

На правах рукописи



Казанцев Юрий Валентинович

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ
ГРУППОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ АКТИВНОЙ И
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ГЭС**

Специальность 05.14.02 – «Электрические станции и
электроэнергетические системы»

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Новосибирск – 2021

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

Научный руководитель: **Глазырин Глеб Владимирович**
кандидат технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Сацук Евгений Иванович**
доктор технических наук, доцент,
Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (г. Москва), Служба внедрения противоаварийной и режимной автоматики, начальник;

Захарченко Виталий Евгеньевич
кандидат технических наук,
Акционерное общество Научно-внедренческая фирма «Сенсоры, Модули, Системы» (г. Самара), дирекция, заместитель технического директора по программному обеспечению и научно-исследовательской и опытно-конструкторской работе;

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Защита состоится: «28» декабря 2021 года в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, I корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте <https://www.nstu.ru/>

Автореферат разослан «___» ноября 2021 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
канд. техн. наук, доцент



Осинцев Анатолий Анатольевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время возрастает значение гидроэлектростанций не только как экологически чистого и дешевого источника электроэнергии, но и мощного инструмента регулирования режима работы электроэнергетических систем, в особенности при увеличении в них доли солнечных и ветряных электростанций, характеризующихся стохастическим характером выработки электроэнергии.

Однако, гидроэлектростанции как маневренный источник электроэнергии не всегда обеспечивают качественное регулирование режима работы электроэнергетических систем. Так, с повсеместным внедрением систем мониторинга переходных режимов были выявлены колебания активной мощности в электроэнергетических системах крупных, промышленно развитых стран, таких как Россия, Турция и Китай, вызванные некорректной работой режимной и технологической автоматики гидроэлектростанций — микропроцессорных систем групповых регуляторов активной и реактивной мощности и регуляторов скорости вращения.

Групповые регуляторы осуществляют централизованное управление активной и реактивной мощностью генераторов гидроэлектростанции как единым агрегатом, упрощающее участие станции в общесистемном регулировании частоты, активной, реактивной мощности и напряжения. Групповые регуляторы функционально состоят из двух основных подсистем: группового регулятора активной мощности и группового регулятора реактивной мощности и напряжения. Первый предназначен для автоматического регулирования частоты и активной мощности и осуществляет распределение суммарного задания гидроэлектростанции по активной мощности между гидроагрегатами. Второй — для автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности гидроэлектростанции по заданиям напряжения и реактивной мощности. Регуляторы скорости, в свою очередь, выполняют функцию индивидуального управления по активной мощности и скорости вращения отдельных гидроагрегатов, исполняя команды групповых регуляторов.

Некорректная работа вышеуказанных микропроцессорных систем регулирования в том числе зависит от правильности их настроек, алгоритмов и методов регулирования. Основной проблемой настройки и синтеза алгоритмов управления систем регулирования гидроагрегатов является учёт нелинейных динамических характеристик его основного движителя, сервоприводов направляющего аппарата, рабочего колеса, и моментов на валу ротора.

Нелинейность динамических характеристик основного движителя гидроагрегата вызвана эффектом гидроудара. Этот эффект проявляется в изменении активной мощности гидроагрегата в обратном желаемому направлении на первоначальном этапе регулирования и в знакопеременном изменении давления в проточном тракте, что приводит к повышенному износу сервоприводов рабочего колеса, направляющего аппарата и водовода гидроагрегата. То есть с точки зрения теории автоматического регулирования гидроагрегат является неминимально-фазовой системой, которые всегда

характеризуются большой сложностью настройки и синтеза алгоритмов систем управления.

Поэтому, существующие алгоритмы управления открытием направляющего аппарата и активной мощностью, используемые в микропроцессорных системах управления гидроагрегатами, не в полной мере учитывают эффект гидроудара и неминимально-фазовость, что не позволяет снизить вышеуказанные негативные воздействия.

В наибольшей степени повышенному износу сервоприводов подвержены гидроагрегаты, выполняющие часто изменяющиеся задания по активной мощности от групповых регуляторов, подключенных к централизованной системе автоматического регулирования частоты и активной мощности. Повышенный износ элементов гидроагрегатов, в свою очередь, вынуждает генерирующие компании осуществлять капитальный ремонт таких гидроагрегатов раньше нормативного срока, что приводит к дополнительным издержкам.

Также при распределении активной и реактивной мощности в системах группового регулирования не в полной мере учтены некоторые критерии и ограничения, в частности: минимизации потерь активной мощности, состояние сородерживающих решеток, условие обеспечения статической устойчивости гидрогенераторов в режиме недовозбуждения.

Стоит отметить, что с растущим уровнем цифровизации энергетики и, как следствие, переходом на микропроцессорные системы управления появилась возможность учесть вышеперечисленные особенности работы гидроагрегатов, а также снизить их негативное влияние, тем самым повысив качество регулирования.

Вышесказанное подчеркивает актуальность данного исследования, направленного на совершенствование методов моделирования гидроагрегатов, алгоритмов и методов настройки групповых регуляторов активной и реактивной мощности и регуляторов скорости вращения.

Степень разработанности темы. Вопросам моделирования гидравлических процессов и машин посвящены работы следующих учёных: И.Н. Аршеневский, В.В. Берлин, Ю.С. Васильев, Н.Е. Жуковский, Н.А. Картвелишвили, Г.И. Кривченко, М.А. Мостков, О.А. Муравьев, L. Alievi, P. Suter, V. Striter.

В России и за рубежом значительный вклад в развитие методов и подходов к оптимизации режимов работы ГЭС и созданию систем регулирования гидроагрегатов внесли: Д.З. Альтерман, О.И. Башнин, В.А. Веников, В.М. Горнштейн, В.Г. Журавлев, Г.С. Киселева, Ю. А Секретарев, Т.А. Филиппова, Р.М. Эпштейн, D.J. Garcia, Q. Goor, G.L. Kusic, B.A. Liu, S.L. Liu, J. Nanda, M.R. Piekutowski, L. Wozniak, и другие.

В работе приведен обзор международных стандартов и нормативных документов, регламентирующих основные технические требования к системам регулирования гидроэлектростанций и их участие в регулировании частоты и активной мощности.

Объект исследования – микропроцессорная система регулирования

активной и реактивной мощности гидроэлектростанции.

Предмет исследования – принципы, методы и алгоритмы группового и индивидуального управления активной и реактивной мощностью гидроагрегатов, а также вопросы моделирования процессов управления гидроагрегатами.

Методы исследования – при выполнении данного диссертационного исследования применялись как теоретические, так и экспериментальные методы. Теоретические методы включают в себя: численные методы решения нелинейных уравнений, эволюционные методы поиска и методы теории автоматического регулирования. К числу экспериментальных относятся полунатурное моделирование и проведение натурных испытаний на гидроэлектростанциях.

Цель работы – исследование и разработка новых алгоритмов группового и индивидуального управления активной и реактивной мощностью гидроагрегатов с использованием неучтенных ранее дополнительных критериев, ограничений и современных подходов теории автоматического регулирования и оптимизации.

Разработанные в рамках диссертационного исследования алгоритмы позволят повысить качество регулирования активной и реактивной мощности гидроагрегатами, снизить потери активной мощности в обмотках трансформатора и статора генератора, суммарный расход воды, а также негативное воздействие явления гидроудара.

Для достижения поставленной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

1) анализ существующих подходов к моделированию гидравлических машин, разработка и верификация полной нелинейной динамической модели гидроагрегата как объекта управления;

2) исследование группового и индивидуального управления активной мощностью на гидроэлектростанциях и разработка соответствующих алгоритмов, учитывающих нелинейные динамические характеристики гидроагрегатов, повышающих качество регулирования и снижающих воздействие эффекта гидроудара, а также оптимизирующих суммарный расход воды гидроэлектростанцией;

3) исследование группового управления реактивной мощностью на гидроэлектростанциях и разработка алгоритма распределения суммарного задания реактивной мощности, минимизирующего потери активной мощности и учитывающего индивидуальные ограничения по статической устойчивости;

4) реализация на языке программирования C++ разработанных алгоритмов в виде программных модулей и их внедрение в микропроцессорные системы группового регулирования активной и реактивной мощности гидроэлектростанций.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1) разработана полная нелинейная динамическая модель гидроагрегата (в том числе двойного регулирования). Модель учитывает динамические

характеристики сервоприводов гидроагрегата, комбинатора, регуляторов скорости вращения и вращающихся частей гидроагрегата;

2) впервые получен экспоненциальный закон управления открытием направляющего аппарата гидроагрегата, учитывающий ограничения по скорости движения сервоприводов и минимизирующий воздействие гидроудара на его элементы и выдаваемую в сеть активную мощность;

3) получен алгоритм равномерного распределения суммарного задания по реактивной мощности гидроэлектростанции, повышающий эффективность минимизации активных потерь в обмотках блочного трансформатора и статора генератора, а также учитывающий ограничения минимальной реактивной мощности гидрогенератора по условию обеспечения статической устойчивости для заданного коэффициента запаса, текущих измеряемых активной мощности и напряжения;

4) разработан алгоритм оптимального распределения суммарной активной мощности гидроэлектростанции с учётом потерь напора в проточных трактах гидроагрегатов и различий в расходных характеристиках.

Практическая ценность диссертационной работы заключается в следующем:

1. Разработана полная нелинейная динамическая модель гидроагрегата, которая позволяет рассчитывать его основные выходные величины (выдаваемую активную мощность, скорость вращения, и т.д.) в различных режимах работы, и оценивать работу алгоритмов и настроек систем автоматики.

2. Получен алгоритм экспоненциального закона управления открытием направляющего аппарата с учётом ограничения по скорости, который позволяет минимизировать воздействие гидроудара, и в том числе может применяться в регуляторах скорости турбин и групповых регуляторах.

3. Разработан алгоритм оптимального распределения суммарного задания по активной мощности гидроэлектростанции с учётом потерь напора в проточных трактах гидроагрегатов и различий в расходных характеристиках. Алгоритм позволяет снизить расход воды гидроэлектростанцией, учитывает потерю напора в проточном тракте (в том числе на сороудерживающих решетках) каждого гидроагрегата, индивидуальные ограничения диапазонов регулирования, и обладает требуемым для внедрения в микропроцессорные системы группового регулирования быстродействием.

4. Получен алгоритм равномерного распределения суммарного задания гидроэлектростанции по реактивной мощности, учитывающий ограничения по полной мощности, току ротора, условие обеспечения требуемого запаса статической устойчивости и критерий минимизации потерь активной мощности. Полученное автором и используемое в алгоритме распределения аналитическое выражение ограничения минимальной реактивной мощности явнополюсного генератора по условию обеспечения статической устойчивости, помимо внедрения в системы группового регулирования, может применяться проектными и исследовательскими организациями для задания ограничений режима работы гидрогенераторов в программных комплексах расчёта режимов работы электроэнергетических систем.

Положения, выносимые на защиту:

1. Полная нелинейная динамическая модель гидроагрегата как объекта управления, позволяющая производить расчёты его основных выходных величин в различных нестационарных режимах, оценивать работу алгоритмов и качество настроек систем регулирования гидроагрегатов.

2. Алгоритм оптимального экспоненциального закона управления открытием направляющего аппарата гидроагрегата, минимизирующий эффект гидроудара.

3. Алгоритм распределения активной мощности, позволяющий повысить эффективность оптимизации суммарного расхода воды гидроэлектростанцией за счёт учёта потерь напора в проточных трактах гидроагрегатов и различий в расходных характеристиках.

4. Алгоритм равномерного распределения реактивной мощности, позволяющий повысить эффективность оптимизации потерь активной мощности с учётом ограничений по статической устойчивости и полной мощности.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы:

- п. 2 «Разработка методов анализа режимных параметров основного оборудования электростанций»;
- п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- п. 9. «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике».

Обоснованность и достоверность. Результаты диссертационной работы получены при корректном использовании математического аппарата, с соответствием результатов моделирования экспериментальным данным, полученным при натурных испытаниях. Применяемые в расчетах методы численного решения нелинейных уравнений, теории автоматического регулирования, а также оптимизационные алгоритмы хорошо изучены и неоднократно доказали правомерность своего использования. Основные результаты и положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на различных всероссийских и международных конференциях с привлечением, в том числе, сотрудников службы эксплуатации действующих гидроэлектростанций, исполнительных аппаратов крупных отечественных компаний энергетической отрасли: ПАО «РусГидро» и ЦДУ АО «СО ЕЭС».

Апробация работы. Положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: XII Всероссийском студенческом научно-техническом семинаре «Энергетика: экология, надёжность, безопасность» (г. Томск, 2010); V Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2011); научной конференции молодых учёных «Дни науки НГТУ» (г. Новосибирск, 2011); VII

Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2013); Первой международной научной конференции молодых учёных «Электротехника. Энергетика. Машиностроение (ЭЭМ–2014)» (г. Новосибирск, 2014); XI Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST-2016 (г. Новосибирск, 2016); Международной научно-технической конференции и выставке «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (г. Санкт-Петербург, 2017); XIII Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST-2018 (г. Харбин, 2018); Уральской конференции «Умные энергосистемы» USE-2020 (г. Екатеринбург, 2020), и научных семинарах кафедры Электрических станций НГТУ (г. Новосибирск, 2021).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 14 статей, в том числе: 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендуемых ВАК РФ; 8 статей в сборниках международных и всероссийских конференций; 2 в изданиях, индексируемых в наукометрических базах Scopus и Web of Science. В совместных публикациях доля автора составляет не менее 70%. Также по теме диссертационного исследования получено 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа включает в себя введение, четыре главы, заключение, список сокращений и условных обозначений, список используемой литературы, состоящий из 172 библиографических ссылок и шесть приложений. Общий объем работы составляет 198 страниц, в том числе 12 таблиц, 82 рисунка.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы и дана ее общая характеристика. Сформулированы цели работы.

Первая глава посвящена детальному описанию задач и обзору литературы по основным тематикам диссертационного исследования.

Первой рассматриваемой задачей является исследование вопросов моделирования процессов управления гидроагрегатами с учётом динамических характеристик первичного двигателя, сервоприводов направляющего аппарата, рабочего колеса и систем регулирования. Обзор литературы по первой задаче выявил неудовлетворительное качество широко используемых математических моделей поворотно-лопастных турбин с точки зрения моделирования динамических характеристик гидроагрегата для настройки систем регулирования и дал возможность поставить задачу разработки универсальной модели.

Второй задачей, поставленной в главе, является анализ применяемых в системах регулирования подходов к управлению гидроагрегатами и процессу оптимизации режимов работы ГЭС, включающему: выбор оптимального числа и состава агрегатов, определение их загрузки.

Проведенный в главе анализ работ по системам рационального управления составом гидроагрегатов, группового регулирования активной и реактивной мощности выявил ряд недостатков в используемых методах и

алгоритмах и как следствие, позволил поставить задачу их совершенствования.

Также приведен обзор международных стандартов и нормативных документов, регламентирующих основные технические требования к системам регулирования гидроэлектростанций и их участие в регулировании частоты и активной мощности.

Во второй главе представлено описание разработанной универсальной нелинейной модели гидроагрегата, которая может быть представлена в виде блок-схемы на Рисунке 1, содержащей следующие динамические элементы: водовод, турбина, ротор, электрическая нагрузка (электромагнитный момент), регулятор турбины (САУ ГА), АСУ ТП (МС ГРАРМ).

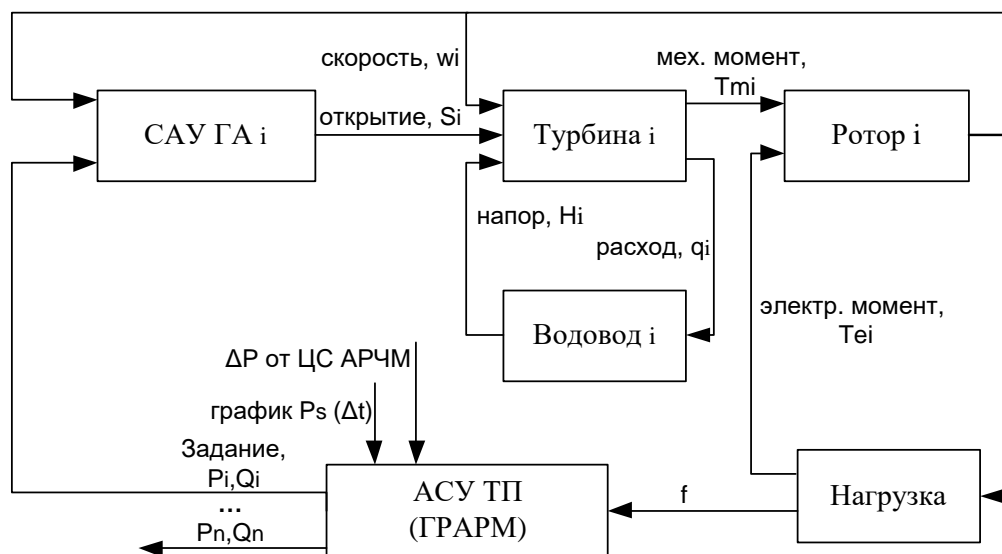


Рисунок 1 – Функциональная блок-схема гидроагрегата и связанных систем

Каждому динамическому элементу соответствует своя функция в численном или аналитическом виде или система уравнений.

Водовод и явление гидроудара

Основным физическим процессом, характеризующим динамическое звено водовода выступает так называемый гидравлический удар, показанный на Рисунке 2. При открытии направляющего аппарата с целью увеличения мощности турбины, происходит увеличение скорости движения воды, которое сопровождается снижением давления перед рабочим колесом и повышением давления после него. Поэтому некоторое время после начала изменения открытия агрегат выдает в сеть меньшую активную мощность, чем до начала переходного процесса. Помимо усложнения настройки систем регулирования гидротурбины данное явление характеризуется возникновением волн давления, вызывающих знакопеременные деформации стенок водовода и других элементов проточного тракта гидроагрегата. На Рисунке 2 показана реальная осциллограмма закрытия направляющего аппарата гидроагрегата Курейской ГЭС мощностью 120 МВт и вызванный явлением гидроудара заброс мощности амплитудой 9%.

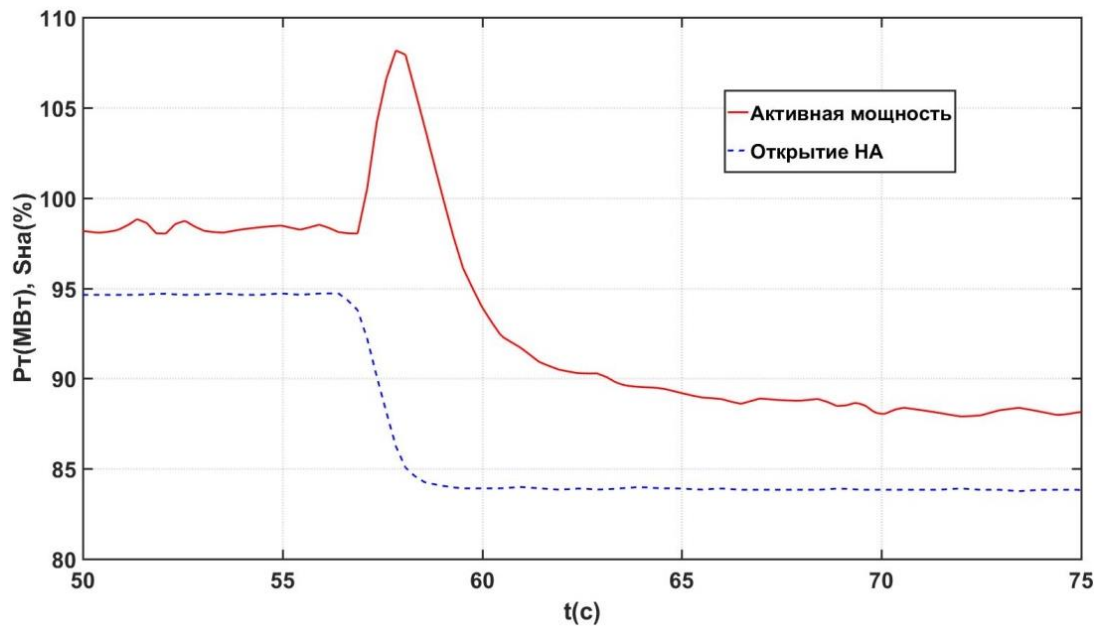


Рисунок 2 – Осциллограмма снижения мощности гидроагрегата Курейской ГЭС и явление гидроудара

В разработанной универсальной нелинейной модели гидроагрегата явление гидроудара описывается с использованием частного решения системы волновых дифференциальных уравнений водовода в виде:

$$\begin{cases} q_{in} = \frac{1}{T_w} \int_0^t (h_{in} - h_{out} - Rq_{in}^2) dt + q_{ini} \\ h_{out} = \frac{1}{T_l} \int_0^t (q_{in} - q_{out}) dt + h_{outi} \end{cases}, \quad (1)$$

где $T_w = \frac{LQ_n}{gFH_n}$ – постоянная инерции водовода; $T_l = \frac{gFLH_n}{c^2Q_n}$ – эквивалентная

постоянная времени водовода; $R = K_c \cdot Q_n^2 \cdot \frac{L}{H_n}$ – коэффициент

гидравлических потерь; q_{in} и h_{in} – расход и напор на входе водовода; q_{out} и h_{out} – расход и напор на выходе водовода; q_{ini} и h_{outi} – начальные значения расхода на входе и напора на выходе турбины, о. е.; K_c – коэффициент потерь на трение о стенки; c – скорость упругой волны; F , L – площадь сечения и длина водовода; H_n , Q_n – номинальные напор и расход соответственно.

Система (1) подходит для численного моделирования, так как не содержит алгебраических петель и дифференциальных уравнений, а также учитывает упругость и гидравлические потери.

Гидравлическая турбина

Другим, сложным с точки зрения моделирования, динамическим элементом модели гидроагрегата является гидравлическая турбина. В общем виде активная мощность гидравлической турбины вычисляется по следующей общеизвестной формуле:

$$P_t = 9.81 Q_t H_t \eta_t, \quad (2)$$

где Q_t – расход, η_t – КПД, H_t – напор нетто турбины.

В случае поворотных лопастных турбин Q_t и η_t являются нелинейными функциями трёх переменных, называемыми пропеллерными характеристиками:

$$Q_t' = f_1(n_t', a_0, \varphi_i), \quad \eta_t = f_2(n_t', a_0, \varphi_i), \quad M_t' = f_3(n_t', a_0, \varphi_i) \quad (3)$$

где n_t' – приведенная скорость вращения турбины, a_0 – модельное открытие направляющего аппарата, φ_i – угол поворота лопастей рабочего колеса. При каждом угле поворота рабочего колеса турбина имеет уникальную пропеллерную характеристику (по сути, являясь самостоятельным типом турбины), что связано с сильным влиянием положения лопастей РК на геометрию и, как следствие, гидравлические параметры проточного тракта.

Для получения приведенных характеристик используются следующие выражения:

$$\left\{ \begin{array}{l} n_t' = \frac{n D_1}{\sqrt{H}} \\ Q_t' = \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}}, \\ M_t' = \frac{M}{D_1^3 H} \end{array} \right. \quad (4)$$

где D_1 – наружный диаметр рабочего колеса турбины, n – скорость вращения турбины. Пропеллерные характеристики записываются в ходе натурных испытаний прототипа модельной гидротурбины в широком диапазоне режимов работы, в том числе запрещённых для реальной, а значит, они содержат полную информацию о динамических и статических свойствах объекта управления. Однако при всей своей полноте пропеллерные характеристики являются многозначными нелинейными функциями с неоднообразными диапазонами аргументов (a_0).

По вышеперечисленным причинам невозможно использование встроенных в программные комплексы численного моделирования интерполяционных функций. Поэтому автором диссертационного исследования была разработана программа в пакете MATLAB, позволяющая оцифровывать заданные графически пропеллерные характеристики с помощью интерполяции дугами и гладкими плоскостями и автоматически рассчитывать величины (3) для различных углов φ_i .

САУ гидроагрегата

Наряду со значением статического напора величина гидроудара также определяется и скоростью изменения расхода, напрямую связанной со скоростью открытия направляющего аппарата. Во многих применяемых ранее методиках расчёта переходных процессов изменение открытия

направляющего аппарата представлялась линейной функцией времени, тогда как на практике его график гораздо более сложен и определяется характеристиками и структурой системы автоматического управления турбины, величиной действующего напора. Поэтому, для точного расчёта переходного процесса гидроагрегата в разработанной автором нелинейной модели гидроагрегата учитываются динамические характеристики системы автоматического управления (САУ), включающей в себя регулятор турбины (РТ) и сервомоторы НА, а в случае ПЛ-турбин – комбинатор и сервомоторы рабочего колеса. На Рисунке 3 представлена блок- схема колонки регулятора ЭГР-2И с отдельным кулачковым механизмом комбинатора рабочего колеса.

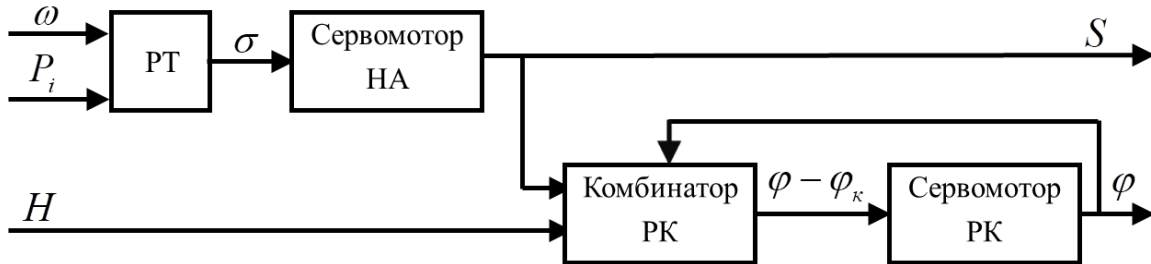


Рисунок 3 – Блок-схема САУ гидроагрегата с ПЛ-гидротурбиной
Каждый элемент Рисунка 3 представляет собой соответствующие нелинейные функции в численном виде и аналитические уравнения.

Верификация моделей гидроагрегатов

Верификация нелинейной модели гидроагрегата проводилась на реальных опытных данных с гидроагрегатов РО 75/728б-510 Курейской ГЭС и ПЛ-661 Новосибирской ГЭС, сигналы открытия и угла поворота РК которых подавались на соответствующие входы моделей.

Сравнение предлагаемой нелинейной модели с линейной (5) по разнице минимальных значений соответствующих величин d_{min} (%), максимальных d_{max} (%), нормированным среднеквадратичным ошибкам NRMSE и нормированными среднеквадратичными соответствиями FIT(%) с опытными данными реальных турбин приведено в Таблице 1.

Таблица 1 – Верификация и сравнение моделей

	Опыт	Рис.	Параметр	Модель	d_{max} , %	d_{min} , %	NRMSE, %	FIT, %
1	ПЛ, НГЭС, +ступень	-	P_t	Лин.	-2.1	-1.5	27.4	72.6
				Нелин.	0.3	-1.1	5.6	94.4
2	ПЛ, НГЭС, -ступень	-	P_t	Лин.	5.4	4.9	32.2	67.8
				Нелин.	1.6	-0.4	5.4	94.6
3	РО, КГЭС, останов	5	P_t	Лин.	2.7	28	20.9	79.1
				Нелин.	4.6	-3.7	3.6	96.4
4	РО, КГЭС, + ступень	-	P_t	Лин.	2.9	4.3	16.6	83.4
				Нелин.	-0.8	3.3	5.4	94.6
5	РО, КГЭС, сброс	-	n	Лин.	3.7	-3.6	19.3	80.7
				Нелин.	-1.1	-0.2	2.7	97.3

Сравнение нелинейной модели производилось с использованием линейной модели рабочей группы IEEE по первичным движителям:

$$\frac{\Delta \bar{P}_m}{\Delta \bar{S}} = A_t \frac{1 - T_w s}{1 + 0.5 T_w s}, \quad (5)$$

где $\Delta \bar{P}_m$ - относительное изменение активной мощности гидротурбины, $\Delta \bar{S}$ - относительное изменение открытия НА, A_t - коэффициент пропорциональности. В Таблице 1 приняты следующие обозначения: «+ступень» - эксперимент с положительным изменением задания по активной мощности, «-ступень» - с отрицательным изменением задания, НГЭС – Новосибирская ГЭС, КГЭС – Курейская ГЭС. На Рисунке 4 представлено изменение задания мощности ПЛ-661 Новосибирской ГЭС в сторону уменьшения, при котором открытие и угол меняется в сторону закрытия.

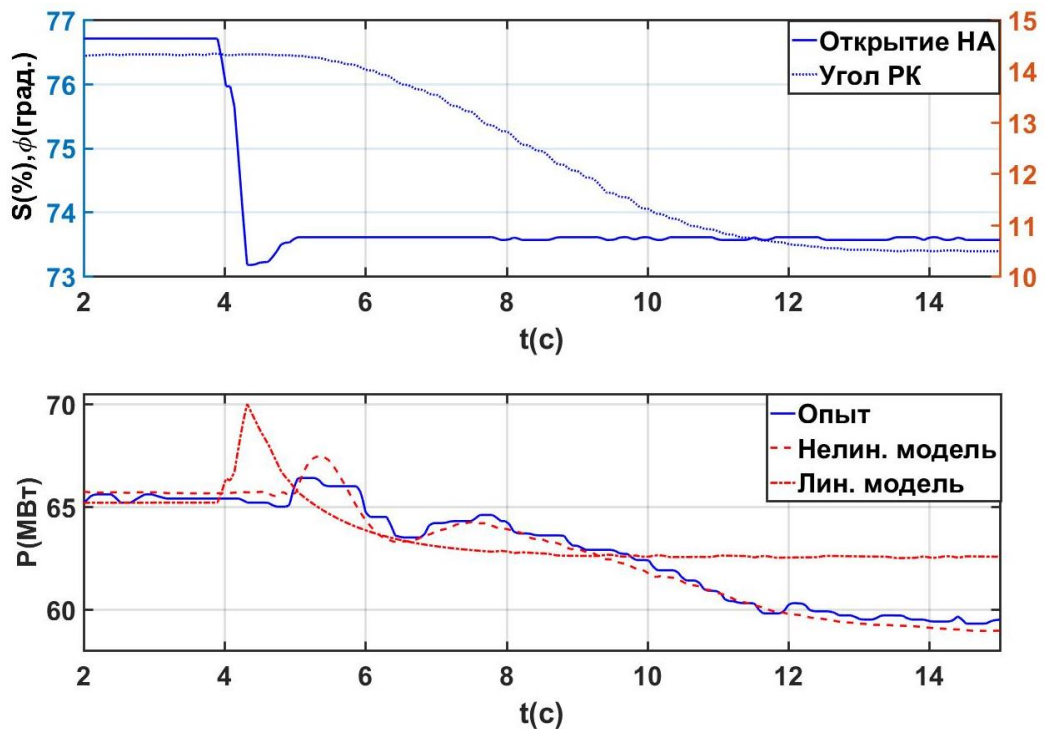


Рисунок 4 – Верификация модели гидроагрегата Новосибирской ГЭС

Переходной процесс изменения мощности определяется описанным ранее явлением гидроудара с двумя ярко выраженными знакопеременными колебаниями мощности, которые с достаточной точностью передаются предлагаемой нелинейной моделью, тогда как линейная (5) характеризуется значительной NRMSE и малым нормированным среднеквадратичным соответствием, численные значения которых представлены в Таблице 1. Кроме того, широко используемая линейная модель (5) не учитывает двойное регулирование поворотных лопастных турбин, а значит не в полной мере отражает их динамические характеристики.

Третья глава посвящена разработке алгоритмов группового и индивидуального регулирования активной мощности гидроагрегатов. В рамках главы рассмотрены следующие задачи:

1. Синтеза оптимального закона управления открытием гидроагрегата;

2. Совершенствование алгоритмов распределения активной мощности между гидроагрегатами;

Задача поиска оптимального закона изменения открытия направляющего аппарата

Передаточная функция линейной модели гидроагрегата (5) может быть представлена в виде:

$$W_T(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{1 - u_0 T_w s}{1 + 0.5 u_0 T_w s}, \quad (6)$$

где $Y(s)$ - изменение активной мощности турбины (выход системы в операторном виде); $U(s)$ - изменение открытия НА (вход); u_0 - начальное открытие НА в о.е., T_w - постоянная времени водовода в секундах.

Допустим, что открытие НА – есть некоторая функция времени $u_s(t)$, такая что:

$$\begin{cases} u_s(t) = u_{s0}, & \text{если } t < 0, \\ u_{s0} \leq u_s(t) \leq u_{s1}, & \text{если } 0 \leq t \leq t_{\text{con}}, \\ u_s(t) = u_{s1}, & \text{если } t > t_{\text{con}}. \end{cases} \quad (7)$$

где u_{s1} – конечное значение открытия, t_{con} – время процесса регулирования.

Каждой функции $u_s(t)$ соответствует некоторая выходная функция активной мощности $y_p(t)$. Амплитуда инверсного изменения мощности (Рисунок 2), вызванного явлением гидроудара, может быть записана в виде:

$$\alpha_H = \begin{cases} u_{s0} - \min y_p(t), & \text{если } u_{s0} < u_{s1}, \\ \max y_p(t) - u_{s0}, & \text{если } u_{s0} > u_{s1}. \end{cases} \quad (8)$$

Нужно определить некоторую функцию $u_s(t)$, для которой значение α_H минимально. Автором диссертационного исследования было определено, что для обеспечения минимальной амплитуды заброса активной мощности начало изменения управляющего воздействия должно изменяться согласно:

$$S(t) = S_0 + k_u \cdot (e^{t/T_u} - 1), \quad (9)$$

где k_u - коэффициент; S_0 - начальное открытие направляющего аппарата; T_u - постоянная времени.

В определенный момент времени $t_{\text{нач}}$ производная $\dot{S}(t)$ достигнет значения максимально допустимой скорости \dot{S}_{max} , после чего изменение $S(t)$ должно происходить по линейному закону со скоростью \dot{S}_{max} . Отсюда, при учете ограничения по скорости движения направляющего аппарата, функция $S(t)$ представляется в следующем виде:

$$S(t) = \begin{cases} S_1(t) = S_0 + k_u \cdot [\exp(t/T_u) - 1] & \text{если } t < t_{\text{нач}}, \\ S_2(t) = S_{\text{нач}} + \dot{S}_{\text{max}} \cdot (t - t_{\text{нач}}) & \text{если } t \geq t_{\text{нач}}; \end{cases} \quad (10)$$

где $S_{\text{нач}} = S_0 + k_u \cdot [\exp(t_{\text{нач}}/T_u) - 1]$ – значение управляющего воздействия в момент времени $t_{\text{нач}}$. В качестве настроек регулятора вполне обоснованно использовать параметры \dot{S}_{max} и $t_{\text{нач}}$, физический смысл которых очевиден. При этом уставку k_u , входящую в выражение (10), можно определить из условия $\dot{S}_1(t_{\text{нач}}) = \dot{S}_{\text{max}}$:

$$k_u = \dot{S}_{\text{max}} \cdot T_u \cdot e^{-t_{\text{нач}}/T_u} \quad (11)$$

Результаты сведены в Таблицу 2, а также показаны на Рисунке 5 и Рисунке 6.

При наборе настроек 1 и изменении открытия НА с 80% до 40% из Рисунка 5 видно, что наблюдается меньший по амплитуде заброс мощности по сравнению с линейным законом с разницей $dP_{\text{max}} = 3.8\%$. Данный набор настроек позволяет в большей степени снизить воздействие явления гидроудара (Рисунок 6) по сравнению с набором настроек 2, при незначительном увеличении суммарного времени регулирования.

Таблица 2 – Результаты проверки настроек алгоритма

Номер настр.	Объект проверки	T_u , с	$t_{\text{нач}}$, с	T_{u1} , с	$T_{u1\text{лин}}$, с	$x'_{1\text{max}}$, %/с	Рис.	dP_{max} , %	dH_{max} , %
1	РО-75 Нелин. модель	5	5	3	3	9.1	5-6	3.8 4	3.3
2	РО-75 Нелин. модель	2.5	2.8	3	3	9.1	-	3.5	1.8
3	РО-75 КГЭС, ГА2 Натурные	2.5	2.8	5	5	4.5	-	2.8	-

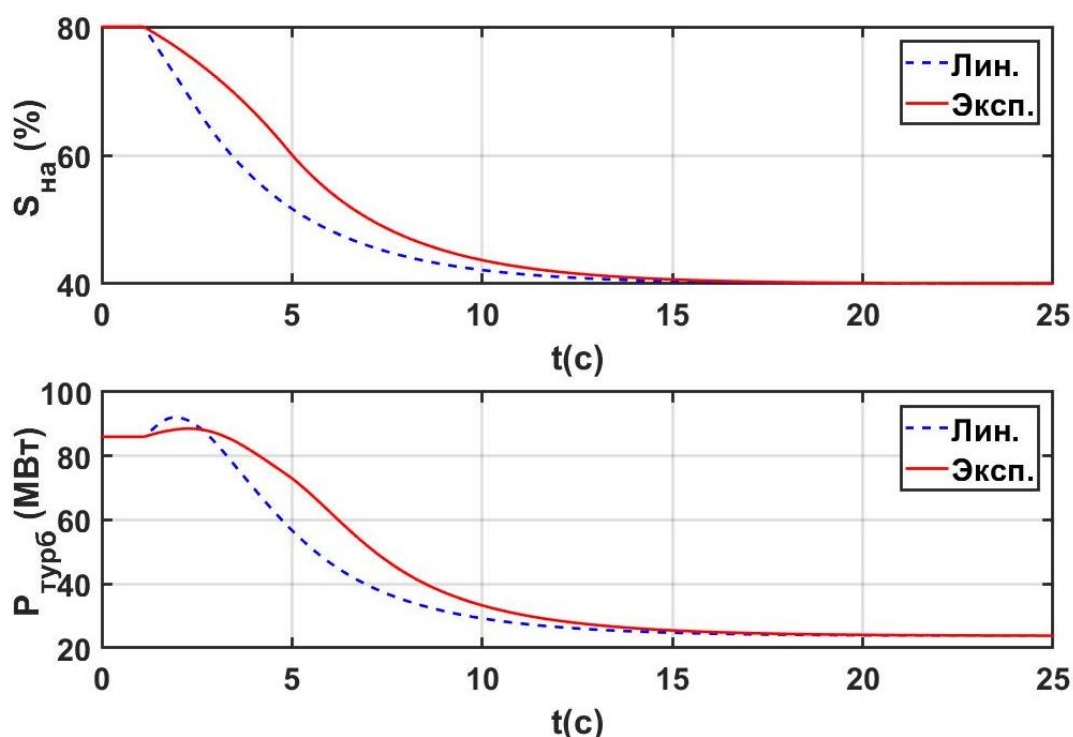


Рисунок 5 – Переходной процесс активной мощности при настройках 1

Поэтому использование набора 1 оптимально для режима регулирования по мощности, тогда как набора настроек 2 (Таблица 2) - для регулирования частоты при сопоставимом dP_{\max} , но меньшим dN_{\max} .

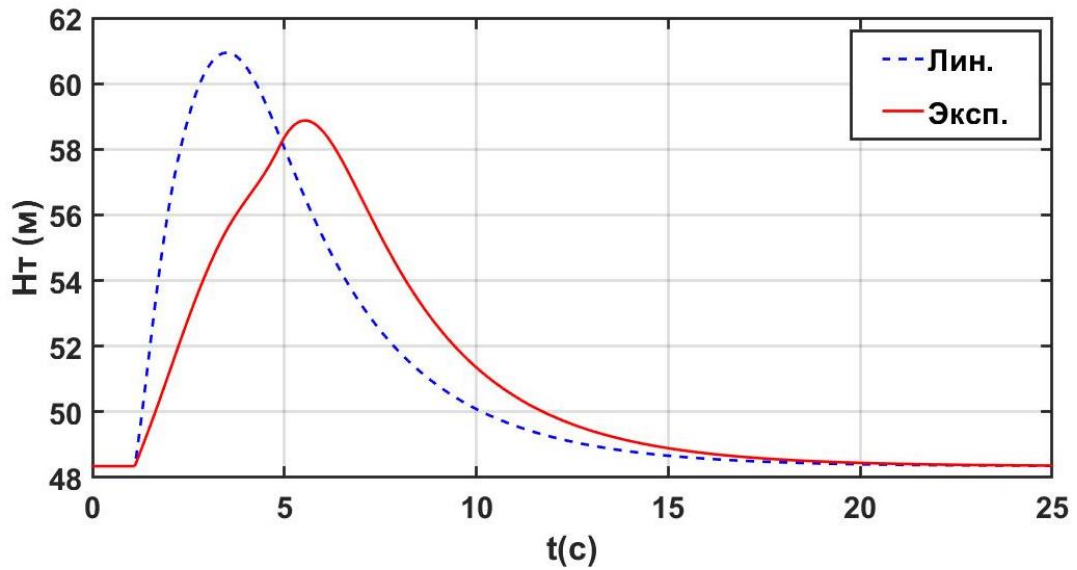


Рисунок 6 – Переходной процесс напора на входе в турбину при настройках 1

Задача совершенствования алгоритмов распределения активной мощности между гидроагрегатами

На электростанциях с однотипным оборудованием допускается считать, что энергетические характеристики гидроагрегатов одинаковы, а это значит, что при распределении нагрузки между генераторами в равных долях от задания, выполняется условие равенства КПД. На самом деле энергетические характеристики даже одинаковых агрегатов имеют различия, вследствие как перманентных несоответствий (например, конструктивных особенностей) так и причин, связанных с эксплуатацией оборудования и изменяющихся со временем (например, напор нетто агрегата, учитывающий состояние сороудерживающих решеток (СУР), кавитационный износ проточной части турбины). Равномерное распределение нагрузки между агрегатами при таких условиях ведет к перерасходу воды, а это значит, что существует возможность оптимизировать режим работы электростанции, определив такие задания мощности агрегатам, при которых суммарный расход воды будет минимальным.

Целью оптимизации распределения активной мощности между гидроагрегатами является определение минимально возможного расхода воды станцией (при заданной нагрузке). Таким образом целевая функция может быть записана следующим выражением:

$$Q_{HPP}(P_{U1}, P_{U2}, \dots, P_{Un}) = \sum_{i=1}^n Q_{Ui}(P_{Ui}) \Rightarrow \min; \quad (12)$$

где n – количество агрегатов; Q_{HPP} – суммарный расход воды на ГЭС; P_{Ui} – активная мощность i -го агрегата; Q_{Ui} – расход воды i -го агрегата.

$$Q_{Ui} = \frac{P_{Ui}}{9.81 \cdot \eta_{Ui} \cdot H_{net.i}}, \quad (13)$$

где η_{Ui} – КПД агрегата; $H_{net.i}$ – напор нетто (напор брутто за вычетом потерь напора) i -го агрегата.

Как видно из (13), расход воды зависит от активной мощности, вырабатываемой агрегатом, КПД в данном режиме и напора нетто. В свою очередь, напор нетто определяется расходом воды (14), а КПД зависит от мощности и напора (15).

$$H_{net.i} = H_{gr} - k_{\Delta Hi} \cdot Q_{Ui}^2; \quad (14)$$

$$\eta_{Ui} = f_{\eta i}(H_{net.i}, P_{Ui}), \quad (15)$$

где H_{gr} – напор брутто; $k_{\Delta Hi}$ – постоянный коэффициент потерь давления (в действительности, коэффициент может рассматриваться постоянным в течение времени пока состояние СУР не изменилось). В итоге, расход воды через турбину может быть определен решением системы нелинейных уравнений (12)-(15).

При этом следует ввести следующие ограничения:

- суммарная активная мощность всех агрегатов должна равняться заданию мощности на станцию (P_s):

$$P_s = \sum_{i=1}^n P_{Ui}; \quad (16)$$

- активная мощность каждого агрегата должна находиться в пределах индивидуальных ограничений (вводятся уставками в соответствии с ЗНР и т.п.):

$$P_{Ui}^{\min} \leq P_{Ui} \leq P_{Ui}^{\max} \quad (17)$$

Автором диссертационного исследования разработан алгоритм оптимального распределения активной мощности с учётом (12)-(17) а также условия равенства относительных приростов расхода воды $b_1 = b_2 = \dots = b_n$, записанного в обратной форме:

$$\sum_{i=1}^n P_i(b) = P_s \quad (18)$$

Очевидно, что активные мощности агрегатов в оптимальном режиме будут равны $P_{oi} = P_i(b_o)$, где b_o – корень уравнения (18).

Целевая функция (12) многоэкстремальна, следовательно, для ее решения следует использовать глобальный метод поиска. Также, натурные характеристики гидротурбин ввиду низкого качества испытаний не всегда являются гладкими функциями. Стоит учесть, что ввиду невозможности аналитической записи зависимостей $\eta_{Ui} = f_{\eta i}(H_{net.i}, P_{Ui})$, требуется, чтобы метод являлся применимым для нелинейного программирования, численным, а также подходил для поиска глобального минимума функции с учётом ограничений в форме неравенства (16) и равенства (17). Поэтому, для

сравнения разработанного алгоритма поиска оптимального распределения с учётом потерь напора в проточной части и различий в расходных характеристиках были выбраны генетический алгоритм а также алгоритм метода внутренней точки. Пример сравнения алгоритмов распределения 162 МВт активной мощности между тремя разнотипными поворотно-лопастными турбинами (2 ПЛ-661-ВБ-800, 1 ПЛ30/3295-В-800) Новосибирской ГЭС при напоре 16 метров сведены в Таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты сравнения алгоритмов распределения

№	Алгоритм	P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_3 , МВт	$t_{алг}$, с	Q_{HPP} , м ³ /с	dQ_{HPP} , %
1	Равномерный	54	54	54	0	1434.7	0
2	По равенству отн. приростов (без учета потерь напора)	45.5	45.5	71	0.07	1400	-2.42
3	Генетический	44.22	42.78	75	2.218	1380.81	-3.74
4	Метод внутренней точки	43.5	43.5	75	0.711	1380.54	-3.77
5	Предлагаемый (с учетом потерь напора)	45.21	45.21	71.58	0.078	1385.20	-3.47

Из Таблицы 3 видно, что равномерное распределение не учитывает индивидуальные расходные характеристики и характеризуется более чем на 3% большим суммарным расходом dQ_{HPP} , однако не требует сложных вычислений, (времени расчета $t_{алг} \approx 0$). Наихудший результат с точки зрения времени расчета ($t_{алг} = 2.218$ с) показал генетический алгоритм, что недопустимо для использования в МС ГРАРМ, т.к. цикл регулирования составляет 500 мс. Стоит отметить, что при распределении нагрузки между агрегатами общим количеством больше трех результат будет ещё хуже.

Минимальным суммарным расходом характеризуется метод внутренней точки. Однако, из Таблицы 3 видно, что один из агрегатов (ПЛ30/3295-В-800), так же как и при генетическом алгоритме получил задание равное максимальному допустимому по (17), а расчет занял на порядок большее количество времени, по сравнению с предлагаемым алгоритмом, что недопустимо для обеспечения циклов регулирования (даже в случае трех гидроагрегатов). Поэтому, предлагаемый алгоритм распределения по равенству относительных приростов расхода с учётом потерь напора в проточных трактах характеризуется оптимальным быстродействием и минимальным суммарным расходом воды станцией при соблюдении всех требуемых ограничений (16), (17).

Четвертая глава посвящена вопросам совершенствования управления реактивной мощностью гидроагрегатов ГЭС в групповом регулировании.

Основным критерием распределения реактивной мощности между генераторами является минимизация ΔP_{Σ} - суммы n активных (джоулевых) потерь в обмотках статора i -го генератора и обмотках i -го блочного трансформатора:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2}{U^2} R_{\sigma i} + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2}{U^2} R_{\sigma i} \Rightarrow \min, \quad (19)$$

где U - напряжение на шинах высокого напряжения; $R_{\sigma i}$ - суммарное активное сопротивление i -го блока; P_i - активная мощность i -го генератора; Q_i - реактивная мощность i -го генератора станции.

Условием минимума суммы нескольких переменных величин является равенство их частных производных. С учётом того, что частные производные $\frac{\partial \Delta P_i}{\partial P_i} = 0$ (для первого слагаемого в (19)) при заданных активных мощностях

n блоков, критерий минимизации активных потерь от реактивной составляющей полного тока определится как:

$$Q_1 = Q_2 = \dots = Q_n, \quad (20)$$

где Q_1, Q_2, \dots, Q_n – соответствующие реактивные нагрузки генераторов.

Выражение (20) также является условием равномерного распределения реактивных нагрузок между группой генераторов. Стоит отметить, что наиболее широко применяемый метод распределения по равенству токов статоров по определению не соответствует критерию (20).

В ходе распределения также должны быть учтены индивидуальные ограничения гидрогенератора: по максимальному и минимальному току ротора, по току статора, по условию устойчивости параллельной работы и другие, на данный момент задаваемые только в виде диаграммы мощностей (P-Q). Основными недостатками P-Q диаграмм является ряд приближений: построение линий для одного набора параметров графическим способом, в частности линии условия параллельной работы (статической устойчивости) для определенного напряжения, а также запас на неточность задания параметров генератора. Поэтому, автором диссертационной работы впервые было получено аналитическое выражение для поиска ограничения минимальной реактивной мощности явнополюсного генератора по условию обеспечения статической устойчивости Q_{\min} для заданного коэффициента запаса статической устойчивости k_3 , текущих измеряемых активной мощности P_T и напряжения U на шинах высокого напряжения:

$$\begin{aligned} P_{m1} \cdot \sqrt{1 - \left[-\frac{P_{m1}}{8P_{m2}} + \sqrt{\left(\frac{P_{m1}}{8P_{m2}}\right)^2 + 0.5} \right]^2} - P_T(k_3 + 1) \\ + 2P_{m2} \cdot \sqrt{1 - \left[-\frac{P_{m1}}{8P_{m2}} + \sqrt{\left(\frac{P_{m1}}{8P_{m2}}\right)^2 + 0.5} \right]^2} \cdot \left[-\frac{P_{m1}}{8P_{m2}} + \sqrt{\left(\frac{P_{m1}}{8P_{m2}}\right)^2 + 0.5} \right] = 0, \end{aligned} \quad (21)$$

где $P_{m1} = \frac{E_{q\min} U}{x_{d\Sigma}}$; $P_{m2} = \left(\frac{1}{x_{q\Sigma}} - \frac{1}{x_{d\Sigma}}\right) \frac{U^2}{2}$; $x_{d\Sigma}$ и $x_{q\Sigma}$ – суммарные реактивные сопротивления по продольной и поперечной оси соответственно. Нулем

нелинейной функции (21) является значение синхронной ЭДС $E_{q\min}$, соответствующее заданному коэффициенту запаса статической устойчивости $k_3 = \frac{P_m - P_T}{P_T}$ и текущему значению активной мощности турбины P_T .

С использованием следующего выражения можно найти значение угла δ , соответствующее $E_{q\min}$ при текущей мощности:

$$P = P_{m1} \cdot \sin \delta + P_{m2} \cdot \sin 2\delta \quad (22)$$

Подставив найденные значения $E_{q\min}$ и δ в следующее выражение, можно получить искомую величину минимальной реактивной нагрузки по условию статической устойчивости Q_{\min} :

$$Q_{\min} = \frac{E_{q\min} U}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos \delta + \left(\frac{1}{x_{q\Sigma}} - \frac{1}{x_{d\Sigma}} \right) \frac{U^2}{2} \cdot \cos 2\delta - \left(\frac{1}{x_{q\Sigma}} + \frac{1}{x_{d\Sigma}} \right) \frac{U^2}{2} \quad (23)$$

Из Таблицы 4 видно, что проблема распределения реактивной мощности агрегатов гидроэлектростанции при групповом регулировании является крайне актуальной, так как каждый из существующих методов распределения реактивной мощности не в полной мере отвечает предъявляемым к нему требованиям.

Таблица 4 – Существующие методы распределения реактивной мощности

№	Метод	По равенству токов статоров	Равномерный	Пропорциональный
1	Условие	$I_1 = I_2 = \dots = I_n$ где $I_1, I_2 \dots I_n$ - соответствующее токи статора генераторов.	$Q_1 = Q_2 = \dots = Q_n$ где $Q_1, Q_2 \dots Q_i$ - соответствующее реактивные нагрузки генераторов	$Q_i = k \cdot P_{Ti}$, где P_{Ti} - активная мощность i -й гидротурбины, k коэффициент распределения.
2	Распространенность	Очень высокая	Низкая	Низкая
3	Учет критерия минимизации активных потерь (20)	Средний	Максимальный	Низкий
4	Ограничение по статической устойчивости	Нет	Нет	Нет
5	Сложность расчёта распределения	Высокая	Низкая	Низкая

Поэтому, автором диссертационной работы было показано, что метод равномерного распределения реактивной мощности является наиболее оптимальным, а также на основе него создан алгоритм равномерного

распределения, учитывающий все требуемые ограничения, а также полученное выражения для поиска минимальной реактивной мощности по условию статической устойчивости (21)-(23).

Результаты сравнения алгоритмов распределения суммарного задания реактивной мощности гидроэлектростанции по критерию минимизации активных потерь dP_{sum} для двух распределений сведены в Таблицу 5.

Таблица 5 - Суммарные активные потери при $Q_{sum}=200$ МВар (dP_{sum1}), а также $Q_{sum}=-300$ МВар (dP_{sum2}).

	Пропорциональное	По равенству токов статоров	Равномерное
dP_{sum1} , кВт	2255.3	2255.6	2199.9
dP_{sum2} , кВт	3596.2	3511.4	3511.4

При распределении суммарной реактивной мощности $Q_{sum}=200$ МВар наименьшими активными потерями (dP_{sum1}) характеризуется равномерное распределение, т.к. оно учитывает критерий минимизации активных потерь.

Разница в потерях активной мощности для 5 однотипных гидроагрегатов НГЭС между предложенными вариантами в этом режиме составляет порядка 2.5%. В случае задания суммарной реактивной мощности $Q_{sum}=-300$ МВар обоим предложенным алгоритмам распределения соответствуют одинаковые суммарные активные потери энергии, т.к. все блоки работают с ограничениями по статической устойчивости, а значит, реактивная мощность распределяется неравномерно.

Прикладной задачей главы являлась реализация алгоритма на языке программирования C++ и внедрение в существующую МС ГРАРМ, что показано на Рисунке 7.

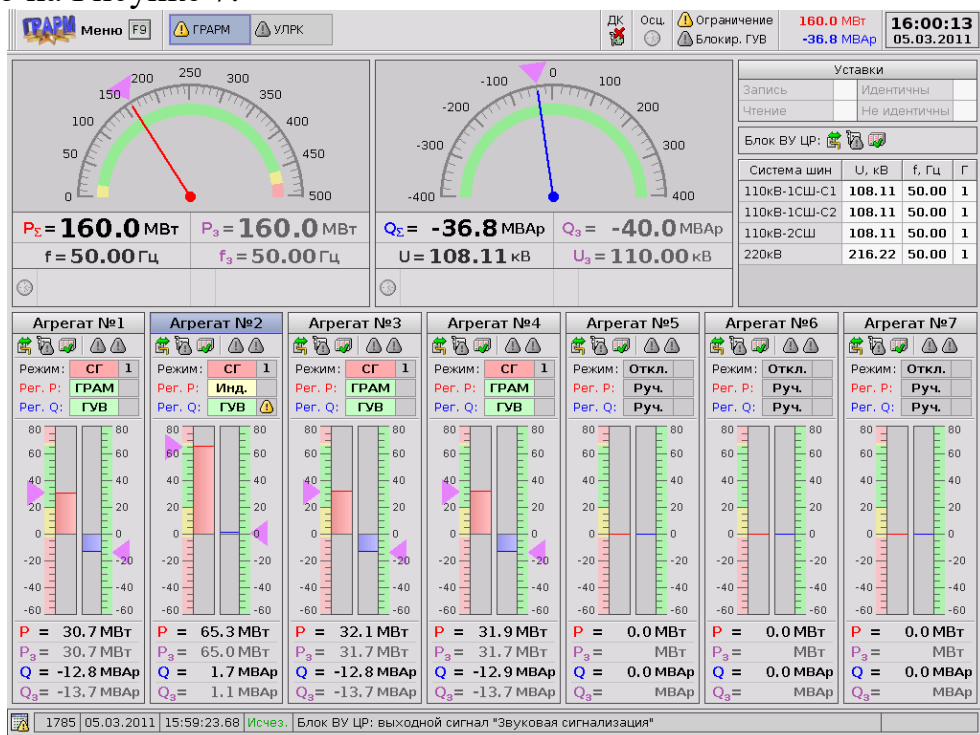


Рисунок 7 – Основное окно графического интерфейса МС ГРАРМ при ограничении агрегата №2 по условию статической устойчивости

В режиме потребления реактивной мощности (Рисунок 7) агрегат 2 работает с ограничением по статической устойчивости, а остальные генераторы в режиме равномерного распределения.

На основании полученных в ходе длительной эксплуатации микропроцессорных систем ГРАРМ трех гидроэлектростанций с внедренным алгоритмом равномерного распределения данных можно сделать вывод, что алгоритм функционирует без ошибок и обеспечивается оптимальная минимизация активных потерь в широком диапазоне режимов работы ГЭС.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Разработана полная нелинейная динамическая модель гидроагрегата позволяющая рассчитывать его основные выходные величины (выдаваемую активную мощность, скорость вращения, и т.д.) в различных нестационарных режимах работы (в т.ч. пуске, останове и сбросе нагрузки и оценивать работу алгоритмов и настроек систем автоматики.

2. Разработан обеспечивающий минимизацию эффекта гидроудара алгоритм экспоненциального управления открытием направляющего аппарата, учитывающий ограничения по максимальной скорости открытия/закрытия направляющего аппарата.

3. Разработан уменьшающий суммарный расход воды станции алгоритм распределения суммарного задания станции по активной мощности, учитывающий потерю напора в проточном тракте каждого гидроагрегата, а также индивидуальные ограничения диапазонов (зон) регулирования и расходные характеристики гидроагрегатов.

4. Разработан оптимальный с точки зрения минимизации активных потерь в обмотках алгоритм распределения суммарного задания станции по реактивной мощности, включающий ограничения по полной мощности, току ротора и условие обеспечения требуемого запаса статической устойчивости.

5. Получено аналитическое уравнение ограничения минимальной реактивной мощности явнополюсного генератора по условию обеспечения статической устойчивости для заданного коэффициента запаса, текущих активной мощности и напряжения.

6. Получена общая методика настройки частотных корректоров МС ГРАРМ через параметры гидроагрегата.

7. Вышеуказанные алгоритмы и методики внедрены в МС ГРАРМ двух гидроэлектростанций.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК:

1. Казанцев, Ю.В. Оптимальное распределение мощности между агрегатами гидроэлектростанции с учетом напора нетто / Г.В. Глазырин, Н.Н.

Твердохлебов, Ю.В. Казанцев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, 2013. – №4(53). – С. 150-155.

2. Казанцев, Ю.В. Исследование динамических характеристик системы "регулятор-турбина" Новосибирской ГЭС / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2013. – №4. – С. 16-19.

3. Казанцев, Ю.В. Опережающее регулирование частоты и мощности на гидроэлектростанциях в изолированных энергосистемах / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн., 2017. – №11. – С. 20-27.

Публикации в трудах конференций и изданиях, входящих в наукометрические базы данных Scopus и Web of Science:

4. Kazantsev Y.V. Optimal control law for minimization of active power overshoot due to water hammer effect in a hydro unit / G. V. Glazyrin, Y.V. Kazantsev // Proceedings of 2016 11th IEEE International forum on strategic technology – IFOST, 2016. – pp. 329-333. DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884261.

5. Hydro unit active power controller minimizing water hammer effect [Electronic resource] / Y. V. Kazantsev, G. V. Glazyrin, S. M. Shayuk, D. V. Tanfilyeva, O. V. Tanfilyev, V. A. Fyodorova // Proceedings of the 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC) Ekaterinburg, 13–15 Nov. 2020. – Ekaterinburg: IEEE, 2020. – pp. 47-50. DOI: 10.1109/USEC50097.2020.9281252.

Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ:

6. Свидетельство №2020618449. Расчет оптимального закона регулирования открытия направляющего аппарата гидравлической турбины минимизирующего эффект гидроудара / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // зарегистр. 29.07.2020. -1 с.

7. Свидетельство №2020618579. Расчет равномерного распределения реактивной мощности, учитывающего ограничения по статической устойчивости и полной мощности / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // зарегистр. 30.07.2020. -1 с.

Материалы международных, всероссийских конференций и публикации в других научных изданиях:

8. Казанцев, Ю.В. Проблемы группового регулирования активной и реактивной мощности ГЭС. / Ю. В. Казанцев // Энергетика: экология, надёжность, безопасность: сборник трудов 12 всероссийского студенческого научно-технического семинара. - Томск: Изд-во ТПУ, 2010. - С. 123-124.

9. Казанцев, Ю.В. Алгоритм распределения реактивных мощностей агрегатов ГЭС при групповом регулировании / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 3–5 дек. 2010 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – Ч. 4. – С. 136–139.

10. Казанцев, Ю.В. Моделирование переходных процессов поворотно-лопастных гидротурбин с учетом пропеллерных режимов / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев, Н. Н. Твердохлебов // Электротехника. Энергетика. Машиностроение (ЭЭМ–2014): сб. науч. трудов Первой междунар. науч.

конф. молодых ученых, Новосибирск, 2-6 дек. 2014. В 3ч. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 2. – С. 75–78.

11. Казанцев, Ю.В. Оптимизация режимов работы гидроэлектростанций методом уравнивания удельных приростов с учетом напора нетто / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев, Н. Н. Твердохлебов // Электротехника. Энергетика. Машиностроение (ЭЭМ–2014): сб. науч. трудов Первой междунар. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 2-6 дек. 2014. В 3ч. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 2. – С. 78–82.

12. Y.V. Kazantsev. The transient processes simulation of Kaplan turbine operating in propeller modes / Glazyrin G.V., Tverdokhlebov N.N., Kazantsev Y.V. // Applied Mechanics and Materials, 698, 2015. – pp. 655-659. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.655

13. Y.V. Kazantsev. Power distribution among hydropower units taking into account head loss in units' trash screens / Glazyrin G.V., Tverdokhlebov N.N., Kazantsev Y.V. // Applied Mechanics and Materials, 698, 2015. – pp. 774-779. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.774

14. Казанцев, Ю.В. Оптимизация управления мощностью гидроагрегатов ГЭС при регулировании частоты и мощности в энергосистемах / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: сб. трудов Междунар. конф. – Санкт-Петербург, 2017. – Т. 3. – С. 405-412.

15. Kazantsev Y.V. Gain-scheduling H-infinity control of hydro turbines / G. V. Glazyrin, Y.V. Kazantsev // Proceedings of 2018 13th IEEE International forum on strategic technology – IFOST, 2018. – pp. 945-949.

16. Казанцев, Ю.В. Синтез регулятора активной мощности агрегата гидроэлектростанции, обеспечивающего минимизацию обратных забросов мощности / Г.В. Глазырин, Ю.В. Казанцев // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн., 2020. – №2. – С. 16-22.

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20. Тел./факс. (383) 346-08-57
Формат 60x84 1/16, объем 1.5 п.л. Тираж 100 экз.
Заказ № 00390. Подписано в печать 22.10.2021 г.