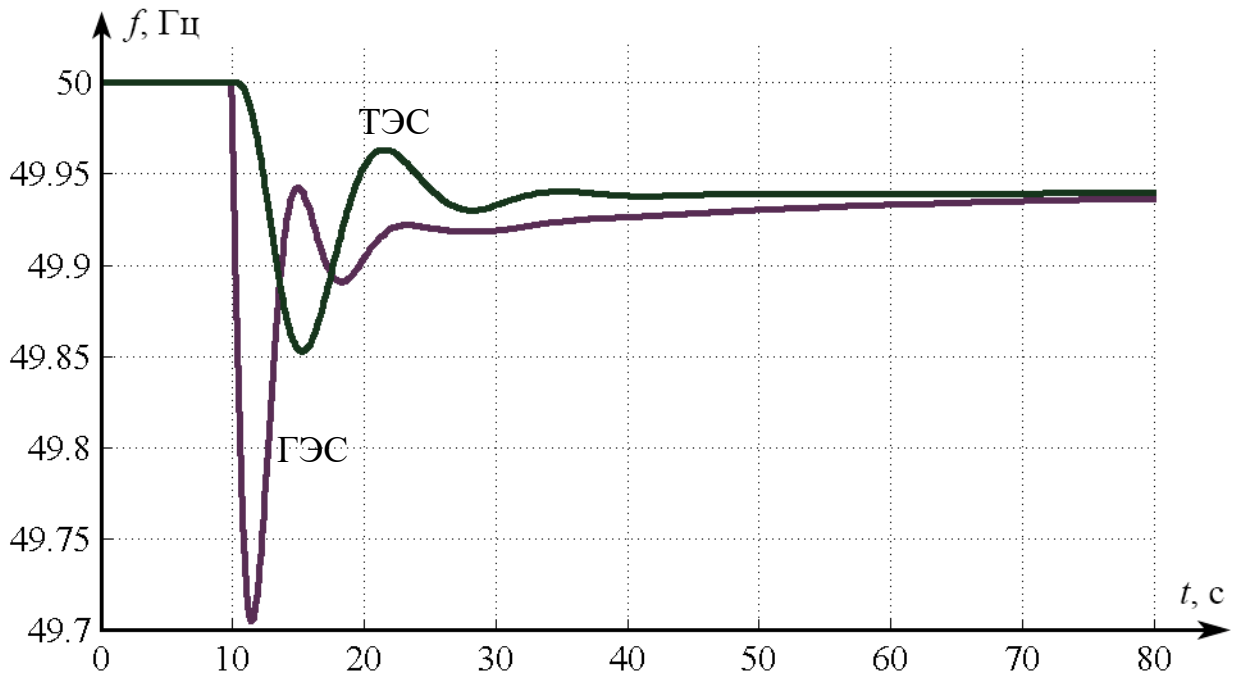


Рисунок 2.6 – Переходный процесс в изолированной энергосистеме

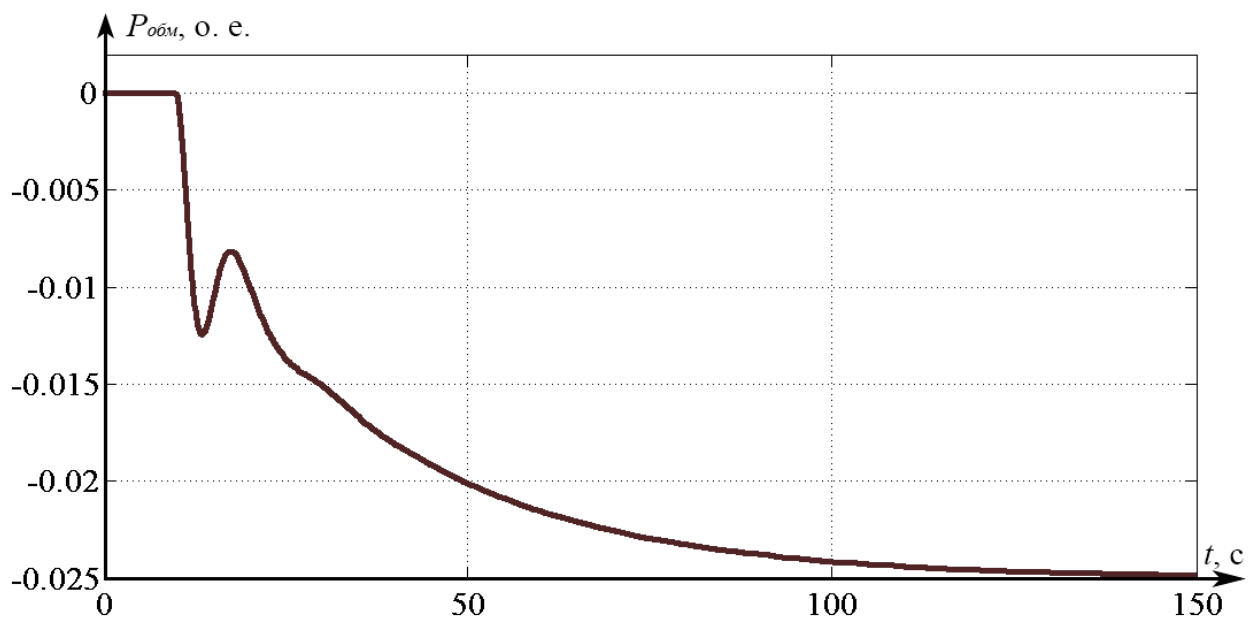


Рисунок 2.7 – Обменная мощность при изменении нагрузки

По рисунку 2.7 можно определить величину и направление обменной мощности. За положительное направление принята мощность от ТЭС к ГЭС, поэтому при подключении нагрузки к ТЭС, обменная мощность отрицательна.

### 3 Влияние параметров системы на переходный процесс

#### 3.1 Зона нечувствительности регулятора

Для простоты анализ влияния всех параметров будет осуществляться на тепловой электростанции. Для оценки влияния зоны нечувствительности регулятора на качество переходного процесса к системе подключается одна и та же мощность нагрузки при статизме равным  $s = 0,4$  о.е., но при различных видах регуляторов (электрогидравлический, гидравлический, идеальный).

На рисунке 3.1 показаны кривые переходных процессов для трех значений нечувствительности:

$$\Delta S_1 = \pm \frac{\Delta f_{нч}}{2 \cdot f_{ном}} = \pm \frac{0,05}{2 \cdot 50} = \pm 0,0005 \text{ о.е.}; \quad (24)$$

$$\Delta S_2 = \pm \frac{0,15}{2 \cdot 50} = \pm 0,0015 \text{ о.е.}; \quad (25)$$

$$\Delta S_3 = 0. \quad (26)$$

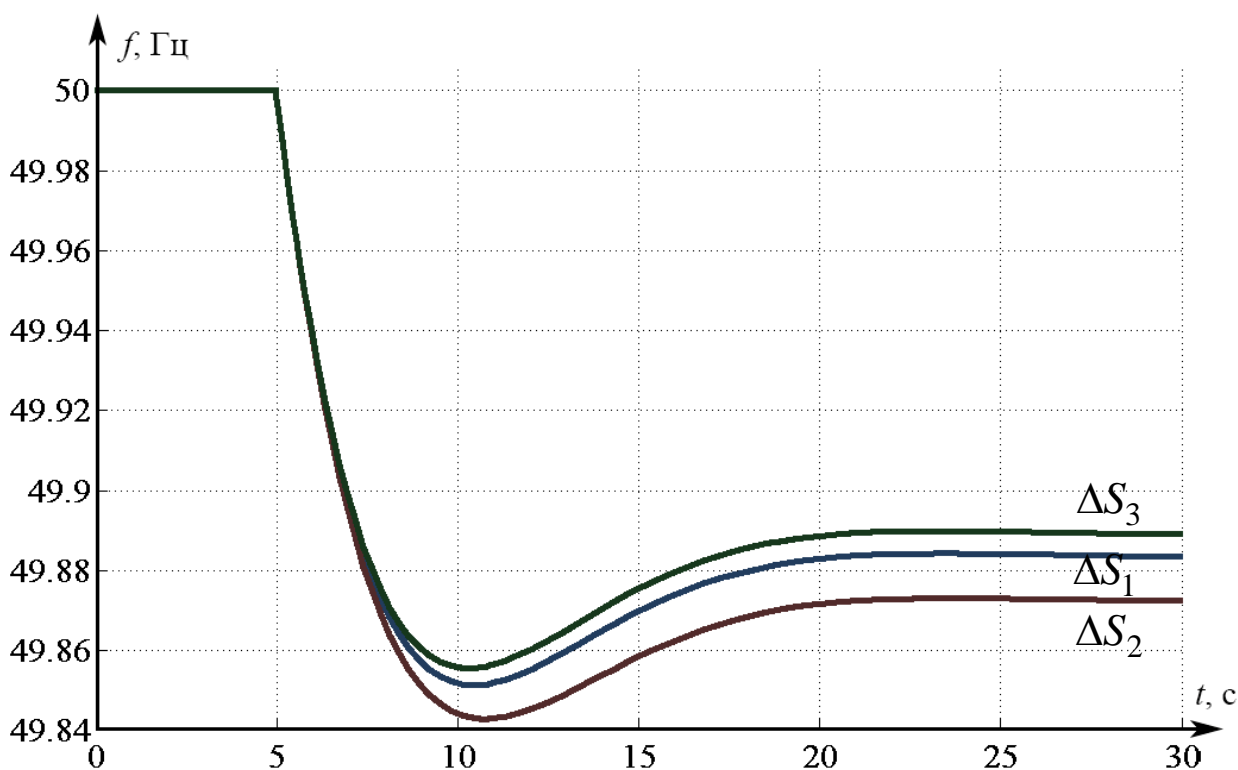


Рисунок 3.1 – График изменения частоты при различных зонах нечувствительности регулятора

По рисунку 3.1 видно, что при различных зонах нечувствительности процесс регулировки имеет одинаковый характер, однако с увеличением  $\Delta S$  установившееся значение частоты ниже, чем у идеального регулятора (при  $\Delta S_3 = 0$ ). Это можно объяснить самим определением зоны нечувствительности – так как регулятор не срабатывает при малых отклонениях частоты, соответственно, своим действием он не достигает значения частоты близкому к идеальному.

Однако нет необходимости стремиться свести зону нечувствительности к идеальному, так как при малейшем отклонении частоты от номинальной будет срабатывать система регулирования, что повлечет за собой излишний износ всех компонентов системы. Зона нечувствительности современных электрогидравлических агрегатов не оказывает заметного действия на процесс регулирования [7].

### 3.2 Вращающийся резерв мощности

Возникший в энергосистеме небаланс мощности  $\Delta P$  приводит к отклонению частоты на  $\Delta f$ . Небаланс ликвидируется за счет изменения мощности агрегатов при воздействии АРЧВ на турбины, также за счет регулирующего эффекта нагрузки:

$$\Delta P = \Delta P_m + \Delta P_{нз} = \Delta P_m + \Delta f \cdot k_n. \quad (27)$$

где  $\Delta P_m = \Delta f \cdot \frac{1}{s}$  – мощность турбины (если принять за положительное направление движение против часовой стрелки).

Тогда формула (27) примет вид:

$$\Delta P = \Delta P_m + \Delta f \cdot k_n = \Delta f \cdot \left( \frac{1}{s} + k_n \right). \quad (28)$$

Тогда статизм первичного регулирования частоты в энергосистеме:

$$s_c = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{1}{\frac{1}{s} + k_n} = \frac{1}{k_c}, \quad (29)$$

где  $k_c$  – коэффициент крутизны статической характеристики энергосистемы.

Из (29) можно получить статизм агрегата, работающего в системе:

$$s = \frac{1}{k_c - k_n}. \quad (30)$$

В таблице 3 приведен расчет статизма агрегатов с учетом экспериментальных данных по определению коэффициента крутизны статической характеристики энергосистемы при различном значении вращающегося резерва и отклонении частоты не более 5% [8]. Коэффициент нагрузки принимается равным  $k_n = 2$ .

Таблица 3 – Расчет статизма агрегата при наличии резерва

Резерв мощности $\rho$ , о. е.	1,0	1,05	1,05 – 1,25	1,25 – 1,5	>1,5
Коэффициент крутизны $k_c$ , о. е.	3,5 – 5	5 – 6,5	6,5 – 10	8,5 – 12,5	10 – 15
Расчет статизма по (29) $s$ , %	67 – 33	33 – 22	22 – 13	15 – 10	13 – 7

Для исследования принимается схема с  $\Delta P = 0,05$  о.е. аналогичная пункту 2.2 с соответствующими значениями резерва:

$$\rho_1 = 1,0 \text{ о.е.};$$

$$\rho_2 = 1,10 \text{ о.е.};$$

$$\rho_3 = 1,30 \text{ о.е.},$$

которым соответствуют значения статизма:

$$s_1 = 0,50 \text{ о.е.};$$

$$s_2 = 0,20 \text{ о.е.};$$

$$s_3 = 0,12 \text{ о.е.}$$

Для анализа влияния резерва мощности в системе на качество первичной регулировки частоты был построен график изменения частоты от времени (рисунок 3.2). Чем больше резерв в энергосистеме, тем ближе характеристика системы к характеристике одиночного агрегата, и, соответственно, первичное регулирование проходит более эффективно, что и наблюдается на рисунке 3.2.

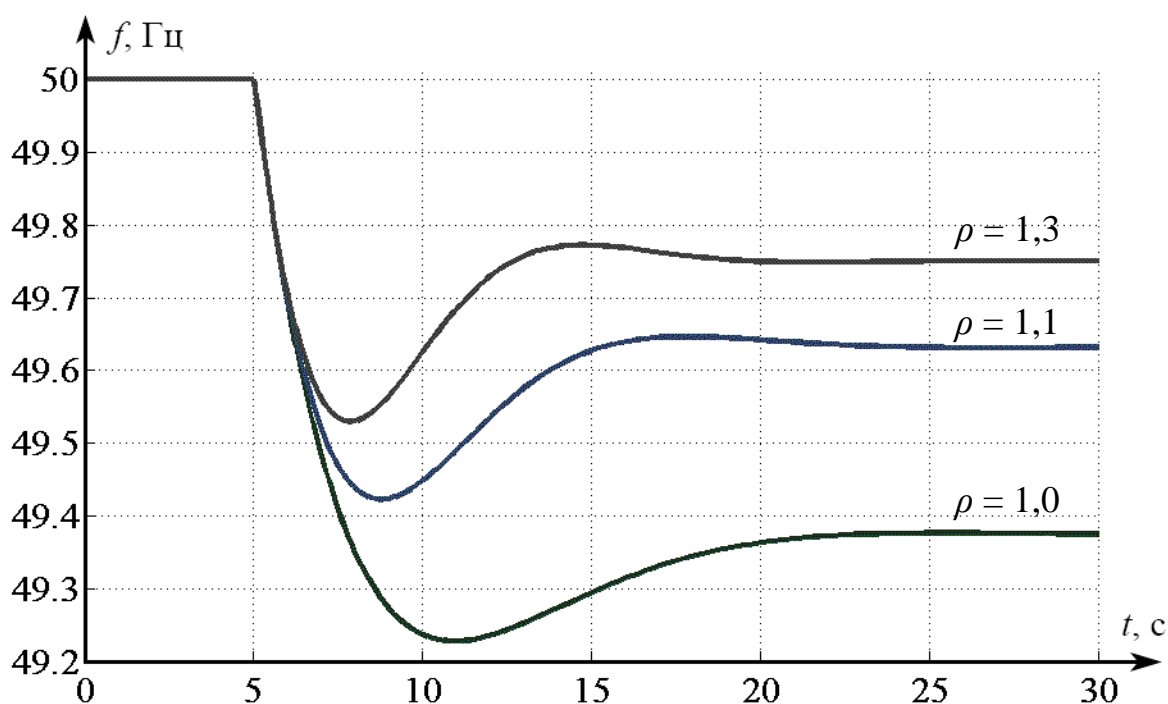


Рисунок 3.2 – Первичное регулирование частоты при различном резерве в системе

На реакцию агрегатов при повышении (понижении) частоты оказывает влияние ограничения их минимальной (максимальной) мощности. Работающие на минимальной (максимальной) нагрузке агрегаты при повышении (понижении) частоты не могут реагировать на дальнейшее повышение (понижение) частоты, в результате чего коэффициент крутизны энергосистемы падает с увеличением значения изменения частоты.

Поскольку большинство агрегатов работают с мощностью, близкой к номинальной, естественно, что возможности увеличения их мощности при снижении частоты оказываются меньшими, чем возможности их разгрузки при таком же повышении частоты. Как следствие этого коэффициенты

крутизны энергосистемы при повышении и понижении частоты различны, причем это различие тем больше, чем больше отклонение частоты и меньше резерв мощности [8].

### 3.3 Промежуточный перегрев пара

При использовании промежуточного перегрева пара на процесс изменения частоты и мощности влияет аккумулирующая емкость промежуточного пароперегревателя, включенного в паровой тракт турбины. Наличие емкости приводит к тому, что при изменении положения НА турбины лишь часть изменения мощности на валу турбины появляется монотонно, остальная часть изменяется с дополнительной инерционностью, определяемой емкостью промежуточного пароперегревателя.

Чтобы оценить влияние ПП пара на процесс первичного регулирования, необходимо при прочих равных параметрах системы изменять доленое участие пара, участвующего в промежуточном перегреве.

За основу была взята схема аналогичная рисунку 1А. На рисунке 3.3 представлена переходная характеристика при трех различных значениях долевого участия промежуточного перегрева:

$$C_1 = 0;$$

$$C_2 = 0,70 \text{ о.е.};$$

$$C_3 = 0,85 \text{ о.е.}$$

Анализируя рисунок 3.3 можно прийти к выводу, что чем больше пара участвует в промежуточном перегреве, тем длительнее становится первичное регулирование частоты, что объясняется самим физическим процессом перегрева пара.

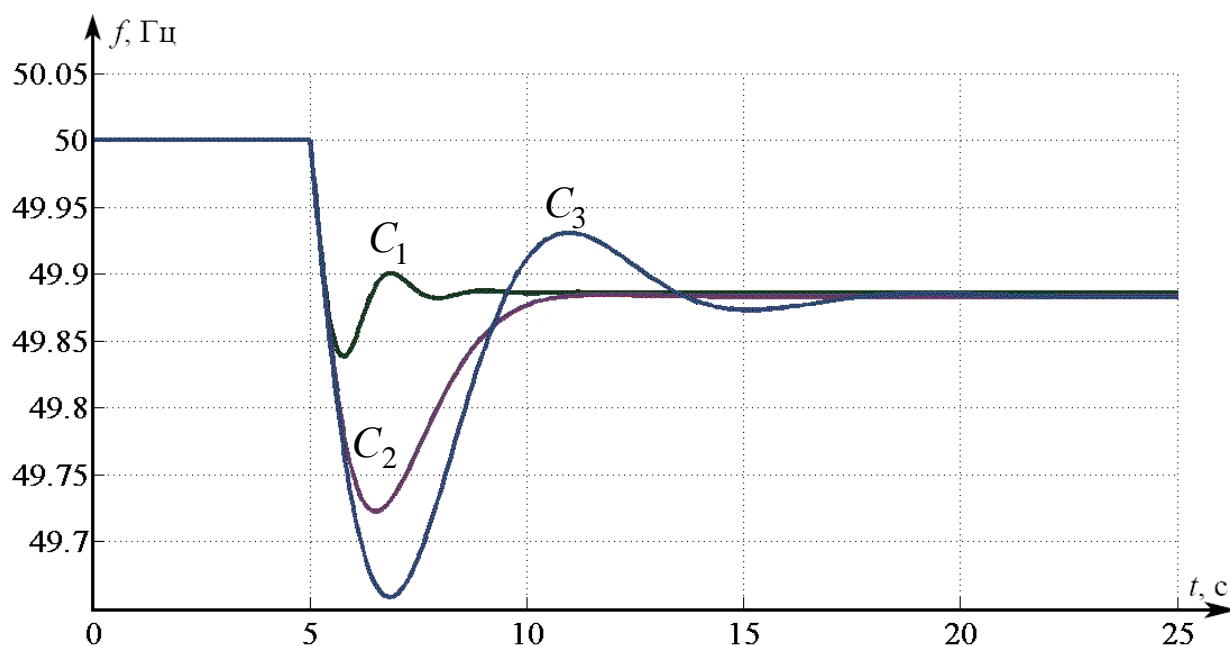


Рисунок 3.3 – Первичное регулирование частоты при различном долевом участии промежуточного перегрева

### 3.4 Коэффициент нагрузки

Аналогично предыдущим пунктам, чтобы исследовать влияние коэффициента нагрузки на первичное регулирование частоты, при прочих равных параметрах коэффициент нагрузки будет изменяться последовательно от 1 до 3 о. е.

Кривые 1, 2, 3 на рисунке 3.4 отображают переходные характеристики при коэффициентах нагрузки равных 1, 2, 3 о. е. соответственно. Данная величина характеризует реакцию системы на изменение частоты, то есть при падении частоты пропорционально коэффициенту нагрузки падает мощность, потребляемая системой, что, в свою очередь, снижает первоначальное падение частоты, таким образом, происходит процесс демпфирования. Чем большее значение имеет коэффициент нагрузки, тем сильнее проявляется эффект демпфирования, это и наблюдается на рисунке 3.4.

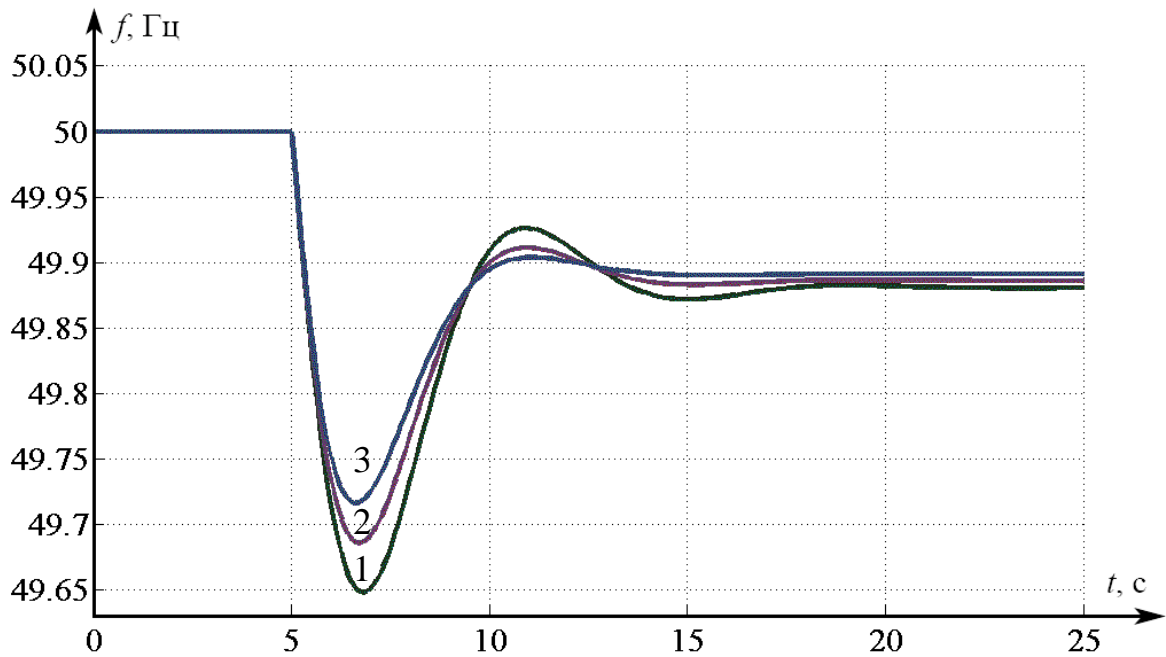


Рисунок 3.4 – Первичное регулирование частоты при различном коэффициенте нагрузки

### 3.5 Соотношение по мощности гидро- и теплостанций

Необходимо исследовать качество первичного регулирования частоты при различном соотношении мощностей ТЭС и ГЭС.

Общий небаланс, возникающий в системе, раскладывается на мощность, которую будет ликвидировать ТЭС и на аналогичную для ГЭС:

$$\Delta P = \Delta P_m + \Delta P_z = \sum_{i=1}^{n_m} \frac{\Delta f}{s_i} + \sum_{q=1}^{n_z} \frac{\Delta f}{s_q}, \quad (31)$$

где  $\Delta P_m, \Delta P_z$  – мощность, вырабатываемая ТЭС и ГЭС;

$s_i, s_q$  – статизм каждого турбо- и гидроагрегата.

Из формулы (31) можно получить:

$$\frac{1}{s} = \sum_{i=1}^{n_m} \frac{1}{s_i} + \sum_{q=1}^{n_z} \frac{1}{s_q} = \frac{1}{s_m} + \frac{1}{s_z} = \frac{\alpha_m}{s} + \frac{\alpha_z}{s} = \frac{\alpha}{s}, \quad (32)$$

где  $\alpha_m, \alpha_z$  – долевое участие ТЭС и ГЭС в первичной регулировке;

$s_m, s_z$  – статизм совокупности турбо- и гидроагрегатов.

Таким образом, при известном  $s$ , можно получить статизм гидро- и турбоагрегатов:

$$s_m = \frac{\alpha}{\alpha_m} s = \left(1 + \frac{\alpha_2}{\alpha_m}\right) s; \quad (33)$$

$$s_2 = \frac{\alpha}{\alpha_2} s = \left(1 + \frac{\alpha_m}{\alpha_2}\right) s. \quad (34)$$

Пусть общий статизм системы равен  $s = 0,20$  о.е., тогда при  $\alpha_2 = 0,3$  о.е. и  $\alpha_m = 0,7$  о.е.:

$$s_m = \left(1 + \frac{\alpha_2}{\alpha_m}\right) s = \left(1 + \frac{0,3}{0,7}\right) \cdot 0,20 = 0,29 \text{ о.е.}; \quad (35)$$

$$s_2 = \left(1 + \frac{\alpha_m}{\alpha_2}\right) s = \left(1 + \frac{0,7}{0,3}\right) \cdot 0,2 = 0,67 \text{ о.е.} \quad (36)$$

Аналогично, при  $\alpha_2 = 0,7$  о.е. и  $\alpha_m = 0,3$  о.е.:

$$s_m = 0,67 \text{ о.е.};$$

$$s_2 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Если в системе существуют только ТЭС, значит:

$$\alpha_2 = 0 \Rightarrow s_2 \rightarrow \infty, \alpha_m = 1 \Rightarrow s_m = s.$$

Аналогично, при наличии только ГЭС.

Таким образом, на рисунке 3.3 изображены графики переходных процессов при различном соотношении мощностей ТЭС и ГЭС. Результаты исследования можно отобразить в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Анализ регулировки при различном соотношении мощностей

Кривая	ТЭС	ГЭС	Время переходного процесса	Максимальное отклонение частоты	Установившееся отклонение частоты
1	100 %	0	$\approx 22$ с	0,45 Гц	0,285 Гц
2	70 %	30 %	$\approx 30$ с	0,49 Гц	0,295 Гц
3	30 %	70 %	$\approx 60$ с	0,55 Гц	0,298 Гц
4	0	100 %	$\approx 50$ с	0,59 Гц	0,286 Гц

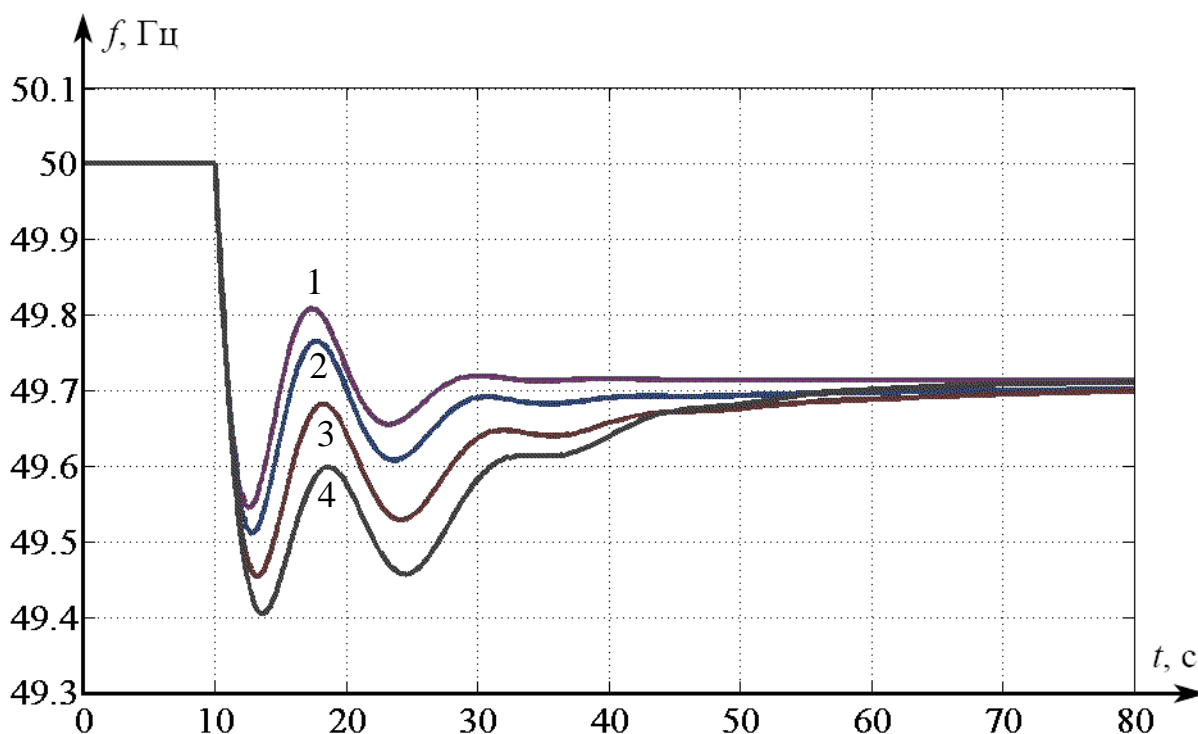


Рисунок 3.5 – Первичное регулирование частоты при различном составе энергосистемы

Анализируя данные таблицы 4, можно сделать вывод, что участие гидравлических электростанций затягивает процесс первичного регулирования в энергосистеме и увеличивает максимальную просадку частоты.

Необходимо отметить, что регулирование частоты на ТЭС является более монотонным, по сравнению с ГЭС, где процесс носит колебательный характер, что в определенной степени расходует ресурсы оборудования и приводит к сокращению их срока службы.

При сравнении времени переходного процесса кривых 3 и 4, можно заметить, что время при наличии в энергосистеме только ГЭС меньше нежели с присутствием 30% ТЭС. Объяснить данный результат не удастся. Можно предположить, что при совместном регулировании на ТЭС и ГЭС должна производиться настройка АРЧВ одной станции относительно другой. В данной модели взяты средние значения коэффициентов, поэтому это вполне может привести к затягиванию переходного процесса.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Структура работы в рамках научного исследования**

Целью данного раздела является оценка проектирования системы автоматического регулирования частоты и мощности с точки зрения эффективности затрачиваемых ресурсов.

Для правильной разработки, а также определения трудоемкости выполнения НИР необходимо разбить ее на этапы. Структура данной НИР:

1. Подготовительный этап. Выбор темы, изучение и анализ информации по выбранной теме. Определение рабочей группы, в состав которой могут входить научные сотрудники, преподаватели и лаборанты.

2. Формирование теоретической части.

3. Проведение экспериментальных работ по теоретическим разделам.

4. Обработка полученных результатов экспериментов.

5. Выводы и предложения по теме, обобщение результатов разработки.

6. Завершающий этап. Утверждение результатов работы. Подготовка отчетной документации.

Этапы данной НИР представлены в Таблице 5.

Работу выполняли 2 человека: научный руководитель, ассистент.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Выдача задания	Составление и утверждение технического задания	НР
2	Выбор направления исследований	Подбор и изучение материалов по теме	НР, АС
3		Выбор направления исследований	НР
4	Теоретические и экспериментальные исследования	Теоретическое описание элементов модели АРЧВ	АС
5		Создание виртуальной модели тепло- и гидроагрегата	АС
6		Определение оптимальных параметров устройств регулирования	АС
7	Обсуждение результатов	Обработка полученных результатов	АС
8		Научное обоснование результатов и выводы	НР, АС
9	Составление отчета	Разработка плана по оформлению НИР	НР, АС
10		Оформление отчета НИР	АС
11	Защита отчета	Подготовка к защите	АС

#### 4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения, ожидаемого значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (37)$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 % [9].

Продолжительность одной работы:

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (38)$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} , \quad (39)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22 \text{ о.е.}, \quad (40)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Временные показатели проведения данного научного исследования представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Временные показатели проведения НИР

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполн.		$T_{pi}$ , дни		$T_{ki}$ , дни	
	$t_{\text{mini}}$ , чел-дни		$t_{\text{maxi}}$ , чел-дни		$t_{\text{ож}}$ , чел-дни		НР	АС	НР	АС	НР	АС
	НР	АС	НР	АС	НР	АС						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Составление и утверждение технического задания	1	-	3	-	2	-	+	-	2	-	3	-
2. Подбор и изучение материалов по теме	3	20	5	45	4	30	+	+	2	15	3	18
3. Выбор направления исследований	1	-	1	-	1	-	+	-	1	-	1	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4.Теоретическое описание элементов модели АРЧВ	-	8	-	16	-	11	-	+	-	11	-	14
5.Создание виртуальной модели тепло- и гидростанции	-	10	-	17	-	13	-	-	-	13	-	16
6.Определение оптимальных параметров устройств регулирования	-	17	-	23	-	20	-	+	-	20	-	25
7.Обработка полученных результатов	-	2	-	4	-	3	-	+	-	3	-	4
8.Научное обоснование результатов и выводы	2	2	5	5	3	3	+	+	1,5	1,5	2	2
9. Разработка плана по оформлению НИР	2	2	4	5	3	3	+	+	1,5	1,5	2	2
10.Оформление отчета	-	10	-	15	-	12	-	+	-	12	-	15
11. Защита ВКР	-	1	-	1	-	1	-	+	-	1	-	1

На основании таблицы 6 строится календарный план-график (таблица 7).

Таблица 7 – Календарный план-график проведения НИР (График Ганта)

№ раб	Исп-ли	$T_{ki}$ , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
			дек.		январ.		февр.			март			апрель			май			июнь	
			2	3	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	
1	НР	3	□																	
2	НР АС	3 18		□																
3	НР	1				□														
4	АС	14																		
5	АС	16																		
6	АС	25																		
7	АС	4																		
8	НР АС	2 2																		
9	НР АС	2 2																		
10	АС	15																		
11	АС	1																		

#### 4.4 Расчет затрат НИР

##### 1) Расчет амортизационных отчислений

Данная НИР проводилась без специального оборудования, но с использования конкретных материалов, и при расчете бюджета НИР будет использоваться следующая группировка затрат по статьям:

1. Амортизация.
2. Основная заработная плата исполнителей темы.
3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.
4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).
5. Накладные расходы.

То есть, не учитываются статьи на специальное оборудование, затраты научные и производственные командировки, контрагентные расходы. Для проведения научно-исследовательской работы требуются следующие виды оборудования: компьютер, программное обеспечение.

Таблица 8 – Затраты на программное обеспечение

ПО	Ед. изм.	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.	Затраты, руб. амортизация
<i>Matlab</i> <i>Simulink</i>	шт	1	222775,0	222775,0	22277,5
Итого			222775,0		

Таблица 9 – Затраты на оборудование

Материалы и оборудование	Ед. изм.	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб. амортизация
Компьютер	шт.	1	40000	10000
Итого			10000	

Гарантийный срок компьютера составляет приблизительно 2 года, программного обеспечения – 5 лет. Работа, произведенная АС, в период выполнения НИР, составляет 0,5 года.

Тогда амортизационные отчисления составят:

$$A = \frac{40000}{2 \cdot 2} + \frac{222775}{5 \cdot 2} = 32277,5 \text{ руб/год.} \quad (41)$$

## 2) Основная и дополнительная заработная плата

Основная заработная плата руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

- оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, старший преподаватель, доцент, профессор. Базовый оклад  $Z_6$  определяется исходя из размеров окладов, определенных штатным расписанием предприятия;
- стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т. д;
- иные выплаты (районный коэффициент).

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (42)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (43)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн1} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{47280 \cdot 10,4}{246} = 1998,8 \text{ руб}; \quad (44)$$

$$Z_{дн2} = \frac{30600 \cdot 10,4}{246} = 1293,7 \text{ руб}, \quad (45)$$

где  $Z_m$  – заработная плата работника за месячный, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя);

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 10 – Подсчет рабочих дней в году

Показатели рабочего времени	Руководитель	Ассистент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
Потери рабочего времени	48+5	48+5
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246

Таблица 11 – Расчёт основной заработной платы

Исполн.	Оклад, руб	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , раб. дн.
НР	26300	0,3	0,2	1,3	51285	1999	8	15992
АС	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1294	78	100932
Итого $Z_{осн}$								116924

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с

обеспечением гарантий и компенсаций. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп1}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 15992 = 2078,9 \text{ руб}; \quad (46)$$

$$З_{\text{доп2}} = 0,13 \cdot 122800 = 13121,2 \text{ руб}, \quad (47)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

### 3) Отчисления во внебюджетные фонды

В статье расходов «страховые отчисления» отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (48)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления во внебюджетные фонды, руб.
Научный руководитель	15992	2079	5421,3
Ассистент	100932	13121	34215,9
Итого			39637,2

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = \sum_{n=1}^4 Z_n \cdot k_{\text{нр}} \quad (49)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16% [9].

#### 4) Формирование бюджета затрат НИР

Определение бюджета затрат на научно-исследовательскую работу по каждому варианту исполнения приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Бюджет затрат НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	НР	АС
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	15992	100932
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	2079	13121
3. Отчисления во внебюджетные фонды	5421	34216
4. Амортизация	0	32277,5
5. Накладные расходы	3758,7	25323,2
6. Бюджет затрат НИР	233120,4	

Таким образом, в данном разделе работы было описано экономическое обоснование проведенных исследований:

- составлена структура работы и на ее основе проведены расчеты трудоемкости НИР и ее бюджет;
- рассчитан бюджет затрат НИР, который составил 233120,4 руб;
- рассчитано время проведения НИР – 173 дня.

## 4.5 Технология *QuaD*

Технология *QuaD* (*Q*Uality *A*Dvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [9]. В соответствии с технологией *QuaD* каждый показатель оценивается экспертным путем по стобалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная.

Оценка качества и перспективности по технологии *QuaD* определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (50)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{\text{ср}}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{\text{ср}}$  получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая [9].

Результаты проведенного расчета приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Оценочная карта *QuaD* анализа для модели АРЧМ

Критерии оценки	Вес	Баллы	Отн. значение	Ср. взвешенное значение
1. Практическая применимость	0,10	90	0,90	9,00
2. Точность математического описания	0,20	60	0,60	12,00
3. Актуальность	0,15	40	0,40	6,00
4. Унифицированность	0,05	100	1,00	5,00
5. Потребность в ресурсах памяти	0,05	30	0,30	1,50
6. Устойчивость системы управления	0,30	70	0,70	21,00
7. Чувствительность к малым возмущениям частоты	0,05	97	0,97	4,85
8. Качество графического интерфейса	0,05	50	0,50	2,50
9. Простота эксплуатации	0,05	70	0,70	3,50
Итого	1,00	647	6,47	65,35

Таким образом, исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что исследовательская работа по созданию модели автоматической регулировки частоты и мощности обладает перспективностью выше среднего.

На данном этапе работы проектировка системы АРЧМ может показаться неэффективной из-за высоких материальных затрат и недостаточный показателей перспективности. Однако учитывая возможность дальнейшей разработки модели, уточнение математического описания и более практически ориентированное ее применение, позволяет использовать модель в качестве тестовой системы при настройке АРЧМ.

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Профессиональная социальная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке или эксплуатации проектируемого решения.

На основании [10] была составлена таблица 15, в которой отображены возможные вредные и опасные факторы, которые возможны при настройке систем автоматической регулировки частоты и мощности.

Таблица 15 – Вредные и опасные факторы при настройке АРЧМ

Факторы	
Вредные	Опасные
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Подвижные части производственного оборудования
Повышенный уровень вибрации	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	
Несоответствие микроклиматических условий	

При пусконаладочных работах по настройке системы АРЧМ вследствие работы генераторного оборудования возможно воздействие повышенного уровня шума и вибрации. По своей природе данные виды вредных факторов относят к физическим производственным факторам. Согласно [11] электростанция относится к категории вибрации - 3 тип «а», тогда нормы показателей вибрационной нагрузки на оператора в течение восьмичасовой рабочей смены на среднегеометрической частоте 50Гц должны не превышать виброускорение - 111 дБ, виброскорость – 87 дБ. Так как избежать общей вибрации не удастся, рекомендуется использовать индивидуальные средства защиты, например, обувь на антивибрационной подошве, антивибрационные сиденья и так далее [12].

Согласно [13] эквивалентный уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 75 дБА. Для защиты персонала от шума

рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты, такие как вкладыши или наушники [12].

Также на территории электростанции персонал, участвующий в настройке АРЧМ подвергается опасности, находясь вблизи подвижных и вращающихся механизмов. Данный фактор является опасным и может быть угрозой для жизни человека. Для снижения опасности конструкции производственного оборудования должна исключать перемещение подвижных частей за пределы, предусмотренные конструкцией, все трубопроводы гидро- и паро- систем должны быть защищены ограждениями; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих; конструкция оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов, представляющих опасность для рабочих [14].

Кроме подвижных механизмов на электростанции повсюду расположены трубопроводы с веществом с высокой температурой (газ, пар, вода), около которых могут проводиться какие-либо работы. Работа по настройке АРЧМ систем относится к Па категории работ. Допустимые [15] параметры микроклимата на рабочем месте представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Допустимые параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, $t, ^\circ\text{C}$	Отн. влажность воздуха, $\varphi, \%$	Скорость движения воздуха, м/с	
				Если $t^\circ < t^\circ_{\text{опт}}$	Если $t^\circ > t^\circ_{\text{опт}}$
Хол.	17,0 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,2	0,4
Тепл.	18,0 – 27,0	14,0 – 27,0	15 – 75	0,2	0,5

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать  $140 \text{ Вт/м}^2$ . При этом облучению не должно подвергаться

более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

При температуре выше указанных величин необходимо уменьшить время пребывания персонала в данном помещении до величины соответствующих [15]. Для предотвращения недопустимого превышения температуры необходимо обеспечить достаточную вентиляцию воздуха, а также возможно улучшение качества теплоизоляции трубопроводов.

Так как машинное отделение электростанции содержит в себе множество оборудования и различные трубопроводы, их размещение на стенах здания является причиной возможного недостаточного освещения рабочего места персонала. Описываемый вид работ можно отнести к категории средней точности, тогда согласно [16] параметры освещения должны быть как приведенные к таблице 17.

Таблица 17 – Параметры освещения

Освещенность при системе общего освещения, лк	Коэффициент пульсации, %	Показатель ослепленности	Коэффициент естественного освещения, %
300	20	40	4,0

Очевидно, что при несоответствии показателей освещенности помещения требуемым, необходимо улучшить качество освещения посредством установки нового осветительного оборудования.

## **5.2 Экологическая безопасность**

Конструкция системы АРЧМ не представляет собой никакой опасности для окружающей среды, так как полностью отсутствуют какие-либо выбросы. После окончания срока службы оборудования, система АРЧМ, как и любое другое производственное оборудование, подвергается процессу утилизации, а именно демонтаж, вывоз на металлоперерабатывающие заводы, прессовка, переплавление.

Единственным звеном, содержащим в себе определенное количество вредного вещества, а именно машинное масло, является система золотник – сервопривод, а также масляный катаракт. Согласно [17] предельно допустимая концентрация минерального нефтяного масла в воздухе рабочей зоны не должна превышать 5 миллиграмм на кубический метр. Если рассматривать вероятность попадания масла в водные сооружения, то согласно [17] содержание нефтяных отходов не должно превышать 0,3 миллиграмм на литр.

Для предотвращения или сведения к минимуму загрязнения водных объектов, а также выбросов вредных веществ, необходимо устранить причины загрязнения, повышать технический уровень эксплуатации очистных сооружений, осуществлять сбор и очистку маслосодержащих вод и постоянный контроль показателей состояния поверхностных и сточных вод.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Пусть настройка всех коэффициентов системы прошла неверно и при корректировке частоты система управления стала неустойчивой. Следствием этого станет неустойчивой работа генератора, что повлечет за собой хаотичное изменение режимных параметров. Пусть частота в энергосистеме начнет неконтролируемо снижаться, тогда произойдет потеря устойчивости генератора и срабатывания автоматики предотвращения нарушения устойчивости, совместно с данным видом защиты могут сработать – релейная защита (при колебаниях тока и напряжения), автоматика ликвидации асинхронного режима (при нарушении синхронной работы генератора). Кроме вышеперечисленных защит, существуют другие средства противоаварийной автоматики, которые локализовано отключат поврежденный участок за время менее 1 секунды. Таким образом, можно сделать вывод, что система автоматической регулировки частоты и мощности не может привести к какой-либо чрезвычайной ситуации.

Однако чрезвычайная ситуация может возникнуть в результате работы генерирующего оборудования. Согласно [18] турбинный зал относится к категории Г по взрывопожарной и пожарной опасности. Сегодня большое количество турбогенераторов выполняется с водородным охлаждением, которое предусматривает установку водородных батарей. Несмотря на то, что в системе предусмотрено множество предохранительных устройств, водород может проникнуть в турбинный зал. Взрыв водорода приведет к возгоранию смазочного масла, так как оно повсюду, это повлечет за собой очень быстрое распространение пожара. Такой вид чрезвычайной ситуации станет причиной полного отключения электростанции от сети. В данном положении можно говорить только о возможностях локализации и уменьшения ущерба от пожара, а не о быстрой и полной ликвидации. Все станции снабжены надежной системой защиты и сигнализации, а также первичными средствами пожаротушения, в качестве которых могут быть использованы порошковые и газовые установки пожаротушения. При возникновении пожаров поврежденное оборудование и аппараты автоматически отключаются устройствами релейной защиты.

#### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Основным видом работ, связанным с системой АРЧМ является ее настройка. Так как настройка проводится в условиях электростанции, персонал имеет право требовать соблюдения норм трудового законодательства Российской Федерации и безопасности труда, а именно:

- право на бесплатную прошедшую обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальную одежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом [19] при работе с вредными и (или)

опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- право на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, которое осуществляется в соответствии с [20]. Если происходят несчастные случаи (травмы, смерть), то семье или самому работнику выплачивается компенсация в размере, зависящем от тяжести последствий;

- право на ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска, которые предоставляются работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, работникам, имеющим особый характер работы, предусмотренных Трудовым кодексом Российской Федерации;

- право на проведение в установленном порядке за счет средств организации обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических в течение трудовой деятельности в данной организации медицинских осмотров (обследований), а также внеочередных медицинских осмотров работников в соответствии с медицинскими рекомендациями.

Рабочей зоной для персонала, участвующего в настройке АРЧМ, является место около отключенного генератора, на котором установлена система АРЧМ. Перед началом работ должны соблюдаться некоторые требования:

- уровни физических, химических и биологических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону, а также воздействующих на работающего при непосредственном контакте с элементами конструкции, должны соответствовать требованиям безопасности, установленным нормативно-технической документацией.

- в необходимых случаях конструкция производственного оборудования должна обеспечивать возможность удобства выполнения трудовых действий с применением средств индивидуальной защиты;

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов [21];

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током [21].

## Заключение

Процесс производства и передачи электроэнергии является столь динамичным и постоянно подверженным возмущающим воздействиям, что без автоматического управления его полноценное функционирование невозможно.

Удерживать частоту в требуемых пределах в условиях работы турбо- и гидрогенераторов при непрерывно и случайно изменяющейся нагрузке электроэнергетической системы, возможно только посредством использования системы автоматического управления частотой турбины.

В ходе выполнения данной работы были изучены и смоделированы принципиальные составляющие системы АРЧВ. В первой главе рассматриваются способы замещения передаточной функцией каждого звена этой системы, далее в программном комплексе *Matlab Simulink* была смоделирована работа этой системы на тепловой и гидравлической станции, а также при изолированной работе энергосистемы. В третьей главе изучается влияние различных параметров, например, наличие вращающегося резерва мощности в энергосистеме или регуляторы с различной зоной нечувствительности, на качество первичного регулирования частоты.

В результате исследования можно сделать основные выводы:

- наличие свободного вращающегося резерва мощности в энергосистеме способствует более качественному первичному регулированию частоты;
- тепловые электростанции допускают меньшую просадку частоты с меньшим временем регулирования и большим установившимся отклонением по сравнению с ГЭС;
- увеличение долевого участия промежуточного перегрева пара затягивает процесс регулировки;

- коэффициент нагрузки способствует демпфированию переходного процесса прямо пропорционально своему значению;
- увеличение зоны нечувствительности приводит к большему установившемуся отклонению частоты.

Также были рассмотрены вредные и опасные факторы, возникающие при настройке системы АРЧВ, и предложены основные способы снижения влияния данных факторов. Далее была подсчитана приблизительная стоимость разработки данного проекта, которая составила 233120,4 руб. В результате анализа с помощью технологии *QuaD* было определено, что данный проект обладает перспективностью выше среднего.

Следует отметить, что данные исследования являются первоначальными и выполнены с определенными упрощениями. Полная динамическая модель энергосистемы возможна при моделировании вращающихся машин посредством уравнений Парка-Горева.

Следующим этапом работы в данном направлении является подробное изучение принципов вторичного регулирования, рассмотрение модели объединенной энергосистемы и влияние ее структуры на процесс регулировки частоты в целом. Далее возможно построение классической многомашинной схемы – с трансформаторами, ЛЭП и промежуточными нагрузками. В таком случае моделирование станет более практически ориентированным, и его результаты в определенной степени могут быть использованы при настройке систем АРЧМ.

Автоматизация режима работы электростанций по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности, наряду с повсеместной автоматизацией технологического процесса с использованием промышленных контроллеров и вывода данных о работе оборудования на *SCADA*-систему, позволяет создать условия, при которых действия оперативного персонала сводятся к минимуму, что уменьшает влияние человеческого фактора и позволяет более качественно и эффективно использовать имеющиеся ресурсы.

## Список использованных источников

1. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. [Электронный ресурс]: стандарт организации СТО 59012820.27.100.003-2012/Открытое Акционерное Общество Системный оператор Единой энергетической системы. - 1 компьютерный файл (pdf; 236 Кб). - Москва, 2012.
2. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М., Энергия, 1975. – 216 с. с ил.
3. Вайнштейн Р. А. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности: учебное пособие / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. - с
4. Павлов Г. М., Меркурьев Г. В. «Автоматика энергосистем»: Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», Санкт-Петербург, 2001.
5. Меркурьев Г. В. Устойчивость энергосистем / Г. В. Меркурьев, Ю. М. Шаргин. В 2-х т. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. – Т. 2. – 376 с.
6. Kundur, P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New York, 1994.
7. Москвалев А. Г. Автоматическое регулирование режима энергетической системы по частоте и активной мощности. М., Госэнергоиздат, 1960. – 241 с.
8. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Л. М. Горбунова, М. Г. Портной, Р. С. Рабинович и др.; Под ред. С. А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985 г. – 448 с., ил.
9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина

З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

10. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

11. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.

12. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

13. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

14. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

15. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

16. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

17. Постановление Министерства здравоохранения Российской Федерации от 30.04.2003 N7 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

18. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России" с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

19. Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2008 №313-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с обеспечением возможности замены обязательной сертификации декларированием соответствия».

20. Федеральный закон Российской Федерации от 24.07.1998 №125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

21. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014 – 488 с.

**Приложение А**  
(обязательное)

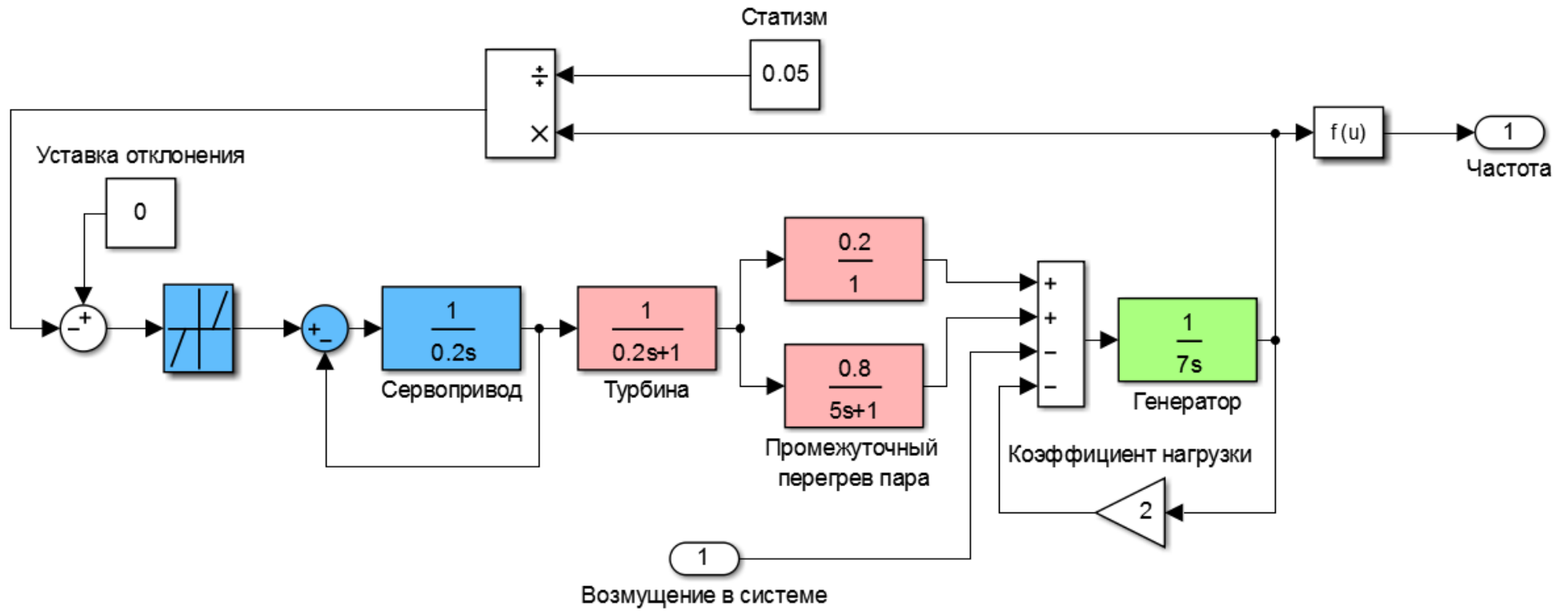


Рисунок 1А – Структурная схема первичного регулирования частоты и мощности на тепловой электростанции

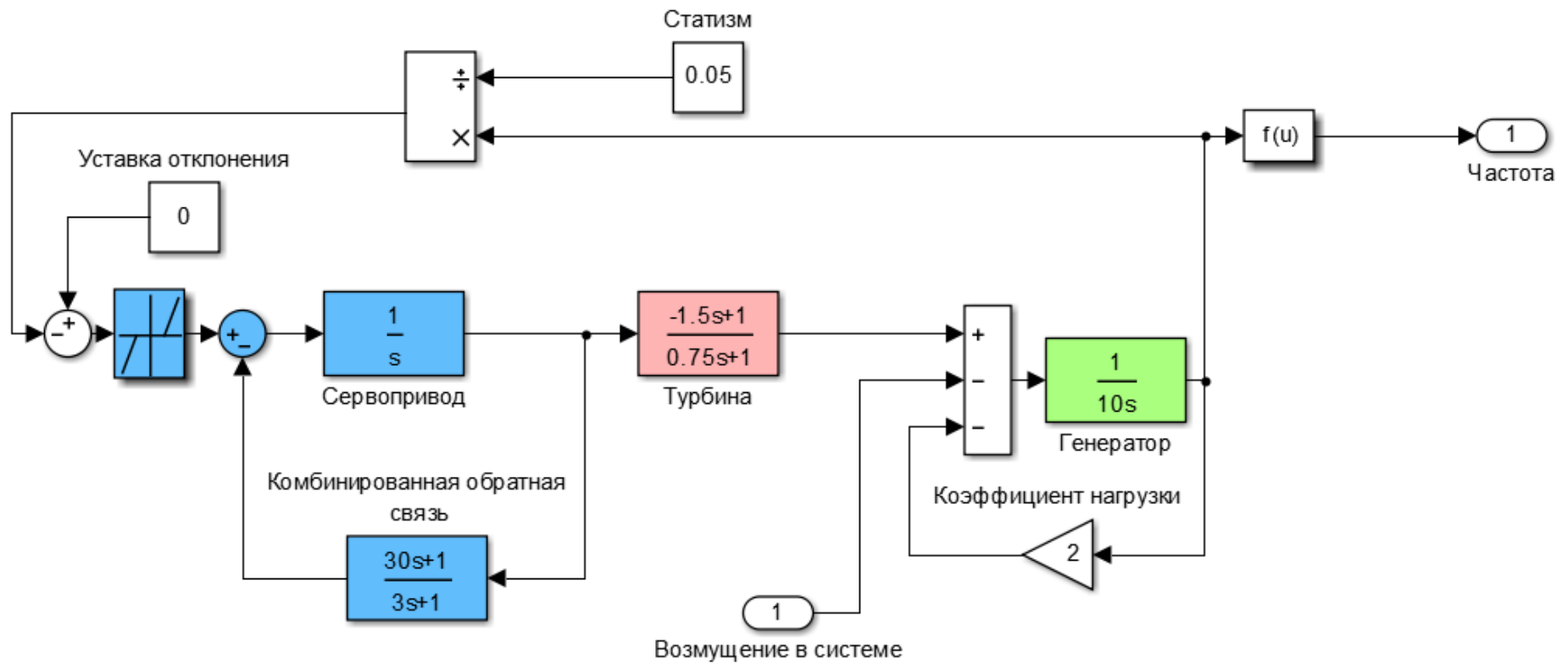


Рисунок 2А – Структурная схема первичного регулирования частоты и мощности на гидроэлектростанции

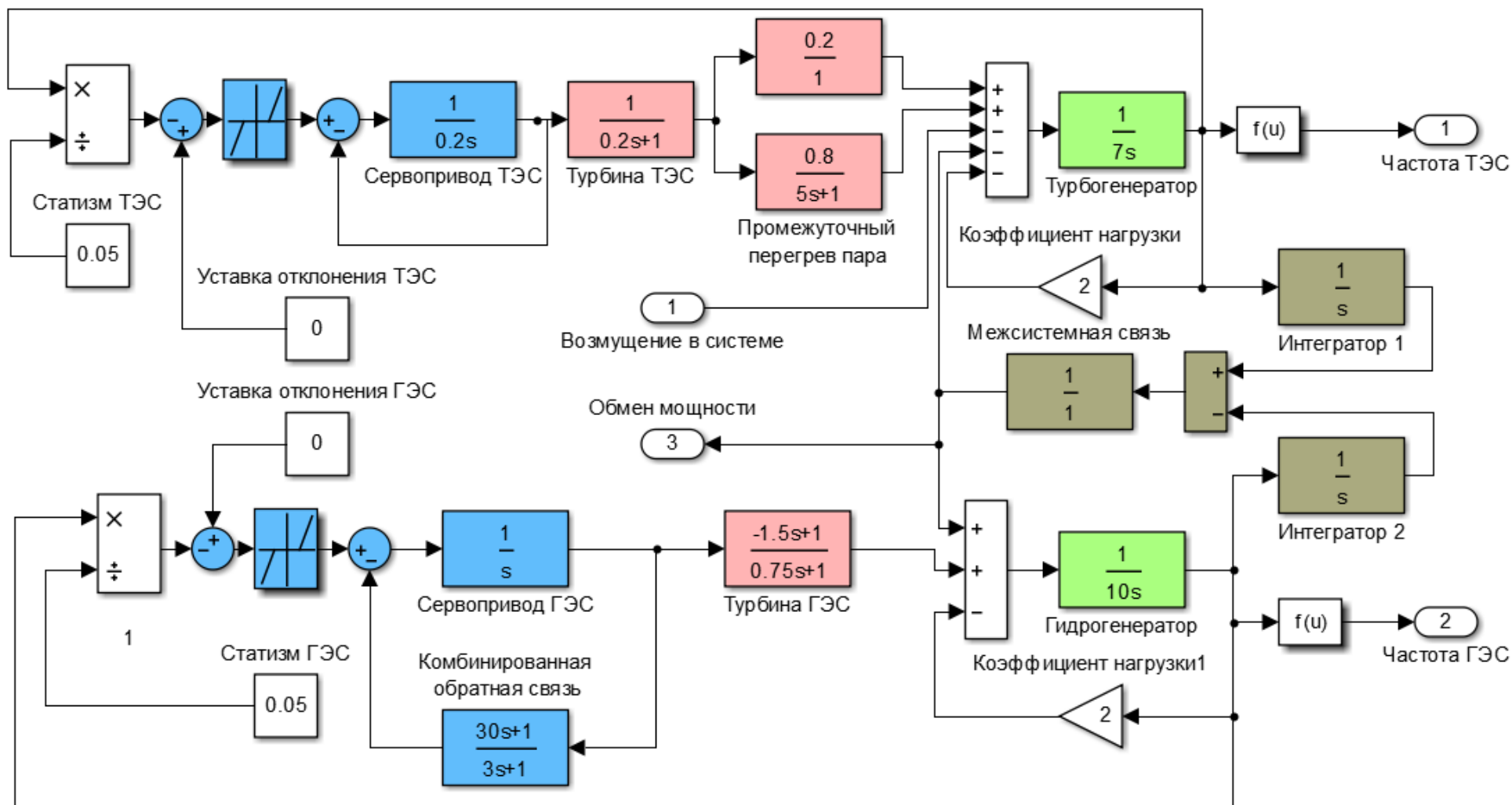


Рисунок 3А – Структурная схема первичного регулирования частоты и мощности в изолированной энергосистеме