

На правах  
рукописи



Худжасаидов Джахонгир Худжасаидович

**АНАЛИЗ И ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ  
С КАСКАДОМ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ  
(на примере электроэнергетической системы Памира)**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические  
системы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Новосибирск – 2018

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

**Научный руководитель:** доктор технических наук, доцент  
**Русина Анастасия Георгиевна**

**Официальные оппоненты:** **Колосок Ирина Николаевна**  
доктор технических наук, старший научный сотрудник, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук», отдел электроэнергетических систем, ведущий научный сотрудник  
**Андреев Михаил Владимирович**  
кандидат технических наук, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», отделение электроэнергетики и электротехники, научно-исследовательская лаборатория «Моделирование электроэнергетических систем», заведующий

**Ведущая организация:** Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск

Защита состоится «28» июня 2018 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, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации [http://www.nstu.ru/science/dissertation\\_sov/dissertations/view?id=16781](http://www.nstu.ru/science/dissertation_sov/dissertations/view?id=16781)

Автореферат разослан « » мая 2018 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,



Анастасия Георгиевна Русина

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы диссертации.** Использованию возобновляемых источников энергии всегда уделялось особое внимание, но изменение экономической и политической обстановки за последние десятилетия привели к их более глубокому изучению. Так, из-за дороговизны нефтепродуктов на мировом рынке и самоликвидации Объединенной энергетической системы Средней Азии (ОЭС Средней Азии) после распада СССР, на территории Таджикистана, главным образом в высокогорных регионах, перестали использовать дизельные установки (ДЭС), которые позволяли удовлетворять потребности потребителей. Получение электроэнергии становилось все более недоступным и приводило к значительным трудностям, которые были обусловлены ценами на дизельное топливо. С этого момента вопрос об использовании имеющихся водных ресурсов в качестве альтернативного источника выработки электроэнергии стал рассматриваться и приниматься во внимание более серьезно. Правительством республики Таджикистан был предложен новый путь развития электрификации, суть которого заключалась в повсеместном переходе к использованию местных возобновляемых источников энергии, включая малые гидроэлектростанции (ГЭС), расположенные в основном в горных районах. В качестве наглядного примера в диссертационном исследовании выбрана изолированная электроэнергетическая система (ЭЭС) Памира, расположенная в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО), отражающая специфику использования ГЭС в условиях высокогорья.

В настоящее время вопросами инфраструктуры электроэнергетики ГБАО занимается компания «Памир Энерджи», которая вкладывает значительные инвестиции в обеспечение качества, а главное, бесперебойности электроснабжения потребителей. В силу ряда причин эксплуатируемое оборудование ГЭС физически изношено и характеризуется значительными дефектами и повреждениями узлов не только гидротурбин, но и гидрогенераторов.

Аналізу и планированию нормальных режимов электроэнергетических систем посвящен ряд работ следующих исследователей: Л.А. Владиславлева, Т.А. Филипповой, Г.В. Глазырина, Е.В. Цветкова, Д.А. Арзамасцева, М.Ш. Мисриханова, П.С. Борща, Б.И. Аюева, Т.М. Алябышева, В.А. Цурклукова, А.Г. Юркина, Н.В. Абасова, М.Ю. Чернышова, Е.Н. Осипчука, В.М. Горнштейна, В.Г. Журавлева, М.Д. Кучкина, В.И. Обрезкова, Ю.А. Секретарева, М.Г. Тягунова, В.А. Тиме и др. Основная часть работ в данном направлении акцентирована на вопросах оптимального распределения активной мощности между станциями и агрегатами станций с использованием различных методов оптимизации. В этих работах не проводились исследования и разработки методик, которые позволяли бы оптимизировать режимы энергосистем с большой долей ГЭС, т.е. позволяющие учитывать их специфические особенности.

Использование ГЭС в электроэнергетической системе как энергоузла топливно-энергетического комплекса (ТЭК) вызывает необходимость совершенствовать механизмы ее управления с помощью заблаговременного определения и планирования выработки электроэнергии на ГЭС, корректной оптимизации и последующего наложения режимных критериев управления.

Выполнение перечисленных условий позволит добиться повышения эффективности использования водных ресурсов ГЭС и ЭЭС в целом, что говорит об актуальности выбранного в диссертации направления исследования.

**Цель работы.** Разработка имитационной модели для решения прикладных задач анализа и планирования режимов ЭЭС с каскадом гидроэлектростанций, позволяющей исследовать свойства энергосистемы с учетом фактора времени и повысить эффективность ее функционирования.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

1. Анализ существующих методов и подходов к исследованию режимов работы ЭЭС с включенными в их состав ГЭС.
2. Разработка математической модели каскада ГЭС, позволяющей учесть гидравлическую связь при расчете электрических режимов.
3. Разработка программного средства для оптимизации режимов работы ГЭС в составе энергосистемы посредством перераспределения нагрузки между гидроагрегатами как внутри станции, так и между гидроузлами каскадных ГЭС.
4. Моделирование электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС со специфическими свойствами, основанной на применении методов искусственного интеллекта.
5. Разработка основных блоков имитационной модели, позволяющих осуществлять эффективное планирование режимов ЭЭС, учитывать совокупные данные о величине и вероятности объема электропотребления при оптимальном режиме работы как отдельной станции, так и каскада ГЭС, а также режимные ограничения.

**Объект исследования.** Изолированная электроэнергетическая система на базе гидроэлектростанций с каскадными связями (на примере электроэнергетической системы Памира).

**Предмет исследования.** Моделирование электроэнергетической системы с каскадом гидроэлектростанций при планировании и анализе их нормальных режимов.

**Методы исследования.** Поставленные в диссертационной работе задачи решаются с помощью методов математического и имитационного моделирования, оптимизации, регрессионного анализа и временных рядов, методов искусственного интеллекта. Для оценки достоверности полученных результатов выполнялись сопоставленные расчеты в программно-вычислительных комплексах (ПВК) RastrWin3, Eurostag, а также на разработанных автором программах.

**Научная новизна работы.** В работе получены результаты, обеспечивающие повышение режимной управляемости и энергоэффективности выработки электрической энергии посредством ГЭС в условиях высокогорья:

1. Предложена новая постановка задачи планирования режимов ЭЭС с гидроэлектростанциями, учитывающая гидравлические связи каскада в расчете электрических режимов для эффективного управления энергосистемой.
2. Впервые разработан инструментарий, позволяющий проводить серии имитационных расчетов и принимать решения по анализу и планированию нормальных режимов электроэнергетических систем с каскадом ГЭС.
3. Сформулированы стратегии оптимального управления составом агрегатов

ГЭС с учетом дополнительных ограничений и проведен их сравнительный анализ.

4. Предложена оригинальная методика, которая позволяет в условиях малой информативности и специфических свойств потребителей моделировать суточный график нагрузки при различной дискретности и для любого интервала времени.

**Практическая значимость результатов работы.** В ходе проведенных исследований были получены результаты, обладающие следующей практической ценностью:

1. Предложенная имитационная модель обладает универсальностью и позволяет рассчитывать, анализировать и планировать режимы ЭЭС на различную перспективу с учетом их изменчивости во времени.

2. Объединение программного блока «Оптимизация» режимов ГЭС и адресных расчетов позволяет снизить потери в электрической сети и упростить механизм принятия решения оперативным персоналом.

3. Разработанная модель учета гидравлических связей каскада ГЭС позволяет формировать управляющие воздействия на гидроагрегаты для повышения эффективности режима ЭЭС.

4. Разработанная имитационная модель позволяет проводить контроль режимных параметров ЭЭС с каскадом ГЭС, что обеспечивает оптимальное использование водных ресурсов и повышение эффективности работы ГЭС.

5. Разработанный программный блок «Прогнозирование» позволяет реализовать предложенную методику моделирования графика нагрузки с различной дискретностью (час, день, месяц), что обеспечивает возможность использования имитационной модели для любого интервала времени.

Результаты, полученные в диссертационной работе, приняты для использования в ОАО «Памирская Энергетическая Компания» и ОАХК «Барки Точик», а также внедрены в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета (НГТУ): материалы используются при чтении лекций и проведении лабораторных работ по курсу «Электроэнергетические системы и управления ими» и при выполнении выпускных квалификационных работ.

Получены два свидетельства о государственной регистрации разработанных автором программ для ЭВМ.

#### **Положения, выносимые на защиту.**

1. На основе многочисленных расчетов доказана работоспособность предложенного инструментария, который позволяет проводить серии имитационных расчетов, их анализ и принимать решения по оптимальному планированию режимов ЭЭС с гидроэлектростанциями.

2. Разработанная математическая модель каскада ГЭС позволяет учесть гидравлическую связь станций при расчете и оптимизации режимов электроэнергетических систем.

3. Оригинальная методика моделирования суточных графиков нагрузки, учитывающая характерные особенности каждого узла электроэнергетической системы в условиях недостатка информации, и позволяющая проводить имитационные расчёты при различной дискретности для любого интервала времени.

**Достоверность результатов работы.** Сформулированные в диссертации научные положения, выводы и рекомендации обоснованы известными теоретическими положениями, данными, полученными при проведении расчетов нормальных и ремонтных режимов энергосистемы Памира. Все генерирующее оборудование ГЭС, участвующее в покрытии нагрузки потребителей, показало необходимость в составлении прогнозных графиков нагрузки и последующей оптимизации состава выбранных гидроагрегатов. Достоверность проведенных исследований подтверждается корректным использованием математического аппарата и средств разработки программного обеспечения (ПО) (Borland Delphi 7 (Object Pascal), C++, среда Qt), промышленных средств расчета режимов ЭЭС (ПВК RastrWin3, Eurostag), а также непротиворечивыми выводами при сопоставлении результатов вычислительных экспериментов.

**Апробация результатов работы.** Основные положения диссертации, отдельные ее части, а также результаты исследования докладывались и обсуждались на следующих мероприятиях: I Открытый российский статистический конгресс «Мы продолжаем традиции российской статистики» (г. Новосибирск, 20-22 октября 2015г.), II и IV Всероссийская научно-практическая конференция «Гидроэлектростанции в XXI веке» (г. Саяногорск, 2015г., 2017г.), VII Международная научная конференция молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, НГТУ, 2015г.), VII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2016г.), VIII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Самара, 2017г.), XI Международный форум по стратегическим технологиям (IFOST-2016), IV Международная ежегодная конференция «Промышленные технологии и инжиниринг» ICITE (Казахстан, 2017г.), дни науки НГТУ (г. Новосибирск, НГТУ, 2015г., 2016г., 2017г.), научные семинары кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского Государственного Технического Университета (г. Новосибирск, НГТУ).

**Публикации.** Диссертационная работа нашла отражение в опубликованных автором статьях и докладах. По результатам выполненных в работе исследований опубликованы 21 печатных работ, в том числе 4 в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 1 статья отмечена в наукометрических системах «Scopus», 14 публикаций в прочих изданиях и 2 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ, зарегистрировано два отчета о научно-исследовательской работе.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка литературы, включающего 114 наименований и 9 приложений. Общий объем работы составляет 183 страниц, включая 19 таблиц и 45 рисунков.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введение** обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы ее цель и задачи, представлены научная новизна и практическая значимость работы, основные положения, выносимые на защиту.

В **первой главе** выполнен анализ существующих решений задач управления режимами работы ЭЭС с включенными в их состав ГЭС. Показана роль прогнозирования электропотребления и оптимизации в таких задачах. Обосновано использование возможностей имитационного моделирования для ЭЭС Памира с учетом ее особенностей.

Электроэнергетический режим системы является единым процессом производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии. Принимая во внимание тот факт, что режим является общим для энергосистемы, рассмотрение его схемно-режимных параметров в ее отдельных частях также должно рассматриваться в совокупности со ссылкой на единый процесс. Таким образом, полученная двухсторонняя взаимосвязь приводит к необходимости рационального управления составляющими единого электроэнергетического режима энергосистемы.

Одной из задач непрерывного управления текущим режимом энергосистемы является визуальный контроль электроэнергетического состояния системы в режиме реального времени с учетом ее последующей коррекции при неизбежных отклонениях работы энергосистемы. Эффективность управления такими режимами электроэнергетической системы увеличивается при их объединении. При реализации данных задач одним из главных требований, предъявляемых к результату их решения, является поддержка должного уровня надежности и устойчивости функционирования энергосистем.

Управление режимом электроэнергетической системы является достаточно сложной задачей, решение которой осуществляется не в однокритериальной постановке, а с помощью рассмотрения и учета нескольких критериев, которыми характеризуется ее функционирование. Постоянное поддержание допустимого уровня энергетических показателей в системе и их последующее управление зачастую удается получать за счет корректных прогнозных расчетов и непрерывной оптимизации по заданным критериям. Поэтому в данном диссертационном исследовании изучены основные подходы к ведению оптимальных режимов энергосистемы посредством решения задач прогнозирования и оптимизации электроэнергетического режима системы, а также предпосылки к их использованию.

Отдельное внимание уделено особенностям, которыми характеризуется режим работы ГЭС в энергосистеме. Рассмотрение вопросов об учете энергетических параметров, сезонности, слабых межсистемных связей, требований к электроснабжению и т.д. привели к выводу о том, что эффективное управление режимом энергосистемы, в которой участвуют ГЭС, представляется возможным только при условии учета и решения всех вышеперечисленных аспектов.

При прогнозировании мощности и выработки электроэнергии главную роль играют следующие показатели: технические возможности электростанции; обеспеченность энергоресурсами; функции станций в балансах электроэнергетических систем; требования потребителей к электроснабжению.

Все вышеперечисленные показатели характеризуются некоторой степенью неопределенности, решение которой представляется возможным с помощью **имитационного моделирования** позволяющего **оценить** и **проанализировать**

поведение системы посредством имитации различных комбинаций условий и случайных факторов. Программную систему, с помощью которой производится исследование, принято называть имитационной моделью, отвечающей за рассматриваемый объект или явление. Таким образом, *имитационная модель* — это упрощенное подобие реальной системы, либо существующей, либо той, которую предполагается создать в будущем.

Рассмотрение возможностей математического моделирования в гидроэнергетической отрасли дает возможность адекватной оценки имитации поведения реальной энергосистемы с учетом многих факторов, позволяющих отразить требования и ограничения, предъявляемые к режимам работы ГЭС.

В качестве наглядного примера энергосистемы, в которой отражена специфика использования ГЭС в условиях высокогорья, выбрана энергосистема Памира. На сегодняшний день энергосистема Памира характеризуется наличием не только единичных ГЭС, но и целых каскадов, которые в дальнейшем могут стать крупными водохозяйственными и территориально-производственными комплексами, обеспечивающими подъем экономики и способствующие улучшению социальных условий. Специфической особенностью рассматриваемой электроэнергетической системы является то, что 100%-я выработка электроэнергии приходится на долю гидроэлектростанций. Другой характерной чертой объекта исследования является то, что более 85%-ов потребления всего региона генерируется каскадом ГЭС. Характерным явлением для ГЭС Памира является недостаточная обеспеченность гидроресурсом. В зимнее время, когда во всех районах Памира максимальный спрос на электроэнергию, наблюдается дефицит электроэнергии, при этом более 90%-ов нагрузки всей энергосистемы имеет бытовой характер. В силу того, что энергосистема работает изолированно, нет возможности импортировать электроэнергию из соседних районов и стран. Учет основных особенностей ГЭС и их водных режимов приводит к необходимости большого объема расчетов и, как следствие времени, которое требуется для их моделирования. Поэтому выбранные методы имитационного моделирования, основанные на математических алгоритмах, позволяют автоматизировать процесс управления режимом работы ГЭС.

**Во второй главе** выполнен анализ основных методов оптимизации. Сформулированы задачи оптимизации для ЭЭС Памира с учетом ее специфики и свойств. Разработано программное средство для оптимизации режимов работы ГЭС в составе энергосистемы посредством перераспределения нагрузки между гидроагрегатами как внутри станции, так и между гидроузлами каскадных ГЭС.

Как уже отмечалось ранее, потребность Памира в электроэнергии полностью обеспечивают ГЭС, что заставляет корректировать механизм оптимизации режимов ГЭС в специфичных условиях. В такой энергосистеме первоочередной задачей становится оптимальное распределение нагрузки между станциями системы и определение числа включенного в работу оборудования и его нагрузки для эффективного использования гидроэнергетического ресурса. В управлении «Памир Энерджи» находится одиннадцать малых и мини ГЭС. Общая установленная мощность электростанций составляет 43,5 МВт. На момент выполнения диссертационного исследования в состав основного рассматриваемого

гидроузла Памирской электроэнергетической системы входили три ГЭС (Таблица 1).

Таблица 1 – Сведения о ГЭС основного гидроузла ЭЭС Памира

№ п/п	Наименование ГЭС	Установленная мощность, МВт	Количество гидроагрегатов	Расчетный напор, м	Расход воды через агрегат, м <sup>3</sup> /с
1	Памир-1	28	4	79,6	10,1
2	Хорог	9	5	59	3,55
3	Намадгут	2,5	2	36	3,5

Вышеперечисленные станции работают на сеть (на общую нагрузку), причем ГЭС «Памир-1» и ГЭС «Хорог» находятся в каскаде на реке Гунт. Остальные восемь станций функционируют в автономном режиме в отдельных районах.

Анализ существующих ГЭС в энергосистеме Памира позволяет сделать вывод о том, что они имеют небольшие водохранилища от неполного сезонного регулирования до ГЭС без регулирования. Появляется дополнительный влияющий фактор высокой изменчивости речного стока, что приводит к усложнению задачи управления режимами ГЭС, решение которой представляется возможным осуществить лишь при рациональном использовании водных ресурсов.

Постановка задачи оптимизации для энергосистемы Памира. На ГЭС Памир-1 функционирует четыре агрегата. Установленная мощность каждого агрегата составляет 7 МВт. Требуется распределить часовую нагрузку ГЭС Памир-1  $P'$  между ее агрегатами по критерию минимума расхода воды  $Q_{ГЭС}$ .

Для решения всех возникающих оптимизационных задач в рамках диссертационного исследования была разработана программная реализация блока «Оптимизация», основанного на алгоритме метода динамического программирования. Рабочий алгоритм разработанного программного блока приведен на Рисунке 1.

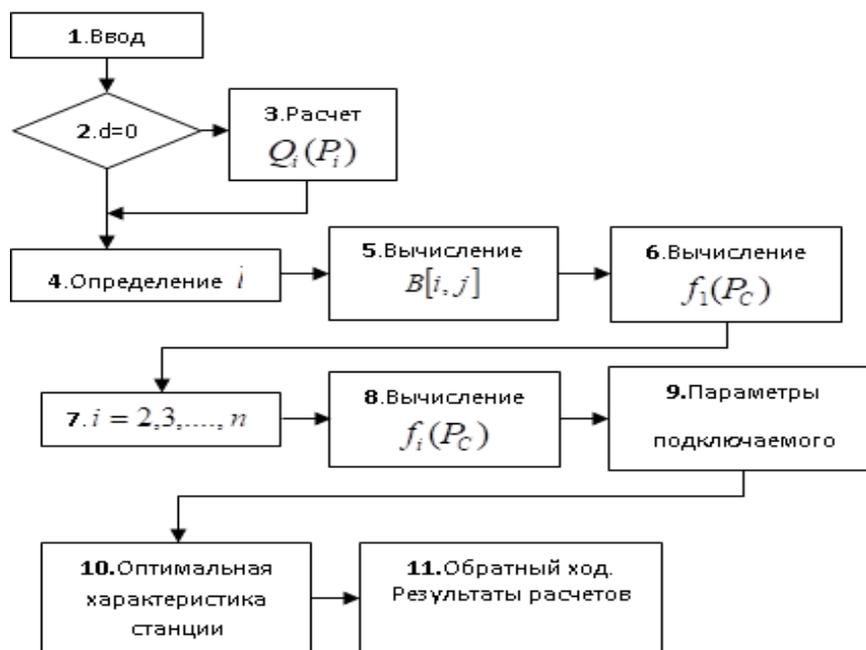


Рисунок 1 - Рабочий алгоритм блока «Оптимизация»

Исходными данными для данного блока являются расходные характеристики агрегатов. Для ГЭС Памир – 1 принято положение, что все агрегаты имеют одинаковую расходную характеристику. Также в оптимизационном блоке учтены ограничения по минимальной и максимальной мощностям каждого агрегата, напор и шаг изменения мощности станции.

Характеристики агрегатов представляются в виде расходных  $Q_i = Q_i(N_i)$  или рабочих характеристик  $\eta_i = \eta_i(N_i)$  при  $H_i = const$ . Расчеты производятся по расходным характеристикам. В том случае, если заданы рабочие характеристики, то пересчет осуществляется по формуле:

$$Q_i = \frac{N_i}{9.81 \cdot \eta_i \cdot H_i} \quad (1)$$

В программе анализ способа задания характеристик определяется параметром  $d$ , где при  $d=0$  рабочие характеристики пересчитываются в расходные (см. Рисунок 1, блок 3), а при  $d=1$  пересчет не осуществляется. В зависимости от выбранного шага  $t$  в блоке 4 вычисляется количество расчетных точек  $l$  в интервале от мощности  $P_{\min}$  до  $P_{\max}$  одного агрегата:

$$l = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{t} + 1 \quad (2)$$

В зависимости от полученного числа  $l$ , в блоке 5 вычисляется матрица расходов  $B[i, j]$  всех агрегатов для всех фиксированных значений мощности, где  $i$  - номер агрегата;  $j$  - номер значения мощности.

В блоке 6 вычисляется эквивалентная характеристика  $f_1$  при работе одного агрегата. Для каждого значения мощности выбирается тот агрегат, расход которого меньше:

$$f_1(P_c) = \min \{Q_1(P_1)\} \quad (3)$$

$$P_{\min} \leq P_1 \leq P_{\max}$$

где:  $P_c$  – нагрузка станции.

Значение  $Q_1(N_1)$  определяется точками характеристики любого агрегата, у которого расход для соответствующего значения мощности минимальный.

Расчет последующих эквивалентных характеристик, начиная со второй, производится в блоке 7. В блоке 8 производится построение следующей эквивалентной характеристики. Расчет выполняется от минимального значения мощности станции, которое можно обеспечить двумя агрегатами, до максимального:

$$2N_{\min} \leq P_c \leq 2N_{\max} \quad (4)$$

Для каждого значения нагрузки  $P_c$  находится минимум  $f_2$ , причем мощность второго агрегата  $P_2$  меняется от  $P_{\min}$  до  $P_{\max}$ :

$$f(P_c) = \min \{Q_2(N_2) + f_1(P_c - N_2)\} \quad (5)$$

Результаты расчетов последующих характеристик располагаются в блоке 9. В блоке 10 выбирается оптимальное число работающих агрегатов путем сравнения

расходов для одинаковых значений мощностей предыдущей и последующей характеристики. Определение оптимального режима станции производится при использовании процедуры обратного хода (блок 11). Так, для известной мощности станции определяется оптимальное число агрегатов и их мощности, что наглядно приведено в Таблице 2.

Таблица 2 – Оптимальный режим ГЭС Памир – 1, при  $H=79,6$  м

Мощность станции $N_j, \text{МВт},$	Нагрузка агрегатов, МВт				
	1	2	3	4	$Q_j, \text{м}^3 / \text{с}$
1-7	1-7	–	–	–	2,2-10,1
7,5-13,5	4,5-6,5	3-7	–	–	11-19,4
14-18,5	5-6,5	5-6,5	4-5,5	–	20,09-26,68
19-27,5	5-7	5-7	4-6,5	5-7	27,44-40,57
28	7	7	7	7	41,41

Совместная работа гидростанций зависит от степени регулирования стока, установленных мощностей, каскадного расположения станций, одиночного расположение ГЭС на различных водотоках, характеристик оборудования и др. Задача должна решаться по критерию максимальной выгоды использования всех ГЭС в системе, что требует учета их взаимовлияния. Для распределения нагрузки между станциями, находящимися в каскаде (ГЭС Памир-1 и ГЭС Хорог), также был применен метод динамического программирования. Результаты оптимизационного расчета приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Распределение нагрузки между станциями

Мощность нагрузки МВт	Нагрузка станций, МВт		Расход воды
	Памир-1	Хорог	$Q_j, \text{м}^3 / \text{с}$
1-15	15	0	2,1-21
16	15	1	23
17-20	17-20	0	24,3-28
21	20	1	30.1
22-28	22-28	0	30,8-40.4
29-37	28	1-9	42,5-53,8

Как видно из Таблицы 3, при распределении нагрузки между станциями, находящимися в каскаде, для эффективного использования гидроресурса необходимо загружать ГЭС Памир-1, т.к. при таком распределении нагрузки представляется возможным достижение наименьшего расхода воды.

Анализ свойств ЭЭС Памира показывает актуальность задачи повышения эффективности управления ее режимами, что в данной главе предложено осуществлять посредством решения оптимизационных моделей. Для решения поставленной задачи была создана программная реализация блока «Оптимизация», который основан на методе динамического программирования. Данный блок в работе используется не только в части вопросов оптимизации, но и при проведении имитационных расчетов нормальных режимов энергосистемы, что отражено в следующих главах диссертационного исследования.

Блок «Оптимизация» позволяет в автоматизированном режиме осуществлять распределение нагрузки между агрегатами ГЭС, а также выбирать состав включенных в работу агрегатов.

Рациональное использование водноэнергетических ресурсов гидроузлов является многокритериальной задачей, и в последующем необходимо определить приоритеты критериев в разные периоды работы гидроузлов. На настоящий момент блок «Оптимизация» настроен на критерий минимума расхода воды.

**В третьей главе** уделено внимание моделированию электропотребления и графиков нагрузки. Выполнен анализ методов прогнозирования в задачах энергетики. Разработано программно-вычислительное средство для моделирования электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС со специфическими свойствами с применением методов искусственного интеллекта.

Математическое моделирование на сегодняшний день является самым универсальным механизмом при решении технических задач разной направленности. Графики нагрузки в энергосистеме представляют собой последовательности расчетных значений, которые отражают изменения мощности в течение определенного интервала времени.

На протяжении многих лет самым распространенным способом описания процесса электропотребления является временной ряд. Изменение суточного, недельного и годового электропотребления в таком случае часто моделируют путем разделения временного ряда на трендовую, периодическую и случайную составляющие:

$$X(t) = Q(t) + S(t) + U(t) \quad (6)$$

где:  $Q(t)$  – тренд – устойчивые систематические изменения;  $S(t)$  – периодическая составляющая – колебания относительно тренда;  $U(t)$  – нерегулярная составляющая – случайный шум.

Подобный подход к моделированию справедлив только в том случае, если предположить, что значительных изменений во временном ряду не происходит. Для массива же статистических данных особое внимание нужно уделять подбору периодической составляющей, т.к. она отражает общий характер изменений электропотребления в энергосистеме.

Практический интерес в задачах моделирования электропотребления представляет процесс синтеза и анализа временных рядов, которые характеризуют динамику вариаций суммарного электропотребления без учета информации о внутренней структуре потребления. Сопоставление фактических реализаций этого процесса и однофакторной модели позволяет внести ясность в целесообразность учета дополнительной информации как о внутренних (структурных), так и о внешних (например, метеорологических) факторах.

Основными потребителями электроэнергии на Памире являются население, государственные организации и малый бизнес. Электроэнергия в данном регионе в основном используется в качестве энергоносителя для приготовления пищи, освещения, отопления и выполнения механической работы (двигательная нагрузка).

От точности и правильности составленных энергетических балансов зависят результаты деятельности электроэнергетической системы в целом (технические, экономические и коммерческие составляющие).

Исходной информацией являются данные по электропотреблению (среднемесячные значения мощности) за 8 лет, в периоды с 2007 – 2011 гг. и с 2014 – 2016 г., т.е. имеется некоторый «разрыв» в исходных данных, что является дополнительным предметом оценки «устойчивости» рассматриваемых методов моделирования.

В задачах энергетики анализ, моделирование и прогнозирование электропотребления чаще всего проводится на основе временных рядов, записывающихся в общем виде следующим уравнением:

$$P(t) = a_0 + a_1 t + a_2 \sin(w_2 t + \varphi_2) + a_3 \sin(w_3 t + \varphi_3) \quad (7)$$

где:  $a_0$  – постоянная составляющая;  $a_n$  – амплитуда;  $w$  – частота;  $\varphi$  – фаза сдвига.

Средняя ошибка модели определяется как среднее значение отклонения модели от фактических данных по всей выборке:

$$\delta = \frac{|P_{\text{факт}} - P_{\text{модель}}|}{|P_{\text{факт}}|} \cdot 100\% \quad (8)$$

где:  $P_{\text{факт}}$  – фактическое значение мощности, МВт;  $P_{\text{модель}}$  – значение мощности электропотребления, полученное с помощью модели, МВт.

*Преобразование Фурье.* Временной ряд, отражающий изменение электропотребления всегда содержит тренд, показывающий устойчивые систематические изменения и периодическую составляющую – сезонные колебания относительно тренда. Для получения его приближенной модели можно применить дискретное преобразование Фурье (ДПФ).

После применения ДПФ получен массив комплексных чисел, каждое из которых содержит сведения о соответствующей гармонике исходного временного ряда. Амплитудно-частотный спектр для одного из рассматриваемых рядов приведен на Рисунке 2.

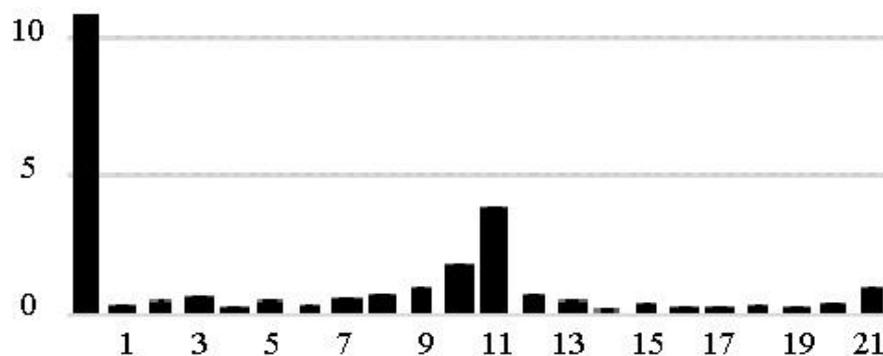


Рисунок 2 – Амплитудно-частотный спектр временного ряда

Из спектра хорошо видно постоянную составляющую и гармоники, образующие локальные максимумы на спектре (11-я и 21-я гармоники). Частота в

(Гц) определяется по формуле:

$$w = \frac{2\pi H}{L} \quad (9)$$

где:  $H$  – номер гармоники;  $L$  – размер временного ряда, т.е. количество рассматриваемых точек, составляющих ряд.

Из фазового спектра могут быть получены фазы выбранных гармоник, а общая модель электропотребления характеризуется уравнением:

$$P = 18,95 + 0,0043t + 8,8 \sin(0,5237t + 1,009) + 2,59 \sin(1,047t + 0,785) \quad (10)$$

Коэффициенты временного ряда (амплитуда, частота, фаза) могут быть подобраны как экспертно, так и с использованием различных методов. В рамках решения задач диссертационного исследования, которые касаются моделирования электропотребления, проведена оценка применения трех методов отыскания оптимальных коэффициентов для конфигурации временного ряда: градиентный метод, метод роя частиц и метод роя пчел. Для автоматизации процесса подбора разработана программная реализация блока «Прогнозирование», позволяющая определить коэффициенты временного ряда на основе перечисленных методов.

*Градиентный спуск.* При анализе электропотребления с помощью временного ряда, задаваясь начальными приближениями, можно уменьшить погрешность моделирования, используя градиентный метод оптимизации. Данный метод будет начинать процесс с решения, найденного ДПФ, а затем улучшать модель, снижая ее среднюю ошибку.

Полученная модель характеризуется уравнением:

$$P = 18,95 + 0,0048t + 8,8 \sin(0,5239t + 1,009) + 2,59 \sin(1,047t + 0,785) \quad (11)$$

*Метод роя частиц и роя пчел.*

Градиентный метод чувствителен к начальным приближениям, которые могут повлиять на полученное решение, а, следовательно, и на погрешность моделирования. Для снижения погрешности было рассмотрено использование двух методов искусственного интеллекта: роя пчел и роя частиц. Методы роевых интеллектов описывают коллективное поведение различных объектов, каждый из которых выполняет ряд простых функций, взаимодействуя при этом с другими объектами.

Алгоритм роевого интеллекта можно представить в виде математической системы:

$$S \cdot I = \{S, M, A, P, I, O\} \quad (12)$$

где:  $S$  – множество агентов;  $M$  – объект, предназначенный для обмена опытом между агентами (чаще всего это некоторая матрица или вектор, к которому есть доступ у всех агентов роя и который используется в  $A$ );  $A$  – правила создания, модификации, поведения агентов;  $P$  – параметры, которые используются в формулах из  $A$ ;

$$I = \{I_1, I_{oc}\}$$

$I_1$  – вход системы, на который подается целевая функция и ограничения;  $I_{oc}$  –

вход для обратной связи;

$$O = \{O_1, O_{oc}\}$$

$O_1$  – выход (наилучшее найденное решение задачи);  $O_{oc}$  – выход для обратной связи.

Представленная математическая система (25) взаимодействует с внешней средой (целевой функцией  $f(x)$  и ограничениями  $G(X)$ ).

Модель, полученная методом роя частиц, описывается следующим уравнением:

$$P = 18,9 + 0,0047t + 2,49 \sin(5,2382t + 2,135) + 8,59 \sin(5,67t + 2,172) \quad (13)$$

Графическое изображение данной модели приведено на Рисунке 3.

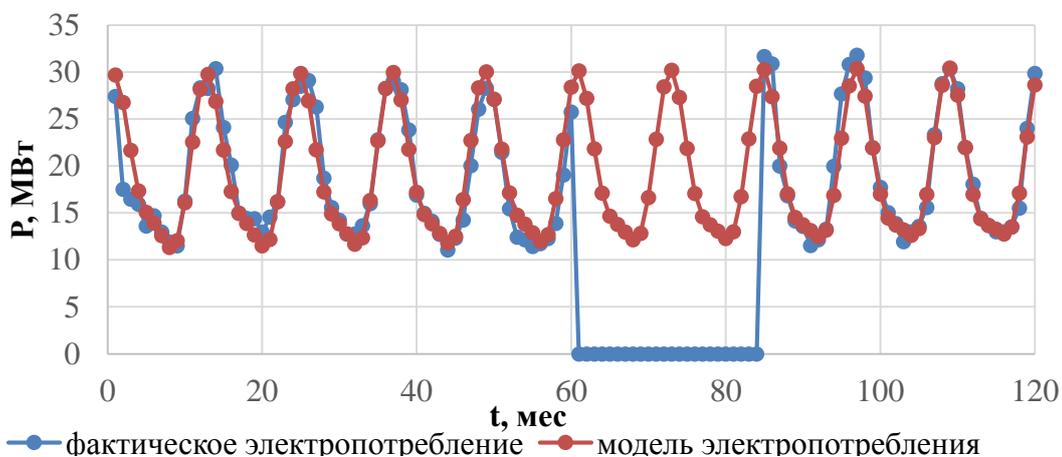


Рисунок 3 – Модель электропотребления, полученная методом роя частиц

Модель, полученная методом роя частиц, представлена уравнением:

$$P = 19,25 - 0,0022t + 7,48 \sin(6,8t + 0,61) - 0,11 \sin(4,57t + 0,25) \quad (14)$$

Сравнение реализованных методов в блоке «Прогнозирование» показано в Таблице 4.

Таблица 4 – Коэффициенты временного ряда и средняя ошибка модели

Коэффициенты	ДПФ	ДПФ+Градиент	Рой частиц	Рой пчел
$a_0$ , МВт	18,95	18,95	18,9	19,25
$a_1$ , МВт	0,0043	0,0048	0,0047	-0,0022
$a_2$ , МВт	8,8	8,8	2,49	7,48
$w_2$ , Гц	0,5237	0,5239	5,2382	6,8
$\varphi_2$ , °	1,009	1,009	2,135	0,61
$a_3$ , МВт	2,59	2,59	8,59	-0,11
$w_3$ , Гц	1,047	1,047	5,76	4,57
$\varphi_3$ , °	0,785	0,785	2,172	0,25
$\delta$ , %	6,95	6,94	<b>6,8</b>	11,38

Из Таблицы 4 видно, что наиболее точной оказалась модель, полученная с помощью метода роя частиц, в то время как рой пчел показал самую большую ошибку. Стоит отметить, что в условиях отсутствия информации за два года, все модели показали достаточно хорошую способность к восстановлению данных.

Для верификации универсальности рассматриваемых методов подбора коэффициентов дополнительно был рассмотрен дугой объект - объединенная энергосистема Сибири (ОЭС Сибири), для которой были проведены аналогичные расчеты. Сравнительные результаты расчетов для двух объектов приведены в Таблице 5.

Таблица 5 – Средние ошибки моделей для разных ЭЭС, в процентах

Энергосистема	ДПФ	ДПФ+Градиент	Рой частиц	Рой пчел
ЭЭС Памира	6,5	6,94	6,8	11,4
ОЭС Сибири	4,5	4	2,38	10,8

Таким образом, для рассмотренных объектов адекватность методов равнозначна, т.е. метод роя частиц дает наименьшую ошибку, а метод роя пчел – наибольшую. Модель, созданная с помощью ДПФ, показывает удовлетворительное значение ошибки, которую значительно сокращает градиентная оптимизация, выполненная последовательно с ДПФ.

*Моделирование суточного графика нагрузки.* Следующей задачей диссертационного исследования при разработке имитационной модели стало определение графиков нагрузки в каждом узле энергосистемы для проведения анализа режимов ее функционирования с учетом изменения параметров во времени. Исходными данными в этом случае являлись замеры суточных графиков нагрузки в режимные дни (зимний максимум и летний минимум) для всех подстанций энергосистемы Памира. На Рисунке 4 приведен пример графиков нагрузки для подстанции Джоми.

В силу того, что разница между рабочими и выходными днями в данной энергосистеме невелика, появления резких изменений в конфигурации графика нагрузки в течение месяца считается маловероятной. Исходя из данного предположения, можно сделать вывод о том, что проведение линейной зависимости между имеющимися графиками нагрузки приведет к получению его промежуточного графика. Эта зависимость и отыскивает связь между каждым часом в графиках нагрузки.

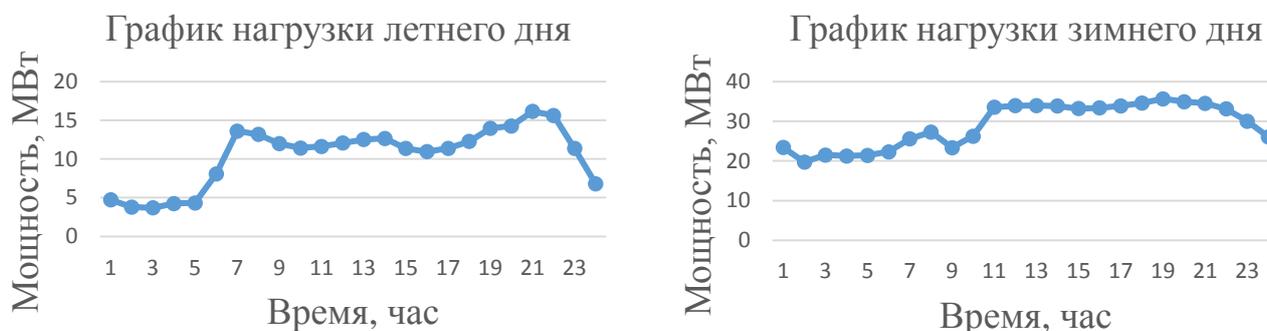


Рисунок 4 – Примеры графиков нагрузки в режимные дни для подстанции Джоми

В результате сопоставления получены зависимости изменения часовых мощностей и их смещения по времени:

$$P_{ji} = P_{li} + \frac{(P_{zi} - P_{li})}{5} \cdot (j-1) \quad (15)$$

$$T_{ji} = T_{li} + \frac{(T_{zi} - T_{li})}{5} \cdot (j-1) \quad (16)$$

где  $j$  – месяц,  $i$  – время дня.

Выведенный закон изменения конфигурации графика нагрузки позволяет определить мощность нагрузки в каждый час любого дня (месяца) в каждом узле нагрузки энергосистемы, что делает возможным проведение имитационных расчетов не мгновенных значений нормальных режимов ЭЭС, а с учетом фактора времени.

Пример промежуточного графика нагрузки представлен на Рисунке 5.

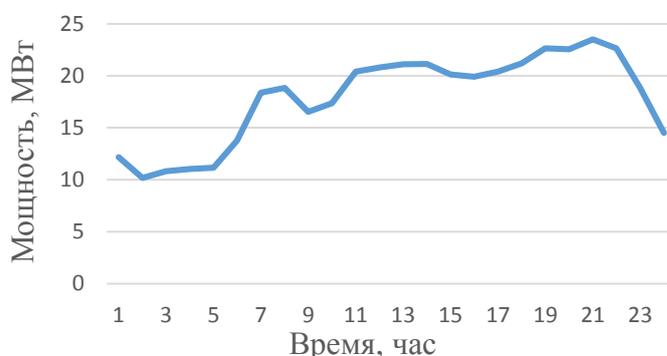


Рисунок 5 – Промежуточный график нагрузки для подстанции Джомы

В ПВК Eurostag была создана модель энергосистемы Памира, позволяющая учесть изменение нагрузок узлов (Рисунок 6).

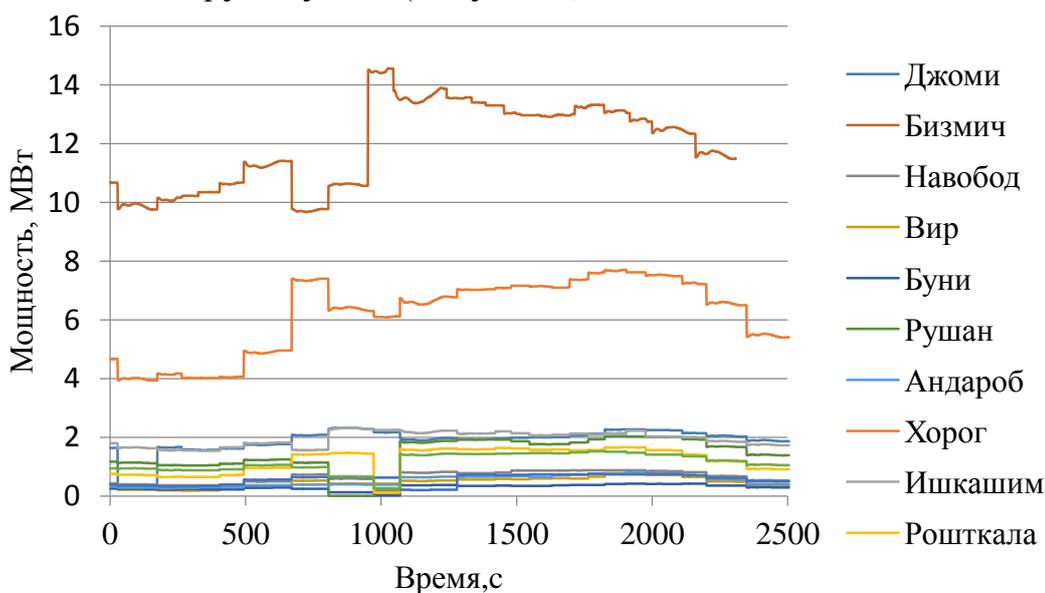


Рисунок 6 – Модели суточных графиков нагрузки

Такая модель позволила оценить изменения режимных параметров во времени, что является важным, поскольку на ГЭС Памир-1 ведется суточное регулирование стока, а, значит, существует жесткая связь между суточным стоком,

суточной выработкой электроэнергии и графиком нагрузки.

В четвертой главе разработаны основные блоки имитационной модели ЭЭС для эффективного планирования режимов ЭЭС. Выполнен анализ применения адресных расчетов с учетом индивидуальных особенностей управления гидроагрегатами ГЭС для обеспечения критериев эксплуатационной надежности и экономичности.

Усложнение задач функционирования ГЭС вследствие непрерывного повышения требований, которые возникают из условий напряженности водного баланса, а также обеспечения надежности гидроэнергетических систем, требует применения новых подходов к моделированию их работы. Именно поэтому возникает необходимость в разработке имитационных моделей основных процессов сложных гидроэнергетических систем, как основы для решения различных задач планирования и управления их работой.

На данный момент приоритетным направлением социально-экономического развития исследуемого объекта является совершенствование эффективности ее управления и повышение надежности топливно-энергетического комплекса региона. Также первоочередное внимание к моделируемым процессам в энергосистеме Памира обусловлено процессом создания единой электрически связанной ЭЭС в данном регионе, которое в перспективе должно привести к решению вопросов электрификации смежных областей.

*Разработка математической модели каскада ГЭС.*

Для моделирования совместного управления каскадом ГЭС в энергосистеме на основе единого для них транзитного стока при расчете нормальных режимов были использованы функциональные возможности ПВК Eurostag.

Разработанные ограничения по максимальной мощности в макро модели регуляторов скорости для ГЭС «Памир-1» и «Хорог» представлены на рисунке 7.

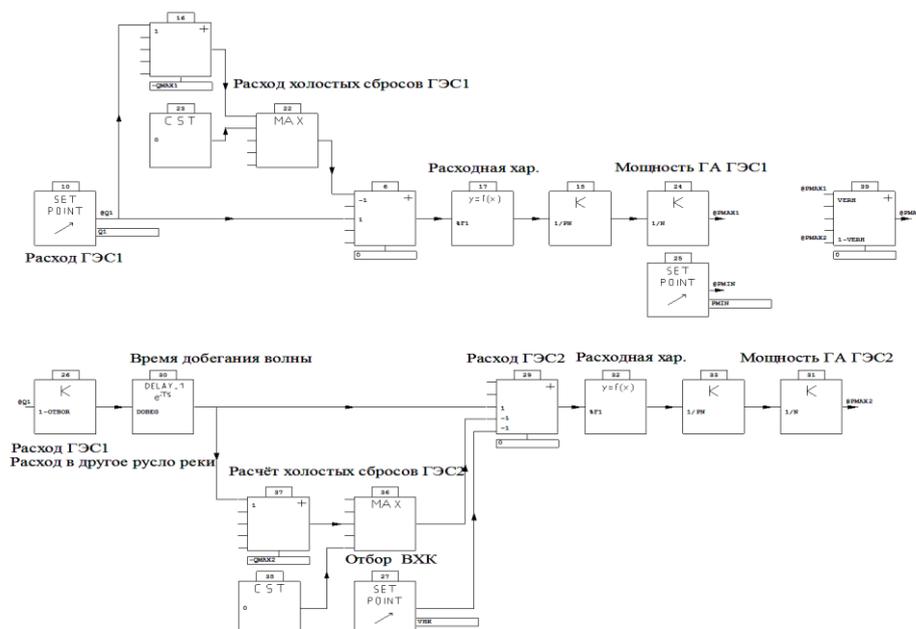


Рисунок 7 – Блок-схема модели турбины и регулятора скорости с ограничениями по максимальной мощности гидротурбины в зависимости от расхода воды для каскада ГЭС

Для проверки корректности функционирования разработанной модели проведена верификация посредством тестирования макромоделей при различных величинах расхода воды, рассчитанными значениями холостых сбросов, расхода через турбины станций, мощности станций и мощности каждого гидроагрегата при заданных расходах воды, также учтено время добегания волны.

На основании данных по нагрузке энергосистемы Памира за 2016 г. и среднемесячных расходах реки Гунт произведен расчет мощности ГЭС и ограничений с использованием созданной макромоделей. Разработанная имитационная модель ЭЭС позволяет получить значения мощности, которые может выдавать каскад ГЭС в любой заданный момент времени, а, следовательно, анализировать и планировать режимы такой системы. Примеры расчета изменения выработки мощности для ГЭС каскада для годового интервала приведены на Рисунке 8.

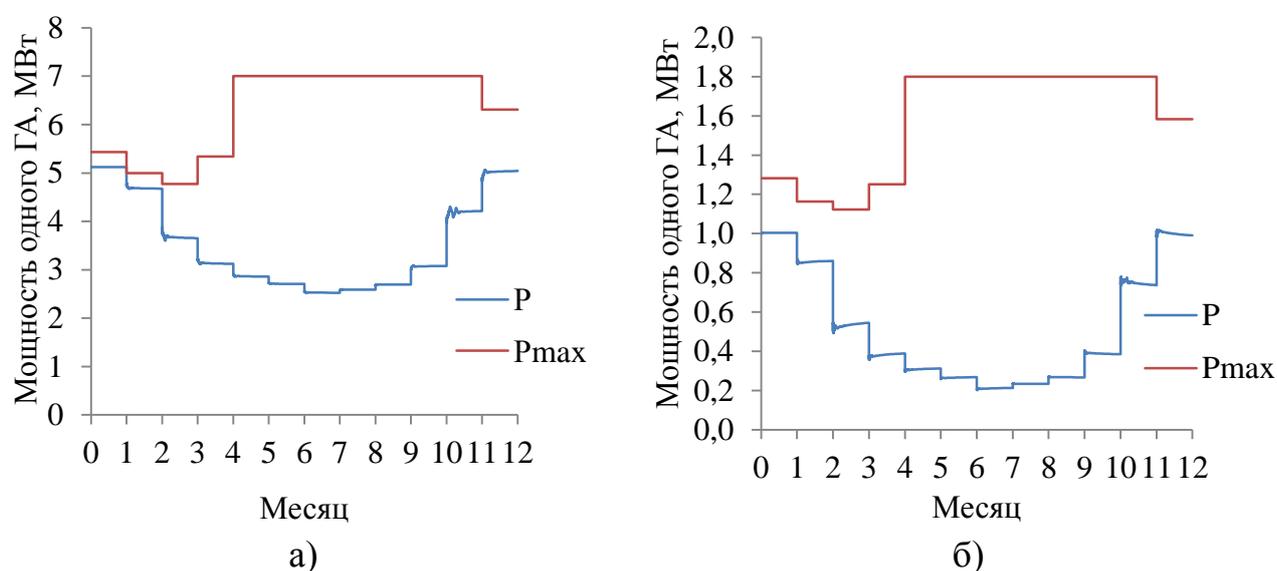


Рисунок 8 – Выработка мощности одним гидроагрегатом и ограничение по максимальной мощности  
а) ГЭС «Памир-1» б) ГЭС «Хорог»

Из Рисунка 8 можно сделать вывод о том, что за рассмотренный период по гидрологическим условиям и электрическим нагрузкам мощности ГЭС не ограничивается по гидрологическому принципу, а их максимум обусловлен лишь электрическим режимом. Если нагрузка в пиковые часы становится больше, чем могут выдать станции (из-за ограничения по расходу воды), то рекомендуется использовать воду из водохранилища суточного регулирования станции ГЭС «Памир-1».

В результате расчетов с использованием разработанной имитационной модели также было выявлено недопустимое снижение напряжения в некоторых узлах энергосистемы, что соответствует реальной ситуации в энергосистеме Памира.

*Использование адресных расчетов при ведении режимов.*

В силу того, что адресная задача математически сформулирована и методы определения адресности поставок и потерь в сети определены, произведем вышеуказанный расчет для исследуемого объекта. Участок электрической сети

энергосистемы Памира схематично приведен на Рисунке 9.

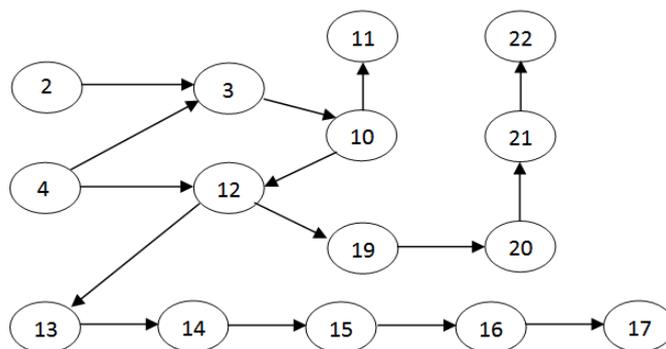


Рисунок 9 – Схема участка энергосистемы Памира

Конечные результаты определения потерь мощности по пути передачи от генераторных узлов в нагрузочные узлы для рассматриваемого участка приведены в Таблице 6.

Таблица 6 – Результаты потерь мощности по пути передачи от генераторных в нагрузочные узлы

Генераторный узел 2				Генераторный узел 4			
Ветвь	Передано в узел	Получено узлом	Потери	Ветвь	Передано в узел	Получено узлом	Потери
	кВт	кВт	кВт		кВт	кВт	кВт
14   15	47,24	43,15	4,09	14   15	61,316	56,856	4,460
15   16	142,60	129,44	13,16	15   16	185,100	170,560	14,548
16   17	867,05	776,63	90,42	16   17	1125,50	1023,40	102,13

Результаты расчетов нормального режима работы энергосистемы Памира в программном комплексе RastrWin с учетом адресности поставок и потерь в сети показали, что при оптимальном распределении нагрузки между станциями, потери мощности и падение напряжения в некоторых участках сети превышают допустимые пределы. Так, из Таблицы 19 видно, что при загрузке ГЭС «Памир-1» (генераторный узел 1) по критерию минимизации расхода воды, потери в ветвях и доля нагрузочных потерь, особенно в узлах 15-17 возрастает, что связано с недостаточной загрузкой ГЭС «Хорог» (генераторный узел 2).

При анализе режима работы энергосистемы Памира также выявлено, что поставленные задачи оптимизации по минимизации расходов воды в каскаде требуют загрузки одной станции, а для минимизации потерь электроэнергии и поддержания напряжения в допустимых пределах в системе требует загрузки станции с наибольшим расходом воды.

**В приложении** к диссертации содержатся результаты исследования, государственные свидетельства о регистрации разработанных программ для ЭВМ и материалы, подтверждающие внедрение данной работы.

### Основные результаты диссертационной работы:

1. Обоснована необходимость эмпирического и теоретического исследования электроэнергетической системы Памира как уникальной и неповторимой по своим свойствам ЭЭС с учетом ее глобальных государственных, экономических и

технологических факторов

2. Проведен анализ существующих методов и подходов к исследованию режимов работы энергосистем, имеющих в своем составе каскадные гидроэлектростанции, позволяющий сделать вывод о том, что существующие инструментарию не в полной мере позволяют проводить имитационные расчеты и принимать решения по планированию режимов ЭЭС с учетом их особенностей.

3. Применительно к проблематике диссертации разработана математическая модель каскада гидроэлектростанций, которая учитывает гидравлические связи в расчетах электрических режимов, что повышает эффективность использования гидроресурса. Установлено, что за рассмотренный период времени мощность гидроэлектростанции не имеет ограничения по гидрологическим условиям и электрическим нагрузкам, а ее максимум обусловлен лишь электрическим режимом.

4. Разработан и внедрен программный комплекс, позволяющий решить задачу состава включенного оборудования и ее оптимальной загрузки, которая в настоящий момент в ЭЭС Памира не решается. При этом КПД гидроэлектростанции увеличивается на 2,71%.

5. Созданная модель электропотребления и графика нагрузки с использованием методов искусственного интеллекта позволяет имитационно моделировать изменения мощности в каждом узле в любой момент времени с дискретностью час, день, месяц. Наиболее точным методом в годовом разрезе оказался алгоритм роя частиц, при котором ошибка моделирования составила 6,8%.

6. Доказана эффективность применения адресных расчетов потоков и потерь мощности в электрических сетях. Идея базируется на минимизации расхода воды на станциях, минимизации потерь мощности и поддержании уровня напряжений в сети.

7. Показаны особенности управления энергосистемами с ГЭС, которые свидетельствуют об их сложном устройстве, проведения большого объема расчетов и необходимости разработки имитационной модели для решения прикладных задач анализа и планирования режимов ЭЭС с каскадом гидроэлектростанций, позволяющей исследовать свойства энергосистемы с учетом фактора времени и повысить эффективность ее функционирования.

8. Результаты имитационного моделирования подтверждают адекватность полученной модели, что позволяет использовать ее при решении сопутствующих задач оптимального расхода воды через гидросистему с учетом гидрологических ограничений и внешних воздействий.

### **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

*Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК:*

1. **Худжасаидов, Д. Х.** Повышение эффективности управления режимами электроэнергетической системы, состоящей из гидроэлектростанций = Increase in effective management of operating modes of a hydroelectric power station system / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // Науч. вестн. НГТУ. – 2017. – № 1 (66). – С.179–192.

2. **Худжасаидов, Д. Х.** Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы = Basics of Technique

Evaluation the Use of Hydroelectric Resources in Their Work in EPS. / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2017. – Т. 10, № 3. – С. 426–434.

3. **Худжасаидов, Д. Х.** Задачи оптимального управления нормальными режимами изолированной электроэнергетической системы в условиях высокогорья / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // Новое в российской электроэнергетике. – 2017. – № 10. – С. 67–77.

4. **Худжасаидов, Д. Х.** Повышение эффективности использования ГЭС в балансах электроэнергетических систем / Д. Х. Худжасаидов, Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 2. – 40–45.

#### ***Зарегистрированные программы для ЭВМ:***

5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2018611639 - (программа «Прогнозирование - для построения моделей графиков электропотребления роевыми алгоритмами»)

6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2018611073 - (программа «Оптимизация – для наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами станций»)

#### ***Публикации в зарубежных конференциях, входящих в базу данных Scopus***

7. **Khujasaidov, J. K.** Tasks of optimal performance of hydroelectric in power system / J. K. Khujasaidov, A. G. Rusina, E. A. Sovban, T. A. Filippova // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016) : proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk : NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 251–254.

#### ***Публикации в российских изданиях:***

8. **Худжасаидов, Д. Х.** Особенности управления режимами гидроэнергетической системы Памира / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Г. Л. Русин // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. - 2015. - №6. - С.41-46.

9. **Худжасаидов, Д. Х.** Оценка использования ресурсов ГЭС при их работе в электроэнергетических системах / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Энергия: экономика, техника, экология. – 2016. – № 9. – С. 27–32.

10. **Худжасаидов, Д. Х.** Основы повышения эффективности работы ГЭС / Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2016. – № 1. – С. 28–30.

#### ***Материалы международных и всероссийских конференций***

11. **Худжасаидов, Д. Х.** Особенности управления режимами энергосистемы Памира / А. Г. Русина, Г. Л. Русин, Д. Х. Худжасаидов // Электротехника. Электротехнология. Энергетика (ЭЭЭ-2015) = Electrical engineering. Electrotechnology. Energy (ЕЕЕ-2015): сб. науч. тр. 7 междунар. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 9–12 июня 2015 г. В 3 ч. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 3. Секция: Энергетика. – С. 159–162.

12. **Худжасаидов, Д. Х.** Особенности управления режимами энергосистемы Памира / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Г. Л. Русин // Гидроэлектростанции в

XXI веке : сб. материалов 2 всерос. науч.-практ. конф. молод. ученых, специалистов, аспирантов и студентов. – Саяногорск, 2015. – С. 102–105.

13. **Худжасаидов, Д. Х.** Модели статистического анализа при планировании электропотребления и графиков нагрузки : тезисы = The Models of statistical analysis in planning electricity consumption and load curves : thesis / А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова, Д. Х. Худжасаидов // Мы продолжаем традиции российской статистики = We keep the traditions of Russian statistics : материалы : сб. докл. Открытого российского статист. конгр. – Новосибирск : Изд-во Новосиб. гос. ун-т экономики и управления, 2015. – С. 44.

14. **Худжасаидов, Д. Х.** Модели статистического анализа при планировании электропотребления и графиков нагрузки = The Models of statistical analysis in planning electricity consumption and load curves / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Мы продолжаем традиции Российской статистики: сб. докл. Открыт. российского статист. конгр. – Новосибирск : Изд-во Новосиб. гос. ун-т экономики и управления, 2016. - С. 134–140.

15. **Худжасаидов, Д. Х.** Разработка методики повышения эффективности работы ГЭС / А. В. Сидорова, Д. Х. Худжасаидов ; науч. рук. А. Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 5–9 дек. 2016 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 69–71.

16. **Худжасаидов, Д. Х.** Расчеты нормальных режимов ЭЭС на основе адресных принципов = Calculations of normal modes of ees based on the address principles / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова // Электроэнергетика глазами молодежи-2016 : материалы 7 междунар. науч.-техн. конф. 19–23 сент. 2016 г., Казань. : в 3 т. – Казань : Изд-во Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – Т. 2. – С. 421–424.

17. **Худжасаидов, Д. Х.** Учёт каскада ГЭС при расчёте режимов электроэнергетической системы / Е. А. Надобная, Д. Х. Худжасаидов, А. Ю. Арестова ; науч. рук. А. Ю. Арестова // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 5–9 дек. 2016 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 37–39.

18. **Худжасаидов, Д. Х.** Разработка имитационной модели каскада ГЭС Энергосистемы Памира = The HPPs cascade simulation model development of the Pamir power system / С. В. Митрофанов, А. Ю. Арестова, Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // Электроэнергетика глазами молодежи : материалы 8 междунар. науч.-техн. конф., Самара, 2–6 окт. 2017 г. В 3 т. – Самара : Изд-во Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т 2. – С. 80–83.

19. **Худжасаидов, Д. Х.** Моделирование режима работы каскада ГЭС энергосистемы Памира / С. В. Митрофанов, А. Ю. Арестова, Д. Х. Худжасаидов // Борисовские чтения : материалы всерос. науч.-техн. конф., посвящ. 100-лет. юбилею первого ректора Политехн. ин-та В. Н. Борисова, Красноярск. 17-19 окт. 2017 г. – Красноярск, 2017. – С. 160–163.

20. **Худжасаидов, Д. Х.** Разработка модели электропотребления на примере энергосистемы Памира / М. В. Агафонова, Д. Х. Худжасаидов, П. В. Матренин ; науч. рук. А. Ю. Арестова // Дни науки НГТУ–2017 : материалы науч. студен. конф. : (итоги науч. работы студентов за 2016–2017 гг.). – Новосибирск : Изд-во НГТУ,

2017. – С. 3–4.

21. **Khudzhasaidov, Dzh. Kh.** Increase of efficiency of management of modes of electric power system of hydroelectric power stations / Dzh. Kh. Khudzhasaidov, A. G. Rusina, T.A. Filippova // Промышленные технологии и инжиниринг : материалы IV междунар. конф. ICITE (Казахстан, 2017г.). – Шымкент : Изд-во ЮКГУ, 2017. – С. 24–27.

Отпечатано в типографии Новосибирского  
государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Тел./факс (383) 346-08-57  
Формат 60 x 84/16. Объем 1.25 п.л. Тираж 100 экз.  
Заказ 691. Подписано в печать 26.04.2018 г.