

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»

На правах рукописи



Мардиханов Айрат Ханифович

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ СРЕДНЕСРОЧНЫХ И КРАТКОСРОЧНЫХ
РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой
степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Шарифуллин Вилен Насибович

Казань - 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	11
1.1. Описание общих принципов функционирования гидроэнергетического комплекса	11
1.2. Влияние гидроэнергетической системы на энергетические и водохозяйственные комплексы	15
1.2.1. Роль гидроэнергетического комплекса в работе ЕЭС России	15
1.2.2. Роль гидроэнергетического комплекса в работе водохозяйственного комплекса	18
1.2.3. Влияние гидроэнергетического комплекса на окружающую среду	20
1.3. Задача оптимизации среднесрочных режимов работы гидроэнергетической системы.....	21
1.3.1 Оптимизация режимов по критерию максимума выработки электроэнергии.....	21
1.3.2 Оптимизация режимов по критерию минимума расхода условного топлива на ТЭС.....	23
1.4. Задача внутростанционной оптимизации краткосрочных режимов работы ГЭС.....	27
1.5. Анализ ключевых проблем формирования режимов работы гидроэнергетических систем .	29
Выводы по главе 1	30
2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ФОРМИРОВАНИЯ СРЕДНЕСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	32
2.1. Описание объекта моделирования гидроэнергетического комплекса.....	32
2.1.1. Описание оборудования и характеристик ГЭС Верхневолжского каскада	34
2.1.2. Описание оборудования и характеристик ГЭС Камского каскада	38
2.1.3. Описание оборудования и характеристик ГЭС Нижневолжского каскада	40
2.2. Общая структура модели функционирования гидроэнергетического комплекса	43
2.2.1. Напорные характеристики гидроэнергетического комплекса.....	43
2.2.2. Баланс расходов в гидроэнергетических комплексах	45
2.2.3. Расчетная схема гидравлического режима гидроэнергетических систем	47
2.3. Диспетчерские графики водохранилищ гидроэлектростанций.....	48
2.4. Установление режимов работы гидроэнергетического комплекса.....	50
2.5. Расчет режимов функционирования гидроэнергетического комплекса.....	51
2.5.1. Постановка задач расчета.....	51
2.5.2. Критерии оптимальности, ограничения и допущения	51
2.5.2.1 Условия оптимальности водообеспечения речного транспорта	52
2.5.2.2 Условия оптимальности водообеспечения сельского хозяйства.....	54
2.5.2.3 Условия оптимальности водообеспечения рыбного хозяйства.....	56
2.5.2.4 Условия оптимальности функционирования энергетической отрасли	59

2.5.2.5 Условия оптимальности водообеспечения других отраслей	60
2.5.3 Метод последовательных уступок и алгоритм расчета среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы	62
2.5.4 Пример расчета режимов функционирования гидроэнергетической системы.....	66
Выводы по главе 2.....	73
3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ФОРМИРОВАНИЯ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС	75
3.1. Описание объекта моделирования ГЭС.....	75
3.2. Общая структура модели производства электроэнергии на ГЭС.....	78
3.3. Разработка моделей и алгоритмов прогноза основных показателей работы ГЭС	82
3.3.1. Разработка модели и алгоритма прогноза уровня нижнего бьефа	83
3.3.2. Модель и алгоритм расчета потерь напора на сороудерживающих решетках	89
3.3.3. Разработка методики определения комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины ...	91
3.4. Оптимизация краткосрочных (суточных) режимов работы гидроэлектростанции.....	97
3.4.1. Постановка задачи оптимизации	97
3.4.2. Цена на электроэнергию.....	98
3.4.3. Критерии оптимальности	100
3.4.4. Выбор метода оптимизации, разработка алгоритма оптимального расчета	104
3.4.5. Экономический эффект за счет оптимального планирования краткосрочных режимов ГЭС	107
Выводы по главе 3.....	108
4. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА.....	110
4.1. Разработка имитационной модели функционирования гидроэнергетического комплекса. 110	
4.2. Разработка программного модуля оптимизации среднесрочных режимов работы гидроэнергетического комплекса	112
4.2.1. Структура программного модуля	113
4.2.2. Графический интерфейс программного модуля	115
4.3. Разработка программного модуля оптимизации краткосрочных режимов работы гидроэлектростанции	123
4.3.1. Структура модуля.....	123
4.3.2. Функциональное описание модуля	126
4.3.3. Графический интерфейс модуля.....	129
Выводы по главе 4.....	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	132
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ	134

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	135
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	143
Приложение А. Акты использования и реализации трудов.....	143
Приложение Б. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ	148

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Одним из аспектов успешного развития любой отрасли является организация безопасной, экономичной, научно-обоснованной и эффективной работы производственных объектов. Особенно это актуально в одной из ведущих отраслей экономики нашей страны – электроэнергетике. Электроэнергетика состоит из нескольких комплексов, тесно взаимосвязанных друг с другом. Одну из наиболее заметных ролей в данной системе играет гидроэнергетический комплекс.

На долю гидроэнергетического комплекса приходится около 20% всей выработанной электрической энергии в стране. В обеспечении оптимального и надежного электроснабжения всех отраслей, гидроэлектростанции играют заметную роль. Высокая надежность работы электросилового оборудования, высокая производительность труда, отсутствие транспортных операций по перевозкам топлива, высокая маневренность и быстрота выполнения операций по пуску и останову генерирующего оборудования – все это делает гидроэнергетический комплекс, по существу, незаменимым источником энергоснабжения [1].

Работа гидроэнергетического комплекса не ограничивается интересами исключительно энергетической системы (выработка электроэнергии, регулирование частоты электрического тока и покрытие переменной части графиков нагрузки, регулирование напряжения путем выработки реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора и др.), оно имеет многоцелевое использование. В рамках деятельности гидроэнергетической системы в том числе обеспечиваются интересы следующих систем: экологии, сельского хозяйства, коммунального и промышленного водоснабжения, речного транспорта (грузового и пассажирского), рыбного хозяйства и др.

В данных условиях обеспечение минимального вредного воздействия гидроэнергетического комплекса на водохозяйственные системы и окружающую среду имеет высокую степень сложности. Ошибки в расчетах могут иметь значительные отрицательные последствия как для водохозяйственной среды, так и для энергетической отрасли.

В рамках данной работы представлена методика моделирования и оптимизации среднесрочных режимов работы гидроэнергетического комплекса в условиях обеспечения потребностей энергетических и водохозяйственных систем на примере Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций. Оптимизационная модель позволяет минимизировать вредное воздействие эксплуатации гидроэнергетического комплекса на окружающую среду, и при этом обеспечивать ключевые потребности единой энергетической и водохозяйственной системы России.

Стоит отметить, что при формировании режимов учитывается роль гидроэнергетического комплекса в работе ЕЭС России (п.1.2.1), в работе водохозяйственного комплекса (п.1.2.2.), а также влияние на окружающую среду (п.1.2.3.).

Помимо этого, представлена методика внутростанционной оптимизации краткосрочных (суточных) режимов работы гидроэлектростанции в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Одной из особенностей суточного графика нагрузки ГЭС в современных условиях является его неравномерность, связанная в основном условиями неравномерного распределения цены отпущенной электроэнергии в течении суток (дифференцированная цена в условиях функционирования ОРЭМ) [2]. На режим работы гидроэлектростанции, в условиях неравномерного распределения суточной нагрузки, существенное влияние оказывает особенности технологического процесса производства электроэнергии. В данное понятие входит необходимость учета изменения во времени уровней верхнего и нижнего бьефов, разного рода технологические ограничения режимов работы генерирующего оборудования, выбор количества и состава гидроагрегатов, схема электрической коммутации агрегатов на генераторном напряжении и др. [3,4]. В этих условиях ГЭС, как самостоятельное предприятие стремится формировать наиболее оптимальные для себя краткосрочные (суточные) режимы работы в условиях наличия ограничений по указаниям регламентирующих организаций либо существующей документации.

Объект исследования: Гидроэнергетический комплекс каскада ГЭС (на примере Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций).

Предметом исследования являются методы повышения эффективности эксплуатации гидроэнергетических систем.

Целью данной работы является разработка и апробация методики моделирования и оптимизации режимов работы гидроэнергетического комплекса в условиях обеспечения потребностей энергетических и водохозяйственных систем с разработкой программного комплекса, функционирующего с сети интернет, позволяющего рассчитывать оптимальные режимы работы как среднесрочных режимов работы каскадных ГЭС, так и краткосрочных (суточных) режимов работы отдельных ГЭС каскада.

Для достижения поставленной цели решить следующие задачи:

1. Анализ функционирования гидроэнергетического комплекса с описанием общих принципов функционирования каскада и его влияние на энергетические и водохозяйственные комплексы.
2. Разработка математической модели гидроэнергетической системы с описанием структуры функционирования каскада.

3. Разработка методики формирования среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы в условиях обеспечения интересов энергетических и водохозяйственных систем.

4. Разработка программного комплекса, который позволяет проводить имитационные расчеты режимов работы гидроэнергетического комплекса в условиях стохастического прогноза притока воды в водохранилища каскада.

5. Разработка методики оптимального планирования краткосрочного (суточного) режима работы ГЭС с учетом функционирования ОРЭМ.

Научная новизна.

1. Разработана методика и алгоритм поиска компромиссных решений по формированию среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы в условиях наличия неопределенного количества требований участников водохозяйственного комплекса.

2. Разработана методика и алгоритмы оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС с учетом функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности.

3. Разработана методика и алгоритм прогноза уровня нижнего бьефа гидроузлов на основании непрерывной калибровки существующих характеристик по данным телеметрических измерений.

4. Разработан метод и алгоритм непрерывного контроля комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса поворотных лопастных гидротурбин.

Теоретическая значимость работы заключается в том, что полученные результаты исследований позволили разработать новый методический подход к планированию среднесрочных и краткосрочных режимов работы гидроэнергетических систем.

Практическая значимость работы.

1. Разработан программный комплекс расчета компромиссных решений по формированию среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы в условиях наличия неопределенного количества требований участников водохозяйственного комплекса (<http://hydrocascade.com>).

2. Разработан программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС с учетом функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности.

3. Разработано программное решение прогноза уровня нижнего бьефа гидроузлов на основании непрерывной калибровки существующих характеристик по данным телеметрических измерений.

4. Программный продукт эксплуатируется в АО «Татэнерго» для расчета режимов функционирования Нижнекамской ГЭС. Экономический эффект от реализации автором

рационализаторского предложения «исследование оптимальных ограничений мощности русловых каскадных ГЭС с учетом текущего вибрационного состояния генерирующего оборудования в рамках действующих регламентов ОРЭМ» составил в первый год внедрения 99,9 млн. рублей, во второй год внедрения 99,1 млн. рублей. Экономический эффект от реализации автором рационализаторского предложения «автоматизированная система планирования суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированной цены на электроэнергию» составил в первый год внедрения 3,4 млн. рублей, во второй год внедрения 3,3 млн. рублей (Приложение А). Таким образом, среднегодовой экономический эффект от реализации автором рационализаторских предложений, функционирующих на основании разработанных в рамках данной работы методик, составляет ~ 102,85 млн. рублей ежегодно.

5. Разработанный программный комплекс формирования режимов функционирования гидроэнергетической системы используется в АО «Татэнерго» и Министерстве экологии и природных ресурсов Республики Татарстан для подготовки предложений к заседаниям межведомственной рабочей группы по формированию режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада при Федеральном агентстве водных ресурсов (Приложение А).

Методология и методы исследования. Поставленные в диссертационной работе задачи решаются с помощью методов математического и имитационного моделирования. Для оценки достоверности полученных результатов выполнялось сопоставление расчетов с фактическими данными режимов работы гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада.

На защиту выносятся:

1. Методика и алгоритм поиска компромиссных решений по формированию среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы в условиях наличия неопределенного количества требований участников водохозяйственного комплекса.
2. Методика и алгоритмы оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС с учетом функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности.
3. Методика и алгоритм прогноза уровня нижнего бьефа гидроузлов на основании непрерывной калибровки существующих характеристик по данным телеметрических измерений.
4. Метод и алгоритм непрерывного контроля комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса поворотно-лопастных гидротурбин.

Достоверность и обоснованность научных результатов и выводов: Сформулированные в диссертации научные положения, выводы и рекомендации обоснованы данными, полученными при проведении расчетов режимов работы Волжско-Камского каскада ГЭС. Достоверность проведенных исследований подтверждается корректным использованием математического аппарата и средств разработки программного обеспечения.

Личное участие автора заключается: в определении целей и задач исследований; выборе методологической и информационной базы; проведении исследований, разработке методик и алгоритмов; разработке программного комплекса.

Соответствие паспорту специальности 05.14.01 «Энергетические системы и комплексы»: Разработка научных основ исследования общих свойств, создания и принципов функционирования энергетических систем и комплексов, фундаментальные и прикладные системные исследования проблем развития энергетики городов, регионов и государства, топливно-энергетического комплекса страны; использование на этапе проектирования и в период эксплуатации методов математического моделирования с целью исследования и оптимизации структуры и параметров энергетических систем и комплексов.

Внедрение результатов работы. Разработанный программный комплекс формирования режимов функционирования гидроэнергетической системы используется в АО «Татэнерго» и Министерстве экологии и природных ресурсов Республики Татарстан для подготовки предложений к заседаниям межведомственной рабочей группы по формированию режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада при Федеральном агентстве водных ресурсов (Приложение А). Расчеты краткосрочных (суточных) режимов работы Нижнекамской ГЭС (филиал АО «Татэнерго») проводятся в АО «Татэнерго» на ежедневной основе. Среднегодовой экономический эффект от реализации автором рационализаторских предложений, функционирующих на основании разработанных в рамках данной работы методик, составляет ~ 102,85 млн. рублей ежегодно.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на Региональной конференции по диспетчеризации в электроэнергетике (Казань, 2011), на Всероссийской конференции «Гинчуринские чтения» (Казань, 2012), на межрегиональной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Камские чтения» (Набережные Челны, 2010), на международной научно-практической конференции «Энергосбережение, электромагнитная совместимость и качество в электрических системах» (Пенза, 2011), на XV Международном симпозиуме «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение» (Казань, 2015), на молодежной научно-практической конференции ОАО «Генерирующая компания» - 2015 (г. Казань, 2015г.), на молодежной научно-практической конференции АО «Татэнерго» - 2017 (Казань, 2017), на XXV международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Москва, 2019), на XIV Всероссийской (Международной) научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2019» (Иваново, 2019).

Публикации. Диссертационная работа нашла отражение в опубликованных автором статьях и докладах. По результатам выполненных в работе исследований опубликованы 15 печатных работ, в том числе 1 статья в журнале, индексируемом в международных базах данных SCOPUS и Web of Science, 7 в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 1 монография, 5 публикаций в прочих изданиях и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Объем и структура диссертации. Диссертация изложена на 148 страницах машинописного текста и состоит из введения, четырех глав (глава 1: «Анализ функционирования гидроэнергетического комплекса»; глава 2: «Разработка методики формирования среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетических систем»; глава 3: «Разработка методики формирования краткосрочных режимов ГЭС»; глава 4: «Разработка программного комплекса»), основных результатов, выводов и библиографического списка, включающего 112 наименований. Работа проиллюстрирована 53 рисунками, 12 таблицами и 62 уравнениями. Приложения занимают 6 страниц.

1. АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

1.1. Описание общих принципов функционирования гидроэнергетического комплекса

Гидроэнергетический комплекс связанный единым водным режимом и расположенный на одном водотоке или бассейне называется каскадом гидроэлектростанций. Ключевой особенностью функционирования данной гидроэнергетической системы является взаимосвязь ступеней (элементов системы) между собой. Речь, в первую очередь, идет о гидрологической и гидравлической связях.

Гидравлическая связь определяется зависимостью по расходу и напору. Особенностью ГЭС, связанных каскадом, является то, что уровень нижнего бьефа вышележащей станции зависит от кривой подпора водохранилища нижележащей станции. Исходя из этого, водно-энергетические расчеты начинаются со станции, замыкающей каскад. После прогноза верхнего бьефа нижележащей ГЭС по постоянно обновляемым характеристикам определяется уровень нижнего бьефа вышерасположенной станции, что позволяет учесть в дальнейшем снижение напора и, как следствие, мощности. На небольшом по длительности интервале планирования величина снижения мощности, вследствие изменения подпора, может не играть существенной роли, однако при планировании на долгосрочную перспективу данная роль становится очевидной [3].

Гидрологическая связь подразумевает перераспределение расхода воды на каждой ступени благодаря возможности регулирования стока водохранилищ. При этом сток реки может быть снижен по причине изъятия водных ресурсов со стороны отдельных отраслей народного хозяйства, либо испарения с поверхности водохранилищ.

Гидроэнергетическая система каскадного типа входит в состав двух систем: энергетической и водохозяйственной, каждая из которых обеспечивает многие отрасли народного хозяйства. При этом ГЭС одновременно с другими электростанциями участвует в покрытии общей нагрузки энергосистемы в целом. Это заставляет рассматривать задачу оптимизации режима гидроэнергетической системы каскада как общесистемную, неразрывно связанную с особенностями энергетического производства и водохозяйственной деятельности [1].

Формирование режимов работы каскадных водохранилищ на крупных реках основан на принципе дискретности принятия решений, анализа складывающейся водохозяйственной обстановки и прогнозов приточности воды к створам гидроузлов. Процесс начала формирования режимов зависит от гидрологической фазы стока и начинается с импорта исходных данных о прогнозе бокового притока каждого водохранилища, анализа потребностей водопользователей и

наличия фактических телеметрических данных о водохранилище и гидроэлектростанции на начало периода расчета.

Прогнозы боковых притоков предоставляются уполномоченной организацией Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет) и задаются диапазоном от минимального до максимального значения. В работах [4,5,6] приводятся методы расчета и прогноза долгосрочных и краткосрочных притоков воды к водохранилищам. В частности, в модели [6] при прогнозе используется не только наземная, но и в том числе спутниковая информация о динамике площади снегового покрытия бассейна в период снеготаяния. Однако данные методики имеют существенные погрешности и при этом требуют наличия большого объема данных, некоторыми из которых владеет исключительно Росгидромет в рамках специфики своей деятельности. В связи с этим, наиболее качественным источником прогнозных данных является Росгидромет.

Расчеты режима работы энергетической системы каскада ГЭС проводятся в вариации от минимального до максимального прогнозного значения притока. Расчет, который в большей степени удовлетворяет интересы водользователей, а также не выходит за границы ограничений и допущений, предлагается для установления в качестве основного. При этом в процессе эксплуатации проводится постоянный контроль режима водохранилищ (контроль уровней, сбросных расходов и т.д.). Стоит отметить, что установленный режим работы гидроэнергетической системы может оперативно корректироваться. Данная особенность наблюдается в 2-х случаях:

- при существенном отличии фактического притока воды по сравнению с прогнозным;
- при оперативной корректировке прогноза притоков воды Росгидромет.

В водопотреблении различают: питьевое и коммунальное водоснабжение, разные виды промышленного водопотребления, разные виды орошения и др. Среди водопотребителей энергетической системы каскада ГЭС можно выделить 4 основных вида: гидроэнергетики, рыбное и сельское хозяйство, водный транспорт. Часть отраслей функционирует как распределенные по длине водохранилищ. Крупные водопотребители выделяются с привязкой к определенным створам водохранилищ [7].

Ключевой целью прохождения половодья является наполнение водохранилищ каскада не выше НПУ (нормального подпорного уровня). При этом при прогнозе высокого половодья предварительно осуществляется глубокая сработка водохранилищ каскада до минимально допустимых величин (УМО – мертвый объем водохранилища) с целью увеличения противопаводкового эффекта.

В маловодный период усилия направляются на обеспечение нужд водоснабжения потребителей, обеспечение санитарно-экологических расходов через створы гидроузлов

(приписываются в ПИВР водохранилищ), выполнение критических требований рыбного и сельского хозяйства, а также водного транспорта по обеспечению судоходных глубин.

Немаловажным фактором является обеспечение интересов экологии. Режим работы гидроэнергетической системы должен обеспечивать минимизацию вредного воздействия на окружающую среду.

При этом стоит отметить, что вне зависимости от водности, появление противоречивости интересов водопользователей зачастую приводит к необходимости ущемления тех или иных сторон.

По типу регулирования стока, гидроэлектростанции разделяются на следующие типы:

- ГЭС без регулирования стока;
- ГЭС суточного регулирования;
- ГЭС длительного (сезонного) регулирования;
- ГЭС многолетнего регулирования.

При этом гидроэнергетическая система может состоять как из гидроузлов одного типа регулирования, так и из различных типов.

ГЭС без регулирования стока работают по режиму водотока. Объем сбросных расходов на единицу времени равен объему приточности воды к створам гидроузла. При этом на данных ГЭС не устанавливаются никакие виды резерва системы. ГЭС суточного регулирования стока преобразуют, как правило, равномерный график приточности к створу согласно требованиям неравномерного суточного графика нагрузки. Для этого в некоторое время суток происходит накопление естественного стока в водохранилище, а затем его расходование в часы пиковых нагрузок. На ГЭС длительного регулирования (сезонного и многолетнего) есть возможность размещать различные виды резерва энергосистемы, в том числе нагрузочный и аварийный. На ГЭС многолетнего регулирования избыточный сток многоводных лет накапливается в водохранилище и сбрасывается в маловодные годы. Перераспределение стока между отдельными годами возможно только при глубоком многолетнем регулировании стока, при этом происходит и общее уменьшение колебаний годовой выработки энергии ГЭС [1].

Помимо этого, существует компенсирующий вид регулирования стока. В некоторых схемах использования энергии по ряду причин приходится располагать ГЭС ниже по течению на значительном расстоянии от регулирующего стока водохранилища (например, вышерасположенной по каскаду ГЭС). При этом между ГЭС и водохранилищем может существовать большой приток, неблагоприятно влияющий своей неравномерностью на зарегулированный сток. Неравномерность притока можно компенсировать соответствующими попусками из вышерасположенного водохранилища, имеющего для этого необходимый объем.

При такой схеме в период меженных расходов попуски из водохранилища увеличивают, а в период половодья уменьшают или прекращают [8].

В замыкающем створе каскада водохранилищ может быть выставлено требование выполнить гидрограф сбросного расхода определенной формы. Гидрограф сбросных расходов из замыкающего створа оценивается в отношении требований низовой реки. Форма такого гидрографа, как правило, представляет собой несколько «полок» сбросного расхода с линейными переходами между ними. Каждая «полка» имеет определенную цель регулирования [7].

Примером вышеописанного случая является заключительный створ Волжско-Камского каскада – Волгоградский гидроузел. Во время половодья сбросные расходы данного гидроузла характеризуются несколькими «полками»: «сельскохозяйственная» - затопление пойм и ильменей; «рыбохозяйственная» - для поддержания уровней воды в период нереста рыбы; «меженная» - поддержание водоснабжения. Помимо этого, существуют навигационные полки (Нижегородский гидроузел) предназначенные для поддержания навигационных глубин.

В заключении можно отметить, что на крупных реках часто применяется каскадная схема использования водных ресурсов (рисунок 1.1). Гидроэлектростанции каскада могут иметь как гидрологические и гидравлические связи друг с другом, так и энергетические и водохозяйственные. Схема данных взаимосвязей достаточно сложная, в связи с чем функционирование гидроэлектростанций не может рассматриваться изолированно. Каскад ГЭС может состоять из водохранилищ как одного, так и нескольких типов регулирования стока.

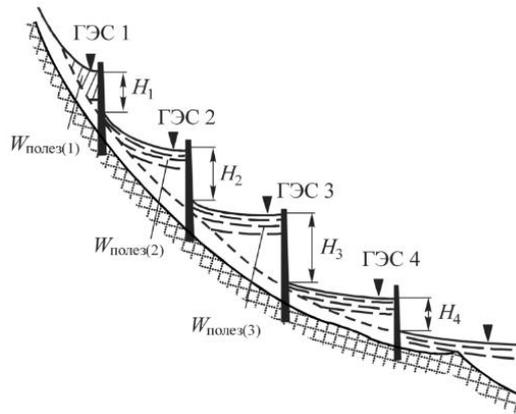


Рисунок 1.1. Каскадная схема расположения ГЭС

В каскаде осуществляется совместное регулирование стока воды исходя из интересов водопользователей, каждый из которых имеет хозяйственную и экономическую самостоятельность. Влияние функционирования гидроэнергетической системы на энергетические и водохозяйственные комплексы представлено в п.1.2 данной главы.

1.2. Влияние гидроэнергетической системы на энергетические и водохозяйственные комплексы

Водохранилища гидроэнергетической системы каскада, как уже отмечалось, обычно имеют комплексное назначение и регулирование стока подчинено удовлетворению требований всех участников. Гидроэлектростанции, работающие в энергетической системе, связаны между собой режимом электроснабжения потребителей и техническими связями по ЛЭП. Каскады ГЭС связаны по воде используемым водотоком [9].

Стоит отметить, что в любом гидроэнергетическом комплексе роль каждого гидроузла в различных ВХК неодинакова. Некоторые из них имеют ведущую энергетическую роль, некоторые сельскохозяйственную или иную. На некоторых каскадах гидроузлы имеют несколько ведущих ролей, которые нередко противоречат друг другу. В п.1.2.1 и 1.2.2 рассмотрено влияние функционирования каскада ГЭС на ключевые отрасли народного хозяйства.

1.2.1. Роль гидроэнергетического комплекса в работе ЕЭС России

Гидроэнергетика является одной из ключевых отраслей в электроэнергетике России. Общая установленная мощность гидроэлектростанций России составляет 48,5 ГВт или 20% от общей установленной мощности ЕЭС России. В 2017г. ГЭС выработали 178,3 млн. кВтч электроэнергии, или 17% от общего производства в стране [2].

Обладая высокими регулирующими возможностями, ГЭС и ГАЭС выполняют следующие функции в энергетической системе России:

- выработка электроэнергии;
- оперативный резерв;
- регулирование частоты электрического тока и покрытие переменной части графиков нагрузки;
- регулирование напряжения путем выработки реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора.

Использование гидроэнергетического потенциала крупных рек с помощью одной ГЭС чаще всего нецелесообразно по экологическим, техническим и экономическим причинам. На крупных реках наиболее характерным является сооружение крупных каскадов ГЭС, с крупными водохранилищами, обеспечивающими наиболее рациональное использование водных ресурсов.

Наиболее крупный каскад ГЭС на территории России представлен на реках:

- Ангара (Иркутская ГЭС – 662,4 МВт; Братская ГЭС – 4515 МВт; Усть-Илимская ГЭС – 3840 МВт, Богучанская ГЭС – 2997 МВт);
- Енисей (Саяно-Шушенская ШЭС – 6400 МВт; Майнская ГЭС – 321 МВт; Красноярская ГЭС – 6000 МВт);

- Волга (Иваньковская ГЭС – 28,8 МВт; Угличская ГЭС – 120 МВт; Рыбинская ГЭС – 356,4 МВт; Нижегородская ГЭС – 520 МВт; Чебоксарская ГЭС – 1374 МВт; Жигулёвская ГЭС – 2456,5 МВт; Саратовская ГЭС – 1403,78 МВт; Волжская ГЭС – 2660,5 МВт);
- Кама (Камская ГЭС – 552 МВт; Воткинская ГЭС – 1035 МВт; Нижнекамская ГЭС – 1205 МВт) [15].

Стоит отметить, что вышеописанные 4 каскада гидроэлектростанций играют одну из ключевых ролей в надежном и бесперебойном функционировании энергетической системы России.

Ангаро-Енисейский каскад ГЭС расположен на территориях 3-х регионов России: Иркутская область, Красноярский край и республика Хакасия. Гидроэлектростанции каскада являются ключевыми узлами Единой энергетической системы Центральной Сибири, работают в единой энергосистеме Сибири в компенсационном, взаимозависимом режиме. Каскад удален от Центральной Европейской части России и, в отличие от Волжско-Камского каскада, имеет значительно меньше водохозяйственных потребителей.

В Сибири, где совокупная доля ГЭС в структуре установленной мощности энергосистем приближается к 50%, функциональная роль ГЭС заключается в выполнении роли основного производителя электроэнергии. Именно на развитие ГЭС как опорной инфраструктуры территорий была сделана ставка при разработке программ экономического развития Сибирского региона.

Энергетическая система в рамках данной работы исследуется на примере Волжско-Камского каскада ГЭС. Данный каскад является одним из крупнейших каскадов ГЭС в мире. Каскад расположен на территориях 18-ти регионов России: Тверская область, Московская область, Ярославская область, Вологодская область, Нижегородская область, Костромская область, Ивановская область, Республика Марий Эл, Чувашская Республика, Пермская область, Удмуртская Республика, Республика Татарстан, Республика Башкортостан, Ульяновская область, Самарская область, Саратовская область, Волгоградская область, Ростовская область. На ГЭС каскада наблюдается высокая степень зарегулированности речного стока. Данное обстоятельство связано с наличием крупных водохранилищ, которые эксплуатируются в рамках суточного, недельного и сезонного регулирования.

Река Белая является боковым притоком Нижнекамского водохранилища, в связи с чем Павловскую и Юмагузинскую ГЭС, расположенных в Республике Башкортостан, можно включить в состав Волжско-Камского каскада.

ГЭС каскада играют ключевую роль в работе Единой энергетической системы России. В результате сооружения ГЭС произошло объединение главных энергосистем Европейской части в Единую энергетическую систему (ЕЭС) [16].

Электроснабжение местных (региональных) потребителей на ГЭС осуществляется на напряжении 220 кВ. С объединенными энергетическими системами гидроэлектростанции связаны линиями электропередач 500 кВ.

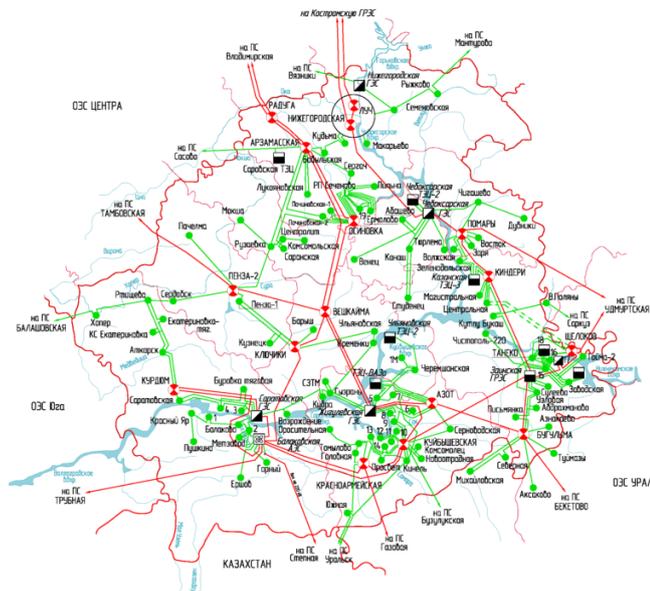


Рисунок 1.2. Карта-схема размещения линий электропередач напряжением 220 и 500 кВ и электростанций ОЭС Средней Волги

ГЭС каскада имеют высокую маневренность, в связи с чем на них возложено покрытие наиболее неравномерных пиковых частей графиков электрической нагрузки, а также функции аварийного резерва мощности и автоматического регулирования частоты и перетоков.

В работе [14] представлены основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы.

Таким образом, для обеспечения надежной и бесперебойной работы объединенных энергетических систем России необходимо в рамках суточного регулирования обеспечивать на ГЭС каскада достаточный диапазон автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности. При этом в рамках сезонного регулирования обеспечивать максимизацию выработки в пиковые периоды потребления электроэнергии, а в периоды минимального потребления минимизировать вплоть до нулевой выработки.

В отличие от Ангаро-Енисейского каскада, Волжско-Камский каскад ГЭС находится в Центральной Европейской части России, где проживает большинство населения страны. Данное обстоятельство привело к появлению значительного количества потребителей водных ресурсов водохозяйственного комплекса. При этом особое внимание уделяется вредному воздействию гидроэнергетического комплекса на окружающую среду. Зачастую экологические и водохозяйственные интересы противоречат интересам энергетической системы.

В Советский период вышеописанная проблематика была реализована путем оптимизации режимов гидроэнергетической системы по критериям: максимума выработки гидроэнергии, минимального расхода топлива на тепловых электростанциях и прочее. С появлением рыночных взаимоотношений модели Советского периода потеряли актуальность. При этом, к сожалению, в настоящее время к решению задач комплексного удовлетворения потребностей энергетического, экологического и водохозяйственного комплекса уделяется не столь пристальное внимание.

1.2.2. Роль гидроэнергетического комплекса в работе водохозяйственного комплекса

Работа каскадных гидроэлектростанций не ограничивается интересами исключительно энергетических систем, оно имеет многоцелевое использование. В рамках деятельности каскада ГЭС должны быть обеспечены интересы следующих систем: экологии, сельского хозяйства, коммунального и промышленного водоснабжения, речного транспорта (грузового и пассажирского), рыбного хозяйства и др.

Интересы рыбного хозяйства заключаются в поддержании водохранилищ гидроэнергетической системы в период нереста рыбы на одном уровне без значительных колебаний внутри периодов. При этом в зимнее время с целью недопущения замора рыбы, рыбное хозяйство заинтересовано в поздней (ближе к половодью) сработке водохранилищ.

Интересы сельского хозяйства ограничиваются отбором воды из водохранилищ с целью орошения плодородных земель. Уровень воды на верхнем и нижнем бьефах гидроузлов должен обеспечивать непрерывную работу насосных систем орошения.

К тому же одной из особенностей эксплуатации ГЭС Волжско-Камского каскада в период половодья является осуществление 2-х попусков воды (сельскохозяйственный и рыбохозяйственный) в нижний бьеф Волгоградской ГЭС. Данные попуски характеризуются необходимостью сброса значительных объемов воды, что в свою очередь обеспечивается при значительных холостых сбросах воды со стороны Волгоградского гидроузла [17].

Сельскохозяйственный попуск обеспечивает обводнение Волго-Ахтубинской поймы. Наиболее существенной особенностью ее гидрологии является режим попусков половодных расходов из Волгоградского водохранилища. Выход полых вод на пойму благоприятен тем, что способствует обогащению почв плодородным наилком, увлажняет сенокосы и дубравы, создает запасы оросительной воды в местной гидрографической сети и образует обширные акватории для нереста и нагула рыбы [13].

Речной транспорт (грузовой и пассажирский) имеет ограничения по уровням воды на верхнем и нижнем бьефах гидроузлов, а также по среднесбросным расходам через створы ГЭС для осуществления безопасного шлюзования судов. Дополнительным ограничением является

отметка навигационного уровня, ниже которого в период навигации водохранилище не может срабатываться, а в период половодья должно наполняться в кратчайшие сроки.

Ограничения по коммунальному и промышленному водоснабжению предъявляются в части обеспечения уровня воды в водохранилище выше минимальной отметки водозаборов. К тому же на каждом гидроузле в зависимости от его характеристики и гидрологии стока определяются среднесуточные минимальные попуски воды.

Стоит отметить, что вышеописанные требования водохозяйственных систем могут предъявляться не только к гидроэнергетической системе каскада в целом, но также и индивидуально к каждой ГЭС.

Таким образом, эксплуатация гидроэнергетической системы каскада ГЭС комплексного назначения, обслуживающие энергетические, экологические и водохозяйственные системы, имеет сложную форму удовлетворения интересов обеих сторон.

В соответствии с ст. 45 Водного кодекса Российской Федерации для каждого гидроузла разрабатываются «Основные правила использования водных ресурсов» (далее ПИВР) водохранилища. Данный документ в том числе регламентирует порядок распределения водных ресурсов водохранилища между его потребителями (как энергетического, так и водохозяйственного направления). При этом ПИВР описывает эксплуатацию индивидуального водохранилища, не учитывая каскадную взаимосвязь гидроэлектростанций.

В настоящее время отсутствует практика составления правил эксплуатации комплекса каскада ГЭС. Наличие индивидуальных для каждого водохранилища ПИВР не позволяет решать задачи комплексного оптимального распределения водных ресурсов между потребителями энергетических и водохозяйственных комплексов с учетом интересов экологии. Требования каждого участника не определяются из условий водности стоков воды. Данное обстоятельство год от года все больше обостряет противоречия между участниками водохозяйственной деятельности, что в свою очередь приводит как к ухудшению режима работы гидроэнергетического комплекса ЕЭС России, так и к ухудшению экологической и экономической обстановки водохозяйственного комплекса.

Противоречивые взгляды усугубляются при появлении маловодного речного стока, при котором для тех или иных участников вводятся ограничения на потребление водных ресурсов.

1.2.3. Влияние гидроэнергетического комплекса на окружающую среду

В работах [10-12] отражено влияние эксплуатации гидроэлектростанций на окружающую среду. Описываются ключевые положительные и негативные влияния возведения плотин на территории России.

Стоит отметить, что вышеописанные интересы рыбного и сельского хозяйства, обеспечение качественного коммунального и промышленного водоснабжения и многое другое является неотъемлемой частью экологических интересов. Недопущение замора рыбы в водохранилищах в зимнее время, осуществление благоприятного нереста без значительных колебаний уровня водоемов, обеспечение отборов воды из водохранилищ для нужд орошения земель, осуществление сельскохозяйственного (с целью обводнения Волго-Ахтубинской поймы) и рыбохозяйственного попуска (с целью обеспечения благоприятного нереста рыбы) воды в нижний бьеф Волгоградской ГЭС является одной из ключевых позиций представителей региональных министерств и ведомств экологии при формировании среднесрочных режимов работы гидроэнергетической системы каскада ГЭС.

К тому же стоит отметить, что некорректная эксплуатация гидроэнергетической системы может привести к тяжелой санитарно-гигиенической обстановке в водоемах. В частности ненормативность качества воды отрицательно влияет на сельхозкультуры поливных земель, склонных к накоплению ряда токсичных элементов и соединений. Хороший прогрев мелководий может привести к бурному развитию водной растительности, зарастанию и к повторному загрязнению и эвтрофикации водоема под воздействием продуктов разложения биомассы. Отмирание и разложение сине-зеленых водорослей, особенно на мелководьях, негативно сказывается на органолептике воды, обуславливает появление токсинов, неблагоприятных для человека и ихтиофауны.

В части рыбохозяйственного использования существуют риски заболачивания, что отражается на повышении смертности рыбной молоди, ухудшению видового разнообразия и продуктивности ихтиофауны. Маловодья, обмеление и пересыхания пойменных озер, отражается на снижении промысловой добычи водных биоресурсов. Данная особенность способствует деградации структуры рыбного стада. Негативное соотношение больших по площади нерестилищ и малых нагульных площадей приводит к гибели молоди и вытеснению промысловых рыб малопродуктивными видами.

При этом прогноз увеличения внутреннего валового продукта в стране и перспективы развития промышленного, сельскохозяйственного производства с сохранением загрязнения стока не позволяет рассчитывать в ближайшем будущем на снижение поступления загрязняющих веществ с талыми и дождевыми водами.

В связи с этим при формировании режимов работы гидроэнергетической системы каскада ГЭС крайне важно учитывать требования экологии.

1.3. Задача оптимизации среднесрочных режимов работы гидроэнергетической системы

Решению задач оптимизации режимов работы гидроэнергетической системы каскада в научной среде традиционно уделялось достаточное внимание. Наиболее популярными из них являлись модели, основанные на критерии оптимизации принятым по максимуму суммарной выработки электроэнергии гидроэлектростанциями либо минимуму суммарного по всем тепловым электростанциям энергосистемы расхода условного топлива или минимума эксплуатационных затрат по системе. В п.1.3.1. и 1.3.2. подробно рассмотрены существующие модели оптимизации по вышеописанным критериям.

1.3.1 Оптимизация режимов по критерию максимума выработки электроэнергии

Рассмотрим пример модели оптимизации, основанной на поиске режимов сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, максимизирующей суммарную выработку электроэнергии системы каскадов ГЭС за расчетный период

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{ГЭСij}(x) k_{сут\ ij} \Delta t_i \rightarrow \max \quad (1.1)$$

и удовлетворяющий заданной системе ограничений:

- по объемам (уровням) каждого водохранилища

$$Z_{вб\ min\ ij} \leq Z_{вб\ ij}(x) \leq Z_{вб\ max\ ij} \quad (1.2)$$

- по расходам воды в нижний бьеф каждой ГЭС

$$Q_{вб\ min\ ij} \leq Z_{нб\ ij}(x) \leq Z_{нб\ max\ ij} \quad (1.3)$$

- по расходам воды из каждого водохранилища

$$Q_{в\ min\ ij} \leq Q_{в\ ij}(x) \leq Q_{в\ max\ ij} \quad (1.4)$$

- по суммарной мощности всех ГЭС в каждом интервале

$$\sum N_{\text{гэс min } i} \leq \sum N_{\text{гэс } i}(x) \leq \sum N_{\text{гэс max } i} \quad (1.5)$$

- по суммарной пиковой мощности всех ГЭС в каждом интервале

$$\sum N_{\text{гэс.пик min } i} \leq \sum N_{\text{гэс.пик } i}(x) \quad (1.5)$$

$x = \{x_{ij}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}\}$ – вектор независимых переменных, в качестве которых взяты расходы воды из водохранилищ $Q_{в ij}$, умноженный на масштабные множители $\Delta t_i H_{ср j}$; Δt_i – длительность i -го расчетного интервала, ч; $H_{ср j}$ – средний за расчетный период напор, на котором используется сток водохранилища j -й ГЭС с учетом прохождения его по нижним ступеням каскада; min и max – соответственно означают минимально и максимально допустимые значения режимных параметров ГЭС; $k_{\text{сут } ij}$ – коэффициент суточного регулирования j -й ГЭС в i -м интервале.

Сформулированная задача (1.1) относится к классу задач нелинейного программирования с линейными и нелинейными ограничениями в форме равенств и неравенств. Нелинейными ограничениями относительно переменных x являются ограничения (1.5) и (1.6).

Задача (1.1) решается с помощью метода проекции градиента. Алгоритм проектирования точки на поверхность ограничений основан на методе наискорейшего спуска.

Помимо положительных факторов данной модели, существуют следующие явные недостатки:

- минимальное количество ограничений. В модель не включены все требования водохозяйственных, экологических и энергетических систем;
- задача имеет однокритериальную оптимизацию по энергетической составляющей. При этом не учитываются критерии водохозяйственных систем, включая экологических. Решение подобного рода задач должно основываться на многокритериальной основе.
- критерий оптимальности по максимизации выработки электроэнергии частично обеспечивает интересы собственников ГЭС, так как не учитываются особенности функционирования ГЭС на оптовом рынке электроэнергии. При этом данный критерий минимально учитывает интересы функционирования энергетической системы, так как не распределяет выработку по интервалам (недели, месяц, квартал) исходя из потребности гидроэлектроэнергии в ЕЭС России (в определенные периоды возможна потребность в минимизации выработки электроэнергии).

Таким образом, настоящая модель потеряла актуальность, так как не обеспечивает интересы, как водохозяйственных комплексов, так и энергетических.

1.3.2 Оптимизация режимов по критерию минимума расхода условного топлива на ТЭС

Модель оптимизации с критерием оптимальности по минимуму суммарного по всем ТЭС энергосистемы расхода условного топлива имеет ту же однокритериальную особенность, что и предыдущий пример.

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{\gamma=1}^r B_{i\gamma} \rightarrow \min \quad (1.6)$$

и удовлетворяющий заданной системе ограничений.

В систему ограничений помимо (1.2) – (1.4) включаются следующие дополнительные ограничения:

- по балансу мощностей в энергосистеме

$$\sum_{\gamma=1}^r P_{i\gamma}^{II} + \sum_{j=1}^m N_{гэс\ i\gamma}^{II} - \sum_{\gamma=1}^r P_{н\ i\gamma}^{II} - \pi_i^{II} = 0 \quad (1.7)$$

$$\sum_{\gamma=1}^r P_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N_{гэс\ i\gamma} - \sum_{\gamma=1}^r P_{н\ i\gamma} - \pi_i = 0 \quad (1.8)$$

$$\sum_{\gamma=1}^r P_{i\gamma}^I + \sum_{j=1}^m N_{гэс\ i\gamma}^I - \sum_{\gamma=1}^r P_{н\ i\gamma}^I - \pi_i^I = 0 \quad (1.9)$$

- по предельным мощностям ГЭС и ТЭС

$$P_{\min\ i\gamma}^{II} \leq P_{i\gamma}^{II} \leq P_{\max\ i\gamma}^{II}$$

$$P_{\min\ i\gamma}^I \leq P_{i\gamma}^I \leq P_{\max\ i\gamma}^I$$

$$N_{гэс\ \min\ ij}^{II} \leq N_{гэс\ ij}^{II} \leq N_{гэс\ \max\ ij}^{II}$$

$$N_{гэс\ \min\ ij}^I \leq N_{гэс\ ij}^I \leq N_{гэс\ \max\ ij}^I$$

- по предельным перетокам по контролируемым ВЛ

$$P_{л\ \min\ il}^{II} \leq P_{л\ il}^{II} \leq P_{л\ \max\ il}^{II}$$

$$P_{л\ \min\ il}^I \leq P_{л\ il}^I \leq P_{л\ \max\ il}^I$$

Приняты следующие обозначения: $P_{ni}^{II}, P_{ni}, P_{ni}^I$ – максимальная, средняя и минимальная нагрузка объединенной энергосистемы в i -м интервале; $P_{iy}^{II}, P_{iy}, P_{iy}^I$ – аналогичные нагрузки ТЭС ($y = \overline{1,r}$); $N_{гэс ij}^{II}, N_{гэс ij}, N_{гэс ij}^I$ – аналогичные нагрузки j -й ТЭС ($j = \overline{1,m}$); $P_{li}^{II}, P_{li}, P_{li}^I$ – аналогичные потоки мощности по l -й ВЛ ($l = \overline{1,L}$); π – потери мощности в сетях.

Поставленная задача решается методом проекции градиента. Для проектирования точек на поверхности ограничений используется модифицированный алгоритм Хилдрета, который имеет некоторые преимущества по сравнению с другими алгоритмами проектирования для задач большей размерности.

В работе [18] задача по критерию минимума суммарных издержек на топливо для производства электроэнергии на тепловых электростанциях решается методом динамического программирования. По мнению автора использование данного метода позволило: упростить общую задачу планирования за счет разбиения на несколько более простых оптимизационных задач; получить в результате решения не только оптимальные значения искомым величин, но и инструмент для быстрого и простого перерасчета оптимального долгосрочного режима в случае изменения гидрологических условий и др.

В работе [9] в качестве критерия оптимальности определен минимум эксплуатационных затрат по системе I_c . В данной работе предполагается, что система состоит из J гидравлических и K тепловых электростанций, режимы которых подлежат оптимизации. Критерием оптимальности являются эксплуатационные затраты по системе I_c . Приводятся уравнения математической модели:

Уравнение цели: представлено при использовании в качестве критерия издержек на топливо:

$$I_c = \sum C_t V_t (P_{ТЭС,t}) \Delta \tau_t, \quad (1.10)$$

где $V(P_{ТЭС})$ – расходная характеристика эквивалентных ТЭС системы; C – цена единицы топлива, расходуемого на ТЭС; $T = 1, 2, \dots, m$ – номер расчетного интервала времени длительностью $\Delta \tau_t$.

Далее преобразуется уравнение цели и вводится в него параметр, характеризующий режим ТЭС и водохранилища. Мощность J -й ТЭС в любой момент времени t определяется по формуле:

$$P_{гэс,jt} = 9,81 \mu_{jt} Q_{jt} H_{jt}, \quad (1.11)$$

а расход ТЭС

$$Q_{jt} = Q_{\text{быт},jt} \pm Q_{\text{в},jt}, \quad (1.12)$$

т.е. расход определяется бытовой приточностью и расходом регулирования водохранилища.

В любой момент времени t периода T мощность всех ТЭС системы, режим которых оптимизируется, определяется по следующему балансовому соотношению мощностей в системе:

$$P_{\text{ТЭС } t} = P_{\text{с } t} - \sum P_{\text{ГЭС},jt} + \pi_t, \quad (1.13)$$

где $P_{\text{с } t}$ – заданные нагрузки системы; π_t – потери мощности в сети.

Используя (1.11) и (1.12), формируется уравнение цели, в которое входит величина $Q_{\text{в}}$, определяющая режим водохранилища, т.е.

$$И_c = \sum C_t V_t [P_{\text{с } t} - \sum 9,81 \mu_{jt} (Q_{\text{быт},jt} \pm Q_{\text{в},jt}) H_{jt} + \pi_t] \Delta \tau_t \rightarrow \min. \quad (1.14)$$

Параметром регулирования предлагаются также сток водохранилища и уровни верхнего бьефа, что учтено в (1.12).

Уравнения связи:

- балансовые уравнения мощности

$$P_{\text{ТЭС } t} = P_{\text{с } t} - \sum P_{\text{ГЭС},jt} + \pi_t$$

- балансовые уравнения стока на каждой ГЭС

$$\sum W_{\text{НБ},jt} - (\sum W_{\text{быт},jt} \pm \sum W_{\text{в } jt} - \sum W_{\text{п } jt}) = 0 \quad (1.15)$$

где $W_{\text{НБ},jt}$ – сток в нижнем бьефе ГЭС; $W_{\text{быт},jt}$ – бытовой сток в створе ГЭС; $W_{\text{п } jt}$ – потери стока.

Уравнения ограничений:

- по мощностям ГЭС и ТЭС, которые задаются для каждой станции,

$$P_{\text{ГЭС } jt \text{ min}} \leq P_{\text{ГЭС } jt} \leq P_{\text{ГЭС } jt \text{ max}},$$

$$P_{\text{ТЭС } t \text{ min}} \leq P_{\text{ТЭС } t} \leq P_{\text{ТЭС } t \text{ max}};$$

- по уровням бьефов. Для гидростанций с годовым и сезонным регулированием стока

$$Z_{вб\ j\ t\ max} = Z_{нпу\ j}, Z_{вб\ j\ t\ min} = Z_{умо\ j}$$

где $Z_{нпу}$, $Z_{умо}$ – соответственно нормально подпертый уровень и уровень мертвого объема водохранилища. Ограничения уровней нижнего бьефа определяются комплексным использованием водных ресурсов гидроузла.

Вышеописанная задача является задачей нелинейного программирования. Для ее решения в [9] применяются следующие методы: покоординатного спуска, градиентные, наискорейшего спуска, динамического программирования и др.

Ключевыми недостатками вышеописанных 2-х моделей являются:

- критерий оптимальности по минимизации расхода условного топлива на всех ТЭС энергосистемы, либо минимума эксплуатационных затрат в системе потерял актуальность в виду возникновения приватизированных генерирующих компаний после реорганизации РАО ЕЭС России. Возникновение конкурентной среды между генерирующими компаниями противоречит условиям существующего критерия. К тому же в модели не учитываются суммарный технологический и технический минимум включенного генерирующего оборудования ТЭС энергосистемы;

- минимальное количество ограничений. В модель не включены все требования водохозяйственных, экологических и энергетических систем;

- задача имеет однокритериальную оптимизацию по энергетической составляющей. При этом не учитываются критерии водохозяйственных систем, включая экологических. Решение подобного рода задач должно основываться на многокритериальной основе.

К тому же стоит отметить работы [7,15,19] в которых предпринимались попытки разработки комплексных методик анализа и оценки рациональных режимов работы каскадных гидроузлов. Однако данные работы выполнялись либо для каскада, который состоит из небольшого количества гидроузлов, либо модели имеют сложную практическую реализацию.

Таким образом, представленные 3 модели оптимизации не учитывают в достаточной степени:

- экологические интересы по минимизации воздействия гидроэнергетического комплекса каскада ГЭС на окружающую среду;
- интересы единой энергетической системы по интервальному распределению выработки электроэнергии каскадом ГЭС в зависимости от ее потребности в энергосистеме;
- водохозяйственные интересы (ограничения по отметкам на водомерных постах, по уровням нижнего бьефа гидроузлов и т.д.)

- интересов собственников ГЭС, так как не учитываются особенности функционирования оптового рынка электроэнергии.

В связи с этим ставится задача моделирования и оптимизации режимов работы гидроэнергетического комплекса, которая будет учитывать все существующие вышеописанные недостатки. На основании разработанной оптимизационной методики ставится задача реализации программного комплекса «Энергетическая система каскада ГЭС» для Волжско-Камского каскада ГЭС.

1.4. Задача внутростанционной оптимизации краткосрочных режимов работы ГЭС

Задача оптимального планирования краткосрочной (суточной) нагрузки ГЭС формулируется в разных постановках. Задачи совместной оптимизации систем ГЭС-ТЭС рассмотрены в работе [20]. В этих задачах требуется найти суточный (почасовой) режим мощностей ГЭС и ТЭС (совместно или раздельно), при котором минимизируется расход топлива на тепловых станциях.

Рассмотрим задачу совместной оптимизации краткосрочного режима ГЭС и ТЭС, работающих в составе объединенной энергосистемы. Энергосистема представлена эквивалентной электрической схемой. Учитываются потери энергии и ограничения по перетокам в электрической сети. Гидроэлектростанции могут располагаться в одном или нескольких каскадах. Расчетным периодом является суточный или недельный период. Задача решается в дискретной постановке, расчетный период разбит на дискретные часовые интервалы. Рассматриваемая модель является однокритериальной, в качестве критерия оптимальности принят минимум расхода условного топлива. Напоры на ГЭС принимаются постоянными в течение всего цикла регулирования.

По ГЭС учитываются интегральные ограничения в форме заданного на расчетный период расхода воды через ГЭС или выработки энергии ГЭС. Приняты следующие основные обозначения: i - номер расчетного интервала; j - номер ГЭС; $Z_{вбi,j}$, $Z_{нбj}$, $W_{i,j}$ - соответственно уровни верхнего, нижнего бьефов ГЭС и объем водохранилища на начало i -го интервала; $Q_{вi,j}$, $Q_{нбi,j}$, H_i , $N_{гэсi,j}$ - соответственно средние в i -м интервале расходы из водохранилища и в нижний бьеф, напоры, мощности ГЭС; Δt_i - длительность интервала; m - число ГЭС; n - число интервалов; $P_{i,j}$ - мощность ТЭС в j -м узле (в узлах электрической схемы для $j = \overline{1,m}$ располагаются ГЭС, в узлах $j=(m+1), \dots, (m+r)$ располагаются ТЭС); $P_{нi,j}$ - нагрузка j -го узла в i -м интервале; $P_{лi,l}$ - поток мощности по l -й линии в i -м интервале (всего линий $l = \overline{1,L}$; $\sigma_{i,j}$ - относительный прирост потерь в сетях; π_i - потери в сетях в i -м интервале.

В качестве независимых переменных берутся часовые мощности ГЭС и эквивалентных ТЭС $P_{i,j}$. Через $x = \{x_{ij}, j = \overline{1,n}, j = \overline{1,(m+r)}\}$ обозначен вектор независимых переменных $x_{ij} =$

$N_{гэсij}; j = \overline{1, m}; x_{ij} = P_{ij}; j = \overline{(m+1), (m+r)}$. Требуется найти режим мощностей ГЭС и ТЭС, минимизирующий суммарный расход топлива на тепловых станциях за расчетный период

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m+r} f_i(x_{i,j}) \Delta t \rightarrow \min \quad (1.16)$$

и удовлетворяющий заданной системе ограничений:

- по балансу активных мощностей в энергосистеме:

$$\varphi(x) = \sum_{j=1}^m N_{гэсij} + \sum_{j=m+1}^r P_{i,j} - \sum_{j=1}^{m+r} P_{ni,j} - \pi_i = 0; i = \overline{1, n}; \quad (1.17)$$

- по мощностям ГЭС и ТЭС:

$$N_{гэсmin ij} \leq N_{гэсij} \leq N_{гэсmax ij}; i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m}; \quad (1.18)$$

$$P_{min ij} \leq P_{ij} \leq P_{max ij}; i = \overline{1, n}; j = \overline{(m+1), (m+r)}; \quad (1.19)$$

- по перетокам по контролируемым линиям:

$$P_{л min ij} \leq P_{л ij} \leq P_{л max ij}; i = \overline{1, n}; l = \overline{1, L}; \quad (1.20)$$

- по скорости набора нагрузок ТЭС:

$$\Delta P_{min i,j} \leq (P_{ij} - P_{(i-1)j}) \leq \Delta P_{max i,j}; i = \overline{1, n}; j = \overline{(m+1), (m+r)}; \quad (1.21)$$

- по заданному среднему за расчетный период расходу воды через каждую ГЭС:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{гэс i,j}; j = Q_{гэс i,j}; j = \overline{1, m}; \quad (1.22)$$

Вместо последнего ограничения может быть ограничение по мощностям ГЭС:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n N_{гэс i,j}; j = N_{гэс i,j}; j = \overline{1, m}; \quad (1.23)$$

Задача решается методом проекции градиента на основе выпуклых расходных характеристик ГЭС. В качестве алгоритма проектирования точки на поверхность ограничений взят метод наискорейшего спуска при оперировании с двойственными переменными.

Используется следующая исходная информация:

1. эквивалентная схема электрической сети;
2. характеристики ГЭС для заданных напоров ГЭС (расходная и относительных приростов), аппроксимированные полиномами;
3. характеристики относительных приростов эквивалентных ТЭС $b_{i,j}(P_{i,j})$, заданные кусочно-линейной аппроксимацией (малозначащие поправки к $b_{i,j}$ рассмотренные в [20 - 22], не учтены; при необходимости учет их несложен);
4. матрицы сетевых коэффициентов для расчета относительных приростов потерь в сети и перетоков по контролируемым линиям;
5. прогнозируемые графики электропотребления;
6. предельные значения параметров, отвечающие заданной системе ограничений.

В современных экономических условиях гидростанции могут планировать суточную нагрузку, исходя только из своих экономических интересов. Такая задача рассмотрена в работах [23,24]. В этих работах ставилась задача расчета суточного режима ГЭС, при котором доход от реализации электроэнергии в условиях дифференцированной цены на электроэнергию будет максимальным. Недостатком этой работы является отсутствие методов адаптации используемой модели к изменяющимся характеристикам агрегатов и гидродинамическим условиям, что снижает точность прогноза.

1.5. Анализ ключевых проблем формирования режимов работы гидроэнергетических систем

В настоящее время отсутствует эффективная модель эксплуатации гидроэнергетической системы каскада ГЭС, которая позволяет в равной доле учитывать интересы всех водопользователей. Наличие индивидуальных для каждого водохранилища ПИВР не позволяет решать задачи оптимального распределения стока между гидроузлами, которое сводится к компромиссному удовлетворению требований участников ВХК. Данное обстоятельство год от года все больше обостряет противоречия между водопользователями, что в свою очередь приводит как к ухудшению энергетической эффективности работы ГЭС в ЕЭС России, так и к ухудшению эффективности работы водохозяйственного комплекса.

Существующие методы оптимизации режимов работы гидроэнергетических систем либо потеряли актуальность, либо удовлетворяют интересы отдельного определенного круга водопользователей. Оптимизационная модель должна учитывать интересы всех водопользователей водных ресурсов. При этом очевиден тот факт, что в зависимости от всевозможных условий (времени года, водности и др.) количество требований

водопользователей может меняться как в большую, так и в меньшую сторону. Таким образом, на лицо оптимизационная задача, с неопределенным количеством критериев оптимальности.

К тому же настоящий этап развития энергетики характеризуется большей свободой электрических станций: нет РАО ЕЭС, нет жесткой привязки к тепловым станциям (ТЭС), появился оптовый рынок электроэнергии, в связи с чем возникают новые задачи краткосрочной (суточной) оптимизации режимов работы гидроэлектростанций в условиях адаптации используемой модели к постоянному контролю за комбинаторным рассогласованием лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса поворотно-лопастных гидротурбин.

Помимо этого, со стороны водопользователей возрастают требования к точности расчетной модели. В первую очередь речь идет об адаптации математической модели к изменяемым в процессе времени характеристикам, а также быстрдействию и точности работы алгоритмов программных комплексов.

Выводы по главе 1

1. На крупных реках часто применяется каскадная схема использования водных ресурсов. Гидроэлектростанции энергетической системы каскада могут иметь как гидрологические и гидравлические связи друг с другом, так и энергетические и водохозяйственные. Схема данных взаимосвязей достаточно сложная, в связи с чем функционирование гидроэлектростанций не может рассматриваться изолированно. Гидроэнергетическая система может состоять из водохранилищ как одного, так и нескольких типов регулирования стока.

2. В гидроэнергетической системе осуществляется совместное регулирование стока воды исходя из интересов водопользователей, каждый из которых имеет хозяйственную и экономическую самостоятельность. Влияние функционирования каскада ГЭС на энергетические и водохозяйственные комплексы описано в п.1.2 данной главы.

3. Решению задач оптимизации режимов работы гидроэнергетического комплекса в научной среде традиционно уделялось достаточное внимание. Наиболее популярными из них являлись модели, основанные на критерии оптимизации принятым по максимуму суммарной выработки электроэнергии гидроэлектростанциями либо минимуму суммарного по всем тепловым электростанциям энергосистемы расхода условного топлива или минимума эксплуатационных затрат по системе. В п.1.3 данной главы подробно рассмотрены существующие модели оптимизации по вышеописанным критериям.

4. Определены ключевые проблемы формирования режимов работы гидроэнергетических комплексов: отсутствие эффективной модели эксплуатации энергетической системы каскада ГЭС, которая позволяет в равной доле учитывать интересы всех

водопользователей, а также отсутствие модели оптимизации краткосрочных (суточных) режимов работы гидроэлектростанций, учитывающей наличие оптового рынка электроэнергии и функционирующей в условиях адаптации используемой модели к изменяющимся характеристикам генерирующего оборудования и гидродинамических условий.

5. В зависимости от всевозможных условий (времени года, водности и др.) количество целевых функций оптимизационной модели гидроэнергетической системы может меняться как в большую, так и в меньшую сторону. Таким образом, на лицо многокритериальная оптимизационная задача, с неопределенным количеством критериев оптимальности.

2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ФОРМИРОВАНИЯ СРЕДНЕСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В рамках данной главы реализованы следующие задачи:

- описание объекта моделирования энергетической системы на примере Волжско-Камского каскада;
- разработка математической модели энергетической системы с описанием структуры функционирования каскада;
- разработка методики оптимизации режимов функционирования энергетической системы каскада ГЭС в условиях обеспечения интересов энергетических и водохозяйственных систем;
- реализация алгоритма расчета режимов функционирования гидроэнергетического комплекса. Проведен пример расчета режимов функционирования каскада ГЭС.

2.1. Описание объекта моделирования гидроэнергетического комплекса

Модель функционирования гидроэнергетического комплекса проводится на примере Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций, который расположен на р. Волга и ее притоке р. Кама. Волжско-Камский каскад ГЭС - один из крупнейших в мире каскадов ГЭС на р. Волге и её притоке р. Каме. Выработка электроэнергии гидроэлектростанциями каскада превышает 37 млрд. квтч в год. Каскад состоит из 8-ми крупных ГЭС на Волге: Ивановской, Угличской, Рыбинской, Горьковской, Чебоксарской, Жигулевской, Саратовской и Волжской и 3-х ГЭС на Каме – Камской, Воткинской и Нижнекамской (рисунок 2.1). Строительство каскада позволило обеспечить потребности Единой энергетической системы России в качественной электроэнергии, улучшить условия судоходства и обеспечить орошение прилегающих земель. Крупномасштабный характер преобразования Волги оказало серьезное воздействие на сферы жизни регионов Волжского бассейна [16].

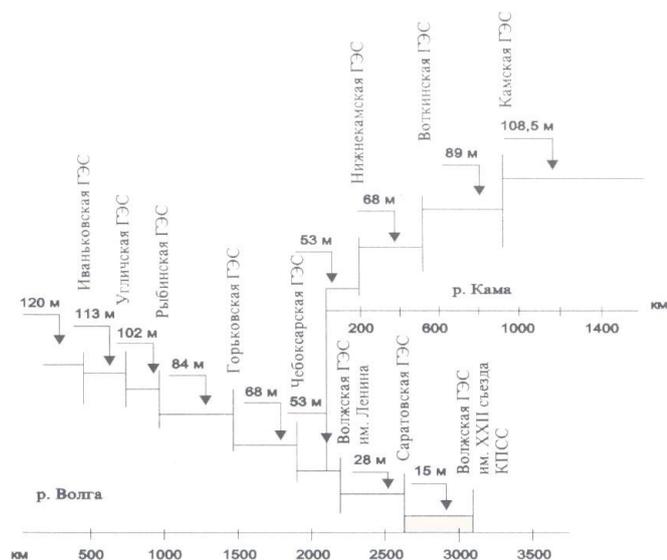


Рисунок 2.1. Схема Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций

Река Волга при ее длине от истока до устья 3 531 км занимает первое место по протяженности в Европе. Она берет начало на Валдайской возвышенности у села Волговерховье (228 м над уровнем моря) и впадает в Каспийское море на отметке 28 м ниже уровня моря. Общее падение реки составляет 256 м. Волга связана с пятью морями: Азовским, Балтийским, Белым, Каспийским и Черным, соединяет Северную и Западную Европу с Центральной Азией и имеет около 200 притоков, из которых наиболее крупный и многоводный левый приток Волги – Кама [25].



Рисунок 2.2. Расположение Волжско-Камского каскада ГЭС на р. Волга и Кама

В работе [26] описаны ключевые характеристики гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада. Данные гидроэлектростанции можно разделить на 3 ветки: Верхневолжские ГЭС; ГЭС на р. Кама; Нижневолжские ГЭС (рисунок 2.2).

2.1.1. Описание оборудования и характеристик ГЭС Верхневолжского каскада

Иваньковская гидроэлектростанция расположена в Московской области, в г. Дубне. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь верхней ступенью каскада на р. Волге. ГЭС представляет собой низконапорную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя русловую земляную плотину, левобережную дамбу, водосливную плотину, здание ГЭС, одниточный однокамерный судоходный шлюз.

Длина плотины — 300,0 м, максимальная высота — 22,5 м. Левобережная дамба насыпная, имеет длину 9135,0 м и максимальную высоту 12,2 м.

Водосливная плотина гравитационная бетонная, имеет восемь водосливных пролетов, четыре из которых одноярусные с поверхностными отверстиями, еще четыре — двухъярусные с поверхностными и донными отверстиями. Пропускная способность плотины 7350 м³/с при НПУ и 7620 м³/с при ФПУ.

Здание Иваньковской ГЭС русловое, полуоткрытого типа. В здании ГЭС размещены два гидроагрегата мощностью по 14,4 МВт с поворотно-лопастными турбинами. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ 110 кВ (рисунок 2.3).

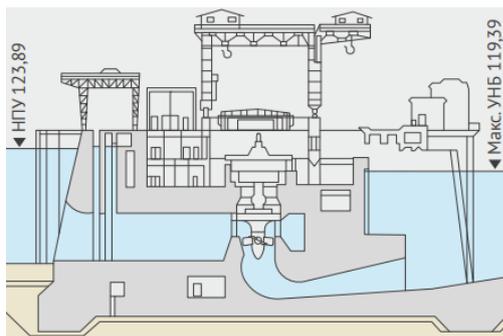


Рисунок 2.3. Разрез по оси агрегата Иваньковской ГЭС

Угличская ГЭС является второй ступенью ВКК ГЭС на р. Волге. ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя земляную плотину, сопрягающую дамбу, водосливную плотину, здание ГЭС, одниточный однокамерный судоходный шлюз.

Земляная плотина имеет длину 314,0 м и максимальную высоту 27,0 м. Сопрягающая дамба расположена на правом берегу, имеет длину 1240,0 м и максимальную высоту 5,0 м. Водосливная плотина двухъярусная, с семью поверхностными водосливами и семью донными водосбросами, пропускной способностью 11900 м³/с при НПУ и 12250 м³/с при ФПУ.

В здании ГЭС размещены два гидроагрегата с поворотно-лопастными турбинами, мощностью 55 и 65 МВт. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ 220 кВ (рисунок 2.4).

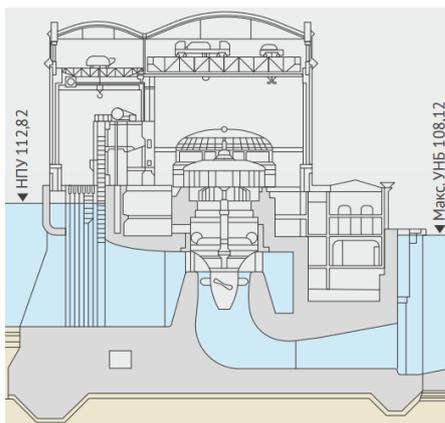


Рисунок 2.4. Разрез по оси агрегата Угличской ГЭС

Рыбинская ГЭС расположена в Ярославской области возле г.Рыбинск. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь третьей ступенью каскада на р. Волге.

Рыбинская ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Особенностью станции является расположение ее сооружений на двух реках - Волге и ее притоке Шексне. Сооружения гидрозла включают в себя четыре земляные плотины (три в Шекснинском створе и одна в Волжском), водосбросную плотину, здание ГЭС, двухниточные однокамерные судоходные шлюзы.

Водосбросная плотина и судоходные шлюзы расположены в Волжском створе. Плотина гравитационная бетонная, длиной 104,0 м и высотой 26,0 м, имеет восемь донных отверстий общей пропускной способностью 5600 м³/с при НПУ и 5800 м³/с при ФПУ.

Здание Рыбинской ГЭС расположено в Шекснинском створе. Здесь размещены шесть гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами: один мощностью 65 МВт, два - 63,2 МВт и три - 55 МВт. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ 110 и 220 кВ (рисунок 2.5).

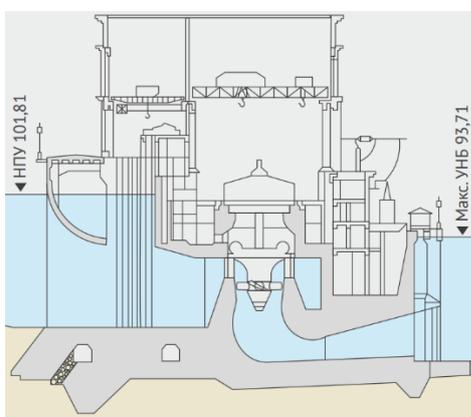


Рисунок 2.5. Разрез по оси агрегата Рыбинской ГЭС

Стоит отметить, что по сравнению с другими водохранилищами Волжско-Камского каскада, Рыбинское водохранилище имеет неполное многолетнее регулирование стока. В рамках

данной работы, в качестве допущения, данный водоем рассматривался в формате годового регулирования стока.

Нижегородская ГЭС является четвертой ступенью ВКК ГЭС на р. Волге. ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя 4 намытых из песка земляных плотины общей длиной 12327 м, водосливную плотину, здание ГЭС, двухкамерный судоходный шлюз с дамбами и каналами.

Водосливная плотина гравитационная бетонная, длиной 291,0 м и высотой 26,0, имеет 12 водосливных пролетов общей пропускной способностью 11800 м³/с при НПУ и 15400 м³/с при ФПУ.

В здании ГЭС полуоткрытого типа (с козловым краном на крыше) размещены восемь гидроагрегатов мощностью по 65 МВт с поворотно-лопастными турбинами. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ 110 и 220 кВ (рисунок 2.6).

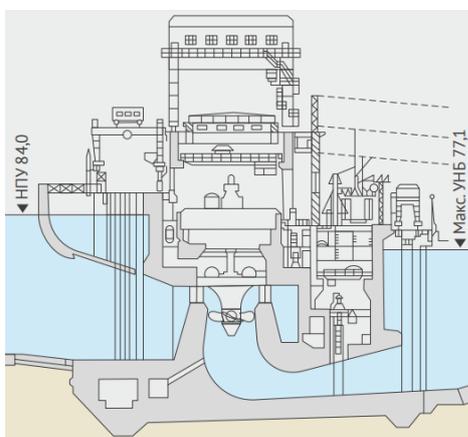


Рисунок 2.6. Разрез по оси агрегата Нижегородской ГЭС

Чебоксарская ГЭС расположена на р. Волге в Чувашии, вблизи г. Новочебоксарска и входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь пятой ступенью каскада на р. Волге.

Чебоксарская ГЭС является плотинной русловой гидроэлектростанцией. Сооружения гидроузла включают в себя земляную и водосливную плотины, здание ГЭС, двухниточный однокамерный судоходный шлюз с дамбами и каналами.

С весны 1981 г. и по настоящее время станция продолжает работать на промежуточной отметке водохранилища 63,0 м (проектная отметка 68,0 м). В связи с этим гидроэлектростанция официально не принята в эксплуатацию, и ее строительство считается незавершенным.

Водосливная плотина гравитационная бетонная, длиной 149,8 м и высотой 41,5 м, имеет шесть водосливных пролетов общей пропускной способностью 5500 м³/с при НПУ и 10400 м³/с при пропуске паводка 0,1% обеспеченности.

В здании Чебоксарской ГЭС размещены 18 гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами. Из них 17 имеют установленную мощность 78 МВт и один - 48 МВт. Также в здании

гидроэлектростанции расположены 18 донных водосбросов общей пропускной способностью 17900 м³/с при НПУ и 25000 м³/с при пропуске паводка 0,1% обеспеченности. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ 220 и 500 кВ (рисунок 2.7).

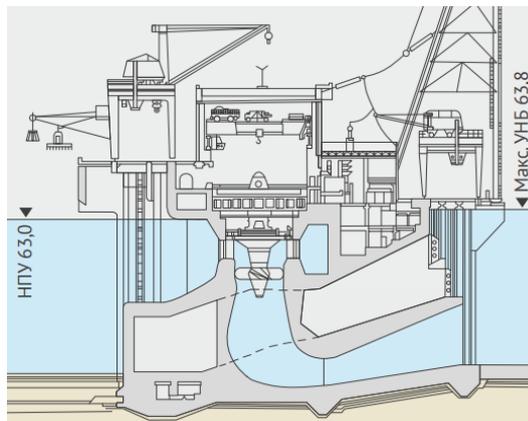


Рисунок 2.7. Разрез по оси агрегата Чебоксарской ГЭС

В таблице 2.1 представлены ключевые параметры Верхневолжских ГЭС Волжско-Камского каскада.

Таблица 2.1. Параметры Верхневолжских ГЭС Волжско-Камского каскада

Параметры	Верхневолжские ГЭС Волжско-Камского каскада				
	Иваньковская ГЭС	Угличская ГЭС	Рыбинская ГЭС	Нижегородская ГЭС	Чебоксарская ГЭС
ГЭС					
Установленная мощность, МВт	28,8	120	356,4	520	1370
Среднегодовая выработка, млн кВтч	119	240	935	1513	2100
Месторасположение:	Московская область, г. Дубна	Ярославская область, Угличский район	Ярославская область, г. Рыбинск	Нижегородская область, Городецкий район	Чувашская Республика, г. Новочебоксарск
Водный объект:	р. Волга	р. Волга	р. Волга	р. Волга	р. Волга
Год пуска первого гидроагрегата	1937	1940	1941	1955	1980
Схема создания напора:	плотинная	плотинная	плотинная	плотинная	плотинная
Тип плотины:	грунтовая	грунтовая	грунтовая	грунтовая	грунтовая
Максимальная высота, м	22,5	27,0	27,0	30,5	40,5
Длина по гребню, м	300,0	314,0	524,0	1320,0	2860,0
Расчетный максимальный сбросной расход гидроузла, м ³ /с	7350	11900	9150	16400	23400
ВОДОХРАНИЛИЩЕ					
Объем полный, км ³	1,22	1,245	25,4	8,82	4,6
Объем полезный, км ³	0,887	0,674	16,7	3,9	0,0
Площадь при НПУ, км ²	316	249,2	4550	1591	1080
Отметка НПУ, м	123,89	112,82	101,81	84	63,0
ГИДРОАГРЕГАТЫ					

Параметры	Верхневолжские ГЭС Волжско-Камского каскада				
	Иваньковская ГЭС	Угличская ГЭС	Рыбинская ГЭС	Нижегородская ГЭС	Чебоксарская ГЭС
Количество и мощность гидроагрегатов	2*14,4 МВт	1*65; 1*55 МВт	1*65; 2*63,2; 3*55 МВт	8*65 МВт	17*78; 1*48 МВт
Тип турбин: поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные
Расчетный напор, м	13,0	13,0	15,0	14,0	12,4

Общая установленная мощность Верхневолжских ГЭС составляет 2395,2 МВт. Выдача вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии производится с ОРУ 110, 220 и 500 кВ.

2.1.2. Описание оборудования и характеристик ГЭС Камского каскада

Камская гидроэлектростанция расположена в Пермском крае, в г. Пермь. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь верхней ступенью каскада на р. Каме. Камская ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя две грунтовые плотины, водосливную плотину, совмещенную со зданием ГЭС, двухниточный шестикамерный судоходный шлюз.

Русловая плотина имеет длину 650,0 м и высоту 35,0 м, пойменная плотина — длину 1166,0 м и высоту 19,0 м. Для пропуска через гидроузел речных судов используется не имеющий аналогов в России двухниточный шестикамерный судоходный шлюз с дамбами и подходными каналами, расположенный на левом берегу.

Водосливная плотина совмещена со зданием ГЭС. В верхней части сооружения общей длиной 429,0 м и высотой 40,0 м размещены 24 поверхностных водослива общей пропускной способностью (без учета неиспользуемого водослива в 24-м пролете) 17020 м³/с при НПУ и 18860 м³/с при ФПУ.

В здании ГЭС под водосливами размещены 23 гидроагрегата мощностью по 24 МВт с поворотнo-лопастными турбинами (расчетный напор 16,5 м). Выдача электроэнергии станцией производится с ОРУ 110 и 220 кВ (рисунок 2.8).

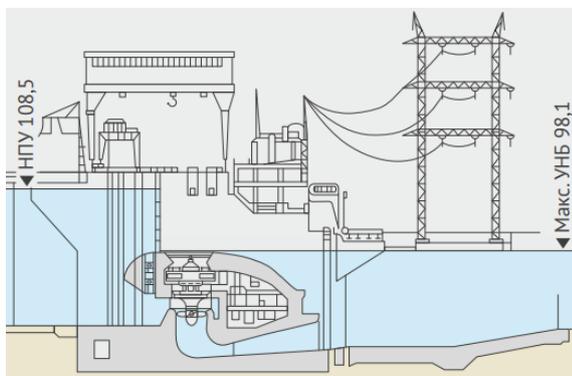


Рисунок 2.8. Разрез по оси агрегата Камской ГЭС

Воткинская гидроэлектростанция расположена в Пермском крае, возле г. Чайковский. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь второй (средней) ступенью каскада на р. Кама. Воткинская ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя четыре грунтовые плотины, водосливную плотину, здание ГЭС, двухниточный однокамерный судоходный шлюз.

Грунтовые плотины намыты из песка, имеют общую длину 4791,0 м и максимальную высоту 34,0 м. Водосливная плотина длиной 191,0 м и высотой 44,5 м имеет восемь пролетов общей пропускной способностью 11300 м³/с при НПУ и 12210 м³/с при ФПУ. В здании ГЭС размещены 10 гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами. Восемь из них имеют мощность 100 МВт и два - 110 МВт. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ напряжением 110 и 220 кВ, а также с КРУЭ 500 кВ (рисунок 2.9).

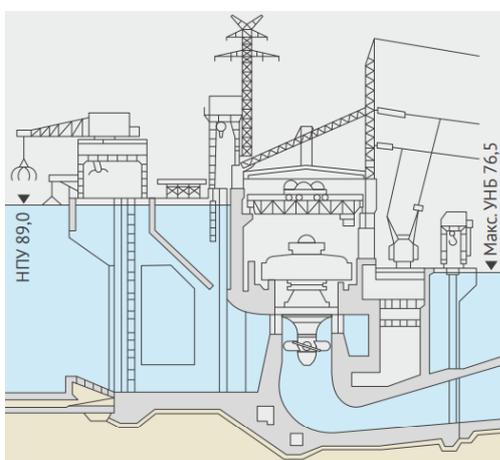


Рисунок 2.9. Разрез по оси агрегата Воткинской ГЭС

Нижнекамская гидроэлектростанция расположена в г. Набережные Челны Республики Татарстан. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь третьей, нижней, ступенью каскада на р. Кама.

Подробное описание модели Нижнекамской ГЭС представлено в п.3.1 следующей главы.

В таблице 2.2 представлены ключевые параметры ГЭС Камской ветки Волжско-Камского каскада.

Таблица 2.2. Параметры ГЭС Камской ветки Волжско-Камского каскада

Параметры	ГЭС Камской ветки Волжско-Камского каскада		
	Камская ГЭС	Воткинская ГЭС	Нижнекамская ГЭС
ГЭС			
Установленная мощность, МВт	552	1020	1205
Среднегодовая выработка, млн кВтч	1900	2519	1630
Месторасположение:	Пермский край, г. Пермь	Пермский край, Чайковский район	Республика Татарстан, г. Набережные Челны
Водный объект:	р. Кама	р. Кама	р. Кама
Год пуска первого гидроагрегата	1954	1961	1979
Схема создания напора:	плотинная	плотинная	плотинная

Параметры	ГЭС Камской ветки Волжско-Камского каскада		
	Камская ГЭС	Воткинская ГЭС	Нижнекамская ГЭС
Тип плотины:	грунтовая	грунтовая	грунтовая
Максимальная высота, м	35,0	34,0	26,7
Длина по гребню, м	650,0	787,0	2407,0
Расчетный максимальный сбросной расход гидроузла, м ³ /с	20790	18300	16480
ВОДОХРАНИЛИЩЕ			
Объем полный, км ³	12,2	9,36	4,21
Объем полезный, км ³	9,8	4,45	0,77
Площадь при НПУ, км ²	1915	1120	1370
Отметка НПУ, м	108,5	89,0	63,3
ГИДРОАГРЕГАТЫ			
Количество и мощность гидроагрегатов	23*24 МВт	2*120; 8*100 МВт	17*78; 1*35 МВт
Тип турбин: поворотные-лопастные	поворотные-лопастные	поворотные-лопастные	поворотные-лопастные
Расчетный напор, м	16,5	16,5	12,4

Общая установленная мощность гидроэлектростанций Камской ветки ВКК составляет 2777,0 МВт. Выдача вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии производится с ОРУ 110, 220 и 500 кВ, а также с КРУЭ КРУЭ 500 кВ.

2.1.3. Описание оборудования и характеристик ГЭС Нижневолжского каскада

Жигулевская гидроэлектростанция расположена на р. Волге в Самарской области, вблизи г. Жигулевска. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь шестой ступенью каскада на р. Волге. Жигулевская ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя земляную намывную плотину, водосливную плотину, здание ГЭС, совмещенное с донными водосбросами, сороудерживающее сооружение, двухниточный двухкамерный судоходный шлюз с дамбами и каналами.

Водосливная плотина гравитационная бетонная, длиной 981,2 м и высотой 40,15 м, имеет 38 водосливных пролетов общей пропускной способностью 39710 м³/с при НПУ. В здании Жигулевской ГЭС размещены 20 гидроагрегатов с поворотными-лопастными турбинами. Из них 14 имеют установленную мощность 125,5 МВт, четыре - 120 МВт и два - 115 МВт. Также в здании ГЭС расположены 40 донных водосбросов общей пропускной способностью 18400 м³/с при НПУ. Выдача вырабатываемой станцией электроэнергии производится с ОРУ напряжением 110, 220 и 500 кВ (рисунок 2.10).

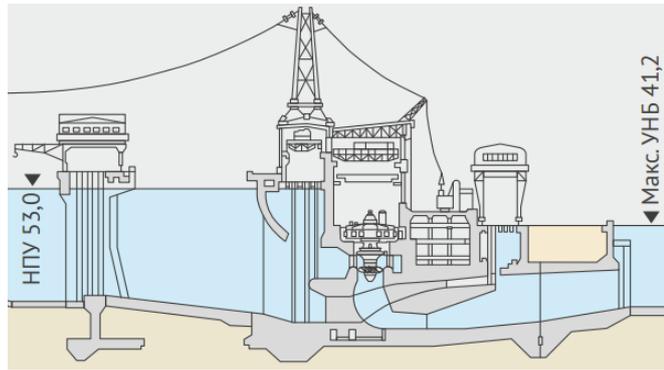


Рисунок 2.10. Разрез по оси агрегата Жигулевской ГЭС

Саратовская ГЭС расположена на р. Волге в Саратовской области, в г. Балаково. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь седьмой ступенью каскада ГЭС на р. Волге. Саратовская ГЭС представляет собой низконапорную русловую гидроэлектростанцию. Особенностью станции является отсутствие водосбросной плотины: водосбросы совмещены со зданием ГЭС. Сооружения гидроузла включают в себя земляную плотину, дамбы обвалования, здание ГЭС, совмещенное с донными водосбросами, судоходный шлюз.

Русловая земляная плотина расположена с правого берега, ее длина составляет 1260,0 м, максимальная высота - 40,0 м. Дамбы обвалования, предназначенные для защиты г. Балаково от затопления, расположены на левом берегу и примыкают с одной стороны к зданию ГЭС, с другой - к судоходным шлюзам. Общая длина дамб - более 13,0 км, наибольшая высота - 23,0 м. Для пропуска через гидроузел речных судов используется однокамерный двухниточный судоходный шлюз, расположенный на левом берегу на удалении около 3,0 км от здания ГЭС.

В здании Саратовской ГЭС размещены 51 донный водосброс и 24 гидроагрегата: 21 вертикальный гидроагрегат мощностью по 60–66 МВт, один вертикальный мощностью 11 МВт и два горизонтальных капсульных гидроагрегата мощностью по 54 МВт (крупнейшие этого типа в России). Выдача электроэнергии в энергосистему производится с ОРУ 220 и 500 кВ (рисунок 2.11).

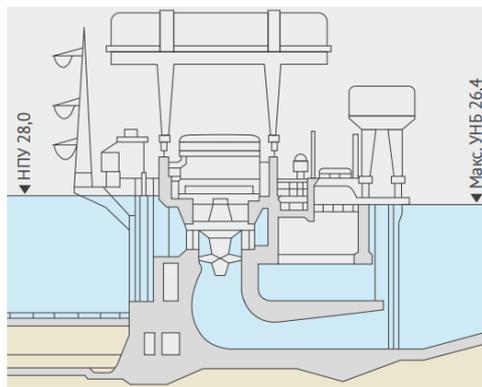


Рисунок 2.11. Разрез по оси агрегата Саратовской ГЭС

Волжская ГЭС расположена на р. Волге в Волгоградской области, вблизи г. Волжский. Входит в Волжско- Камский каскад ГЭС, являясь нижней, восьмой, ступенью каскада. Волжская ГЭС представляет собой плотинную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроузла включают в себя три земляные намывные плотины общей длиной 3253,0 м, водосливную плотину, здание ГЭС, совмещенное с донными водосбросами, сороудерживающее сооружение, рыбоподъемник, двухниточный двухкамерный судоходный шлюз с дамбами, каналами и межшлюзовой ГЭС.

Водосливная гравитационная бетонная плотина длиной 725,0 м и высотой 44,0 м имеет 27 водосливных пролетов общей пропускной способностью 30850 м³/с при НПУ, 37500 м³/с при ФПУ. В одном из пролетов плотины расположен рыбоподъемник с собственным гидроагрегатом мощностью 11 МВт.

В здании Волжской ГЭС размещены 22 гидроагрегата с поворотно-лопастными турбинами. Из них десять имеют установленную мощность 125,5 МВт, пять - 120 МВт и семь - 115 МВт. Также в здании ГЭС расположены 44 донных водосброса общей пропускной способностью 15400 м³/с при НПУ, 16000 м³/с при ФПУ. Выдача вырабатываемой Волжской ГЭС электроэнергии производится с открытых распределительных устройств напряжением 220 и 500 кВ (рисунок 2.12).

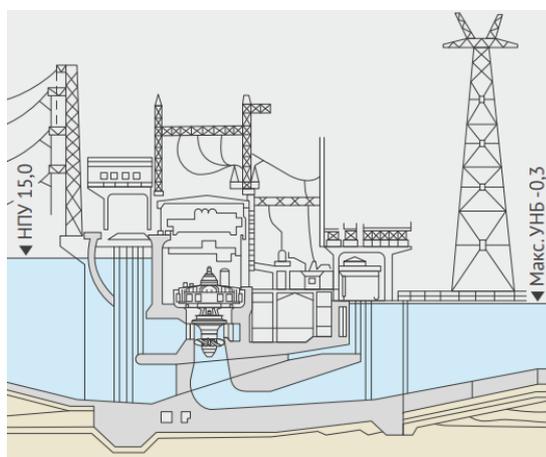


Рисунок 2.12. Разрез по оси агрегата Волжской ГЭС

В таблице 2.3 представлены ключевые параметры Нижневолжских ГЭС Волжско-Камского каскада.

Таблица 2.3. Параметры Нижневолжских ГЭС Волжско-Камского каскада

Параметры	Нижневолжские ГЭС Волжско-Камского каскада		
	Жигулевская ГЭС	Саратовская ГЭС	Волжская ГЭС
ГЭС			
Установленная мощность, МВт	2467	1403	2671
Среднеголетняя выработка, млн кВтч	10370	5400	11100

Параметры	Нижневолжские ГЭС Волжско-Камского каскада		
	Жигулевская ГЭС	Саратовская ГЭС	Волжская ГЭС
Месторасположение:	Самарская обл. г. Жигулевск	Саратовская обл., Балаковский район	Волгоградская обл. г. Волжский
Водный объект:	р.Волга	р.Волга	р.Волга
Год пуска первого гидроагрегата	1955	1967	1958
Схема создания напора:	плотинная	плотинная	плотинная
Тип плотины:	грунтовая	грунтовая	грунтовая
Максимальная высота, м	45,0	40,0	47,0
Длина по гребню, м	2802,5	1260,0	1200,0
Расчетный максимальный сбросной расход гидроузла, м ³ /с	66910	53000	63060
ВОДОХРАНИЛИЩЕ			
Объем полный, км ³	57,3	12,87	31,45
Объем полезный, км ³	30,9	1,75	8,25
Площадь при НПУ, км ²	6150	1831	3117
Отметка НПУ, м	53,0	28,0	15,0
ГИДРОАГРЕГАТЫ			
Количество и мощность гидроагрегатов	2*115; 4*120; 14*125,5 МВт	4*66; 17*60; 2*54; 1*11 МВт	1*11; 7*115; 5*120; 10*125,5 МВт
Тип турбин: поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные	поворотнo-лопастные
Расчетный напор, м	21,0	9,7/11,4	20,0

Общая установленная мощность Нижневолжских гидроэлектростанций ВКК составляет 6541,0 МВт. Выдача вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии производится с ОРУ 110, 220 и 500 кВ.

2.2. Общая структура модели функционирования гидроэнергетического комплекса

2.2.1. Напорные характеристики гидроэнергетического комплекса

Напорная характеристика гидроэлектростанции с подпором в нижнем бьефе.

Подпор в естественных условиях может создаваться, если ниже ГЭС по течению реки имеются препятствия для свободного движения воды: перекаты, острова, резкие сужения или повороты русла реки. Временный подпор может появиться вследствие образования ледяных затворов во время весеннего ледохода или зажоров во время движения шуги зимой. Причиной, вызывающей переменный подпор, может быть изменение расхода и уровней крупного притока, впадающего в реку ниже ГЭС. Подпор может вызываться также искусственными сооружениями – мостами или плотинами. Подпор всегда появляется в каскадах (рисунок 2.13) и меняет характеристику связи горизонтов и расходов [9].

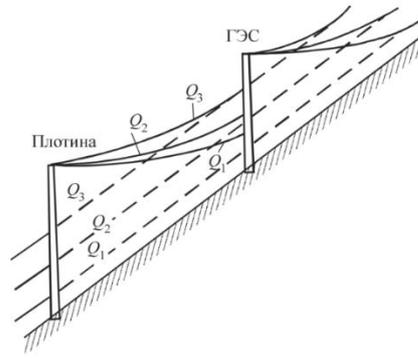


Рисунок 2.13. Проявление подпора в каскаде ГЭС

Наличие подпора в нижнем бьефе гидроузла снижает $N_{\text{ств}}(Q_{\text{нб}})$ на $\Delta N_{\text{подп}}$, определяемого по формуле:

$$\Delta N_{\text{подп}} = K_N \times Q_{\text{нб}} \times \Delta H_{\text{подп}}, \quad (2.1)$$

где $\Delta H_{\text{подп}}(Q_{\text{нб}})$ определяется как разность между значениями H_a без учета и с учетом подпора (рисунок 2.14).

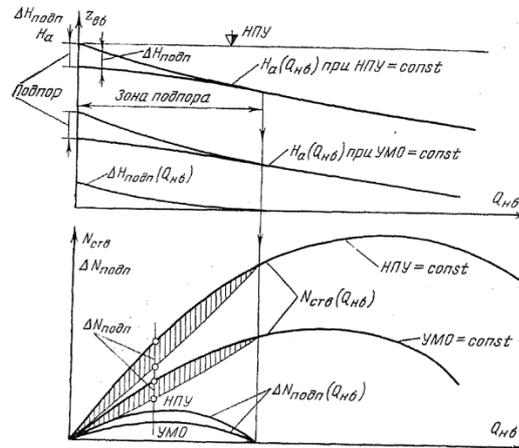


Рисунок 2.14. Учет подпора в напорных характеристиках ГЭС

Баланс напоров одиночного гидроузла представлен п. 3.2 настоящей работы и рассчитывается согласно уравнению (3.5). Описание гидравлического напора на гидротурбине с учетом потерь на сороудерживающих решетках представлен в уравнении (3.6).

Напорная характеристика гидроэнергетической системы.

Для некоторых видов гидроэнергетических систем и их режимов возможно построение напорной характеристики каскада $H_k(Q_k)$. Наиболее просто это можно сделать для ГЭС, работающих по водотоку при $\tau_{\text{доб}} \approx 0$ с $Q_{\text{ГЭС } 1} = Q_{\text{ГЭС } 2} = \dots = Q_{\text{ГЭС } n} = Q_k$ ($l = 1, 2, \dots, n$ – число ГЭС в каскаде). Для получения напорной характеристики каскада используется понятие

подведенного напора к каскаду с вычетом из него всех видов потерь для каждого значения $Q_{гэс i} = Q_k$. На рисунке 2.15 проиллюстрирована напорная характеристика каскада ГЭС при $\tau_{доб} \approx 0$ (время добегаания).

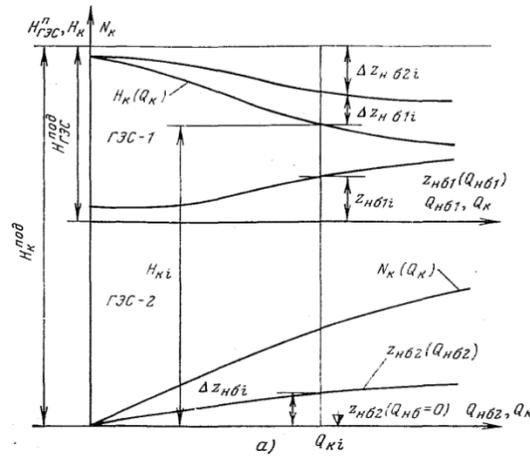


Рисунок 2.15. Напорная характеристика энергетической системы каскада ГЭС

При наличии напорной характеристики каскада ГЭС не представляет особого труда рассчитать и мощность каскада

$$N_k = K_N \times Q_k \times H_k(Q_k), \quad (2.2)$$

при

$$H_k(Q_k) = H_k^{\text{под}} - \sum_{i=1}^n \Delta H_{гэс i}(Q_k). \quad (2.3)$$

где $H_k(Q_k)$ – напорная характеристика энергетической системы каскада; $H_k^{\text{под}}$ – подведенный напор к каскаду, м; $\Delta H_{гэс i}$ – потери напора, м.

Если $\tau_{доб} \neq 0$, то описать напорную характеристику в графическом виде является крайне сложной задачей.

2.2.2. Баланс расходов в гидроэнергетических комплексах

Для плотинных ГЭС практически весь естественный сток может быть пропущен через створ ГЭС. Потери расхода определяются только неэнергетическими его составляющими $Q_{исп}, Q_{ф}, Q_{л}, Q_{вхс}, \dots, Q_{х.сбр}$. Для энергетической системы каскада деривационных ГЭС имеют место дополнительные потери местного притока на участке от головного узла до нижнего бьефа [8].

Баланс расходов (водный баланс) одиночной ГЭС представлен п. 3.2 настоящей работы и рассчитывается согласно уравнениям (3.1 - 3.4).

В (2.6) и (2.7) несложно путем простой подстановки учесть и различные потери воды в каскаде.

2.2.3. Расчетная схема гидравлического режима гидроэнергетических систем

В [20] описана расчетная схема гидравлического режима энергетической системы каскада ГЭС. В соответствии с ней, любая система каскада ГЭС может быть представлена в виде цепочки водохранилищ. В каждом водохранилище суммарный объем состоит из 2-х частей – статической, подсчитанной в предположении горизонтальности зеркала водохранилища, и динамической, учитывающей реальное очертание кривой свободной поверхности воды. Продольный профиль водной поверхности водохранилища при подсчете динамических объемов определяется в предположении, что режим водного потока является установившимся. Последнее является допущением, так как режим водного потока всегда неустановившийся.

В существующей эксплуатационной практике, как правило, динамические объемы учитывают с помощью времени добегания расходов воды между гидроузлами. Время добегания расходов воды $\tau = \partial W_d / \partial Q$ равна частной производной зависимости $\partial W_d(Z_{вб}, Q)$ по расходу Q . W_d является изменением во времени динамического объема водохранилища.

Поскольку τ не является постоянной, а зависит от $Z_{вб}$ и $Q_{нб}$ то в расчетах по статическим объемам водохранилищ следует для каждого интервала брать свое τ . Обычно берут 2 значения τ : одно для периода весеннего половодья и другое для остальной части года. Эти значения ориентированы на средние ожидаемые в эти периоды года величины $Z_{вб}$ и $Q_{нб}$. Если τ составляет лишь весьма небольшую долю временного интервала (до 5%), то оказывается допустимым принимать $\tau = 0$.

Средняя скорость добегания расходов воды между ГЭС равна $\vartheta = S/\tau$, где S – расстояние между ГЭС. При $\tau_{доб} \approx 0$ наблюдается практически мгновенное добегание расходов воды. Данное явление объясняется, если учитывать, что под временем добегания расходов понимается переход к другому очертанию свободной поверхности водного потока, а значит и к другому динамическому объему. В очень глубоких водоемах, где дополнительный динамический объем мал, практически не требуется время на изменение ее объема и поэтому $\tau_{доб} \approx 0$; $\vartheta_d \rightarrow \infty$. Физически вода не пробегает все расстояние от створа к створу, а лишь заполняет добавочную его верховую часть (динамический объем емкости).

Существуют 3 способа ведения водобалансовых расчетов энергетической системы каскадов ГЭС: по динамическим объемам водохранилищ, по статическим объемам водохранилищ при $\tau \neq 0$ и $\tau = 0$. Для каждой конкретной системы ГЭС оценивается выбор указанных способов в соответствии с которыми следует проводить водобалансовые расчеты, отдавая по возможности предпочтение более простому способу.

Таким образом, уравнение водного баланса энергетической системы каскада ГЭС для любого i -го временного интервала длительностью Δt_i можно описать как:

$$Q_{вб\ i\ j} = Q_{нб\ i\ (j-1)} \left(1 - \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_i}\right) + Q_{нб\ (i-1)\ (j-1)} \frac{\tau_{(i-1)j}}{\Delta t_i} + Q_{р\ i\ j} - \Delta Q_{и\ i\ j} \pm \Delta Q_{л\ i\ j}, \quad (2.8)$$

где $Q_{р\ i\ j}$ – боковая приточность реки; $\Delta Q_{и\ i\ j}$ – потери расхода воды на испарение; $\Delta Q_{л\ i\ j}$ – потери (или возврат) воды на (от) льдообразование.

Принятая выше гидравлическая схема движения воды по водохранилищу весьма условна. Допускается, что волна расходов от верхней ГЭС без деформации доходит с запаздыванием к створу нижней ГЭС. В действительности волна попуска расходов воды помимо сдвига при достижении нижележащей ГЭС расплывается. Поэтому в расчетах режимов сложных каскадов ГЭС желательно дополнительно предусматривать учет добегания расходов воды и по более точной модели (например модель Г.П.Калинина и П.И.Милюкова). Согласно данной модели расход воды $Q_{вб\ i\ j}$ в i -м интервале для j -й ГЭС определяется формулой:

$$Q_{вб\ i\ j} = \sum_{k=1}^r P \left(k \frac{\Delta t}{2}\right) Q_{нб\ (i-k-1)\ (j-1)} + Q_{р\ i\ j} - \Delta Q_{и\ i\ j} \pm \Delta Q_{л\ i\ j}, \quad (2.9)$$

где $P \left(k \frac{\Delta t}{2}\right)$ – кривая добегания расходов воды, выражаемая зависимостью

$$P \left(k \frac{\Delta t}{2}\right) = \frac{1}{(l-1)! \tau_i} \left(\frac{k \Delta t}{2 \tau_i}\right)^{l-1} e^{-\frac{k \Delta t}{2 \tau_i}}. \quad (2.10)$$

Кривая добегания (2.10) показывает, как трансформируется единичный попуск расхода воды от верхней ГЭС в некотором интервале Δt , когда он достигает нижней ГЭС.

По методу Г.П.Калиника и П.И.Милюкова предполагается, что все водохранилище представлено в виде системы из воображаемых водохранилищ, и для каждого из них, по существу, используется статические объемы и времена добегания расходов воды. Если число таких воображаемых водохранилищ l выбрать соответствующим образом, то будут учтены требования расчета неустановившегося движения воды. Параметр τ_i есть время добегания расходов воды на каждом таком водохранилище (характерном участке реки).

2.3. Диспетчерские графики водохранилищ гидроэлектростанций

ПИВР любого водохранилища включает диспетчерский график работы водохранилища, в соответствии с которым осуществляется среднесрочное (сезонное) и долгосрочное (годовое и многолетнее) регулирование режимов работы водоема.

Диспетчерские графики дают синтез (набор) решений для различных водностей рек. Данные решения учитывают отсутствие однозначных гидропрогнозов и стохастическую природу речного стока [20].

Построение диспетчерских графиков работы водохранилищ на всех уровнях иерархии управления производится путем проведения серии расчетов регулирования стока на заданную отдачу в различных условиях водности реки. Результаты указанных расчетов обобщаются в систему правил назначения отдачи ГЭС в зависимости от текущего момента времени и состояния уровня воды в том или ином водохранилище [27].

На практике диспетчерский график осуществляет разделение объема водохранилища на характерные зоны (рисунок 2.16)

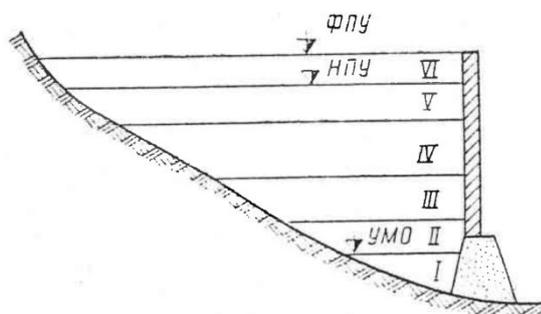


Рисунок 2.16. Схема разделения объема водохранилищ на характерные зоны

Зона I изображает неиспользуемый объем водохранилища, расположенный ниже уровней водозаборов (ниже уровня мертвого объема УМО). Зона II изображает зону перебоев, при попадании в которую отдача должна назначаться ниже гарантированной. В зоне III назначается гарантированная отдача воды и мощности. При гарантированных отдачах обеспечивается нормальное (но минимальное) водообеспечение или энергообеспечение. Зона III является объемом гарантированной отдачей воды. В зоне IV возможно повышение отдач сверх гарантированных (зона избыточных отдач). Обычно такое повышение отдач дает дополнительный эффект лишь в энергетике, поэтому режимы водохранилищ в этой зоне имеют, главным образом, энергетический характер. Зона V имеет место у водохранилищ, используемых для защиты нижнего бьефа ГЭС от наводнений. Линия, разделяющая зоны IV и V, есть нижняя линия зоны максимальных допустимых расходов воды в нижний бьеф ГЭС. Зона VI, располагающаяся выше НПУ, — это зона повышенных холостых сбросов. В ней по условию безопасности гидросооружений открыты все водосливы [20].

Расположение характерных линий диспетчерского графика определяется исходя из типа гидроузла, регулирующих возможностей его водохранилища, характеристик речного стока, стратегии ведения режимов работы и многих других факторов.

Стоит отметить, что методы построения таких графиков лучше разработаны для одиночных водохранилищ. Имеющиеся методы для систем водохранилищ (каскада) содержат допущения и упрощения. На практике стремление повышать гарантированную отдачу входит в противоречие со стремлением наибольшего использования стока. В связи с этим в настоящее время актуальны исследования по совершенствованию методов оптимизации среднесрочных режимов работы гидроэнергетического комплекса каскада ГЭС. Целью данных исследований является нахождение целесообразных компромиссных решений, удовлетворяющих участников как энергетических систем, так и водохозяйственных (включая экологических).

2.4. Установление режимов работы гидроэнергетического комплекса

В соответствии с ст. 65 Водного кодекса РФ полномочия Российской Федерации (в лице Федерального агентства водных ресурсов ФАВР) в области использования и охраны водных объектов, в том числе, относятся установление режимов специальных попусков, наполнения и сработки водохранилищ, а также пропуска паводков на водных объектах, находящихся в федеральной собственности.

При этом в рамках ФАВР функционирует Межведомственная рабочая группа по регулированию режимов работы водохранилищ Волжско-Камского каскада. Данная группа является совещательным органом по подготовке согласованных рекомендаций по установлению режимов пропуска половодий и паводков, специальных попусков, наполнения и сработки водохранилищ Волжско-Камского каскада.

МРГ формируется из должностных лиц ФАВР и его территориальных органов и подведомственных организаций, МЧС России, Минсельхоза России, Минэнерго России, Ростехнадзора, Росгидромета, Росрыболовства, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации Волжско-Камского бассейна и энергетиков.

Рекомендации МРГ учитываются руководителем ФАВР или уполномоченным заместителем руководителя при принятии решений по установлению режимов работы водохранилищ Волжско-Камского каскада.

Стоит отметить, что обеспечение интересов всех участников МРГ является сложной задачей. С одной стороны, существуют экологические интересы по снижению воздействия гидроэнергетического комплекса на окружающую среду, а также интересы водохозяйственных систем в лице Минсельхоза России, Росрыболовства и других ведомств. С другой стороны, существуют интересы энергетического комплекса, которые зачастую противоречат первым. Нахождение компромиссных решений требует формирования экономичных, научно-обоснованных моделей оптимизации, включающих все необходимые критерии.

2.5. Расчет режимов функционирования гидроэнергетического комплекса

2.5.1. Постановка задач расчета

Решаемая оптимизационная задача должна учитывать описанные в п.1.3.1, 1.3.2 и 1.5 недостатки существующих решений.

При этом при разработке оптимизационной модели необходимо брать во внимание интересы следующих участников энергетической и водохозяйственной деятельности гидроэнергетической системы:

- энергетическая отрасль в лице системного оператора единой энергетической системы (далее СО ЕЭС);
- экологическая отрасль в лице региональных министерств экологии и природных ресурсов;
- собственники гидроэлектростанций (ПАО «Русгидро», ПАО «ТГК-1», АО «ЕвроСибЭнерго», АО «Татэнерго» и др.);
- участники водохозяйственной деятельности в лице Росморречфлот, Росрыболовство, МЧС России, Минсельхоз России, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, граничащие с водоемами.

Экологические интересы заключаются в минимизации воздействия гидроэнергетического комплекса каскада ГЭС на окружающую среду. Интересы единой энергетической системы состоят в интервальном распределении выработки электроэнергии каскадом ГЭС в зависимости от ее потребности в энергосистеме. Примерами ограничений водохозяйственной отрасли могут быть ограничения по отметкам на водомерных постах, по уровням нижнего бьефа гидроузлов и т.д.

Соответственно, задача расчета оптимальных среднесрочных режимов каскада ГЭС сводится к определению такого режима сработки/наполнения водохранилищ ГЭС, при котором реализуется принятые критерии оптимальности, удовлетворяющие интересы водопользователей и соблюдаются режимные ограничения и допущения [20].

С учетом описанных обстоятельств задачами данного этапа работы являются: 1) выбор критериев оптимальности; 2) выбор метода оптимизации; 3) разработка и описание алгоритма оптимального расчета; 4) разработка программного обеспечения; 5) апробация программного комплекса.

2.5.2. Критерии оптимальности, ограничения и допущения

Для рассматриваемой режимной задачи условия оптимальности могут иметь различные математические формы и соответствующие числовые показатели в зависимости от характера

требований, предъявляемых системой для достижения выгодного режима, а иногда длительности регулирования.

При этом в каждом конкретном году с учетом складывающейся обстановки в энергетической и водохозяйственной системах, количество условий оптимальности может как увеличиваться, так и снижаться.

Условия оптимальности и ограничения по ведению режимов работы каскада ГЭС можно разделить по соответствующим отраслям народного хозяйства:

- речной транспорт;
- сельское хозяйство;
- рыбное хозяйство;
- энергетическая отрасль;
- другие отрасли.

2.5.2.1 Условия оптимальности водообеспечения речного транспорта

Речной транспорт предъявляет требования к режиму ГЭС в части уровней воды в верхних и нижних бьефах гидроузлов, среднеинтервальных и характерных расходов попусков воды, а иногда и других элементов водного режима. В навигационный период уровни водохранилищ не должны снижаться ниже некоторых минимальных навигационных отметок, учитывающих отметки порогов шлюзов, dna судоходных прорезей, подходы к портам и т.п [20].

В дополнение можно отметить, что зимняя сработка водохранилищ ограничивается отметками dna заторов судоремонтных заводов и отстойных пунктов для флота. Интенсивность наполнения водохранилищ весной может определяться условием быстрого достижения судоходных отметок. Судходство накладывает ограничения и на амплитуду суточных колебаний воды. Могут наблюдаться ограничения в связи с постепенным заилением dna водохранилищ. Возможны и другие ограничения, иногда индивидуальные для конкретной ГЭС и конкретного периода времени [28].

В качестве примера можно представить описанные в [32] предложения Росморречфлот на март 2018г. по снижению расходов воды через Рыбинский и Горьковский гидроузлы для обеспечения отметки Рыбинского водохранилища к 01 апреля 2018 г. не ниже 99,9 - 100,0 м БС. Данная отметка позволяет обеспечить гарантированное судходство на водоеме. Таким образом, условия оптимальности можно записать в виде:

$$\left. \begin{aligned} R_1(Q_{\text{нб рыб.гэс},1} \dots Q_{\text{нб рыб.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб рыб.гэс},i}/n \rightarrow \min; \\ R_2(Q_{\text{нб ниж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ниж.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб ниж.гэс},i}/n \rightarrow \min, \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{нб рыб.гэс } i}$ – расход воды Рыбинской ГЭС, м³/с; $Q_{\text{нб ниж.гэс } i}$ – расход воды Нижегородской ГЭС, м³/с; i – номер дня расчетного периода; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

Помимо этого, на апрель 2018г. в целях недопущения значительного увеличения объемов дноуглубительных работ в нижнем бьефе Волгоградского гидроузла, Росморречфлот предлагал установить режим Куйбышевского и Волгоградского гидроузлов по варианту с максимальными сбросными расходами (более 25000 м³/с):

$$\left. \begin{aligned} R_1(Q_{\text{нб ж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ж.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб ж.гэс},i}/n \rightarrow \max; \\ R_2(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \max \end{aligned} \right\} \quad (2.12)$$

где $Q_{\text{нб ж.гэс } i}$ – расходы воды Жигулевской ГЭС, м³/с; $Q_{\text{нб вол.гэс } i}$ – расходы воды Волжской ГЭС, м³/с; i – номер дня расчетного периода, n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

На июнь-июль 2018г. Росморречфлот вышел с инициативой с следующими предложениями по режимам работы гидроузлов Волжско-Камского каскада: учитывая фактическую ситуацию в целях наиболее полного удовлетворения в перевозках заявленных объемов грузов и прохода пассажирских судов (109 единиц, из них 55 единиц с осадкой 3,0 м), следующих по расписанию, предлагается установить режим Горьковского гидроузла среднесуточными сбросными расходами более 1200 м³/с (рисунок 2.17). Наблюдающиеся за прошедший период краткосрочные колебания (с амплитудой до 0,6 м) уровней воды в нижнем бьефе Нижнекамской ГЭС создают угрозу безопасной эксплуатации шлюза и безопасности пропуска пассажирских и грузовых судов. В связи с чем, предлагается установить для Нижнекамского гидроузла режим с поддержанием уровня воды в верхнем бьефе у плотины гидроузла в пределах отметок 63,0 - 63,5 м БС и обеспечением уровня воды в нижнем бьефе гидроузла в диапазоне 49,2±0,2 м БС.

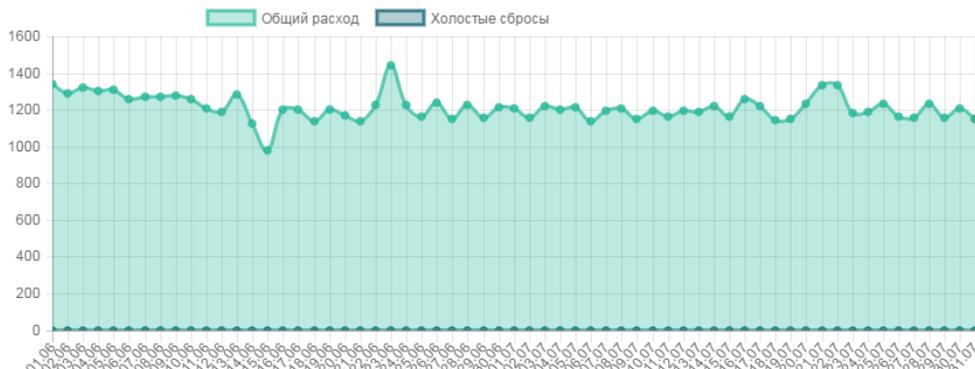


Рисунок 2.17. Расход воды через Нижегородский гидроузел июнь-июль 2018г.

Данные предложения можно описать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} 49,0 \text{ м БС} &\leq Z_{\text{нб нкгэс},i} \leq 49,4 \text{ м БС}; \\ \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб ниж.гэс},i}/n &\geq 1200 \text{ м}^3/\text{с}; \\ R_1(Q_{\text{нб ниж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ниж.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб ниж.гэс},i}/n \rightarrow \max, \end{aligned} \right\} \quad (2.13)$$

где $Q_{\text{нб ниж.гэс},i}$ – расход воды Нижегородской ГЭС, м³/с; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК; i – номер дня расчетного периода, n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

Таким образом ограничения и условия оптимальности речного транспорта месяц от месяца год от года несут различное математическое описание и соответствующие числовые показатели. К тому же, данные требования практически всегда противоречат требованиям других отраслей народного хозяйства.

2.5.2.2 Условия оптимальности водообеспечения сельского хозяйства

Требования сельского хозяйства заключаются в отборе воды из верхних и нижних бьефов ГЭС для питания оросительных систем. Основные отборы воды производятся в летний поливной период, кроме того, должна учитываться возможность поливов и для осеннего увлажнения почвы. В весенний период в нижних бьефах ряда ГЭС требуются специальные попуски воды на 10-15 суток для обводнения ценных пойменных земель во избежание их остепнения. В работах [29-31] подробно описываются весенние сельскохозяйственные попуски в низовья р. Волги.

В качестве примера можно представить, описанные в [32] предложения Астраханской области по режимам работы ГЭС Волжско-Камского каскада на январь-март 2018г, в рамках которых предлагалось снизить уровень нижнего бьефа Волгоградского гидроузла для недопущения негативного воздействия растительных сообществ в пойме и дельте Волги в связи с промерзанием корневой системы:

$$R_1(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{нб вол.гэс},i}$ – расход воды Волжской ГЭС, м³/с; $Z_{\text{нб вол.гэс},i}$ – уровень нижнего бьефа Волгоградского гидроузла, м БС; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК; i – номер дня расчетного периода, n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК..

При этом через 2 месяца на конец апреля – начало мая 2018г. Астраханская область предлагала увеличить сбросные расходы через Волгоградский гидроузел. По их словам

недостаточные сбросные расходы не позволят обеспечить достаточные отметки для заполнения водой Волго-Ахтубинской поймы, зоны западных подступных ильменей и пойменных сенокосных участков (рисунок 2.18):

$$R_1(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{волг-ахтуб},i}/n \rightarrow \max \quad (2.15)$$

где $Z_{\text{волг-ахтуб},i}$ – уровень воды в зоне Волго-Ахтубинской поймы, м БС.

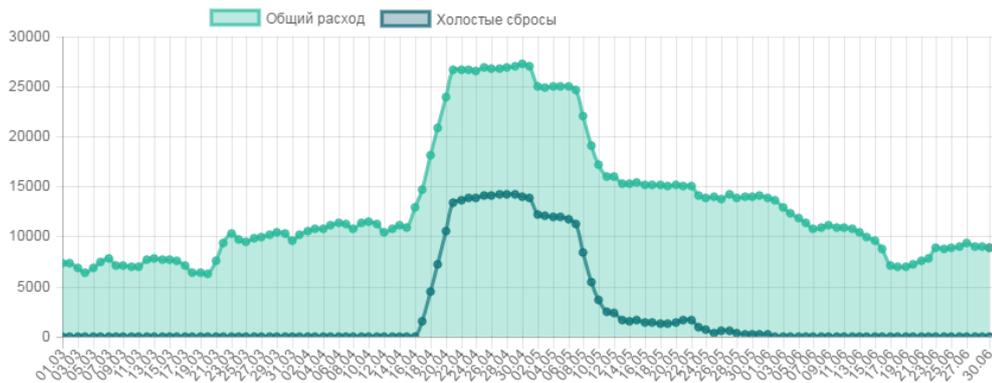


Рисунок 2.18. Расход воды через Волгоградский гидроузел март-июнь 2018г.

Помимо этого, предлагалось дату начала спецпуска перенести на более ранний период (13-14 апреля) с наращиванием сбросов по 2000 м³/с. Данное обстоятельство накладывало дополнительное ограничение в расчетную модель.

В мае 2018г. предложения Минсельхоза касательно формирования режимов работы гидроузлов Волжско-Камского каскада были сформулированы со следующей формулировкой: «учитывая социально-экологическую и экономическую значимость орошаемого земледелия в Саратовской области, а также обращение губернатора Саратовской области В.В. Радаева, считаем необходимым при принятии решений по режимам работы гидроузла Волгоградского водохранилища до 1 октября 2018 г. поддерживать уровень воды в верхнем бьефе гидроузла водохранилища на отметке не ниже 14,7 м, при которой возможен забор воды насосными станциями для подачи ее на оросительные системы». Таким образом, формировались следующие требования:

$$R_1(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min \left. \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i}/n > 14,7 \text{ м БС;} \end{array} \right\} \quad (2.16)$$

где $Z_{\text{вб волг } i}$ – уровень верхнего бьефа Волгоградского гидроузла, м БС; $Q_{\text{нб вол.гэс } i}$ – расход воды Волжской ГЭС, м³/с; i – номер дня расчетного периода; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

При этом в уравнениях (2.15) и (2.16) наблюдается противоречие. Данное обстоятельство является наглядным примером того, что противоречивые интересы в режимах работы ГЭС Волжско-Камского каскада можно наблюдать не только между отраслями народного хозяйства, но и внутри каждой отрасли. Помимо этого, ограничения и условия оптимальности сельского хозяйства также месяц от месяца год от года несут различное математическое описание и соответствующие числовые показатели.

2.5.2.3 Условия оптимальности водообеспечения рыбного хозяйства

Одним из основных требований рыбного хозяйства в водохранилищах является поддержание по возможности постоянных уровней воды в верхнем бьефе гидроузла, без резкого снижения их на период нереста (ограничения на уровни и скорости изменения уровней воды). В зимний период рыбное хозяйство заинтересовано в более поздней и меньшей по высоте сработке водохранилищ для предотвращения замора рыбы из-за недостатка кислорода в воде [20].

Более сложны требования рыбного хозяйства к режиму нижних бьефов гидроузлов: для ряда ГЭС среднесуточные расходы воды в нижние бьефы в половодный период должны быть равномерными, что снижает возможности недельного регулирования на ГЭС и выполнения ими функций аварийного резерва мощности.

В уникальном для рыбного хозяйства районе Нижней Волги весной определяется специальный попуск воды на нужды рыбного хозяйства. Этот попуск требует холостых сбросов через водосливы ГЭС, так как расходов воды только через турбины ГЭС оказывается недостаточно, что ведет к большим потерям энергии ГЭС. Выбор размера (объема) этого пропуска не может быть регламентирован на многие годы. Этот выбор производится в каждом конкретном году индивидуально на основе специальных расчетов и согласований между отраслями народного хозяйства. Критерии оптимальности каждый месяц могут меняться кардинальным образом.

Например, в [32] описано, что в начале 2018г. Астраханская область была заинтересована в минимизации сбросных расходов через Волгоградский гидроузел, так как расходы более 9000 м³/с могли привести к преждевременному залитию нерестилищ и возможным заморам рыбы в связи с сильным промерзанием мелководных водоемов. В данных условиях режим на январь-февраль 2018г. предлагалось формировать с учетом следующего условия оптимальности:

$$R_1(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min \quad (2.17)$$

где $Q_{\text{нб вол.гэс } i}$ – расход воды Волжской ГЭС, м³/с; $Z_{\text{нб вол.гэс},i}$ – уровень нижнего бьефа Волгоградского гидроузла, м БС; i – номер дня расчетного периода; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

В таблице 2.4 представлены предложения водопользователей по формированию режимов работы Волгоградского гидроузла с января по июль 2018г [32]. Таблица наглядно демонстрирует:

- наличие противоречивых интересов рыбного хозяйства разных регионов;
- наличие противоречивых интересов между отраслями народного хозяйства.

Таблица 2.4. Предложения водопользователей по формированию режимов работы Волгоградского гидроузла с января по июль 2018г.

Период	Участник	Условия оптимальности	Примечание
январь-февраль 2018г.	Астраханская область	$\left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i} / n \right) \leq 9000 \text{ м}^3 / \text{с}$ $\sum_{i=1}^n Z_{\text{нб волг},i} / n \rightarrow \min$	Расходы более 9000 м ³ /с могут привести к преждевременному залитию нерестилищ и возможным заморам рыбы в связи с сильным промерзанием мелководных водоемов
	АО «СО ЕЭС»	$\sum_{i=1}^n P_{\text{сарат.гэс},i} \rightarrow \max$ $\sum_{i=1}^n P_{\text{ж.гэс},i} \rightarrow \max$ $\sum_{i=1}^n P_{\text{вол.гэс},i} \rightarrow \max$	С учетом режимных условий ЕЭС России, существенно более высокого электропотребления в феврале относительно электропотребления в марте, предлагается перераспределить расходы нижеволжских ГЭС между февралем и мартом: увеличить расход в январе-феврале, при необходимости снизив расход в марте
	Волгоградская область	$\sum_{i=1}^n Z_{\text{нб вол.гэс},i} / n > -10 \text{ м}$ $\sum_{i=1}^n Z_{\text{нб вол.гэс } i} / n \rightarrow \max$	Волгоградского гидроузла, складываются условия для образования шуголедовых масс и заполнения донным льдом водозаборных сооружений г.Волгограда. Это приводит к их полной остановке и перебоям в работе систем водоснабжения и теплоснабжения города. Для исключения аварийной ситуации необходимо в период активного шугообразования поддержание уровня в нижнем бьефе на отметке не менее (-10,0 м БС)
	ПАО «Русгидро», АО «Татэнерго»	$\sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i} / n \rightarrow \min$ $\sum_{i=1}^n Z_{\text{вб ж.гэс},i} / n \rightarrow \min$	С целью предполоводной сработки нижеволжских водохранилищ ВКК
март-апрель 2018г.	Астраханская область	$\sum_{i=1}^n Z_{\text{волг-актуб},i} / n \rightarrow \max$	Вариант спецпуска с максимальными сбросами 18000 м ³ /с неприемлем, поскольку будет залито менее 80% угодий.
	Росрыболовство	$\left(\sum_{i=1}^n Z_{\text{в/п астрахань},i} / n \right) \rightarrow \max$	При максимальных расходах 18000 м ³ /с уровень воды по в/п Астрахань составит ориентировочно 480-500 см, при этом может быть залито только 80% нерестовых угодий.
апрель-май 2018г.	Росрыболовство	$\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i} / n \rightarrow \max$	Учитывая изложенное, а также то, что минимально необходимый период для достижения личинками рыб жизнестойких этапов развития составляет минимум 35 суток, при осуществлении

Период	Участник	Условия оптимальности	Примечание
			<p>рыбохозяйственной полки расходами 14000-14500 м³/с предварительный размер ущерба водным биоресурсам составит 2 808,2 тонн в натуральном выражении; ориентировочная стоимость, принятая как стоимость продукции из одного кг сырья по отдельным видам рыб. составит 170 млн. рублей.</p> <p>Ущерб водным биоресурсам подсчитан в соответствии с положениями Методики исчисления размера вреда, причиненного водным биологическим ресурсам, утвержденной приказом Росрыболовства от 25 ноября 2011 г. № 1166 (зарегистрирован в Минюсте России 5 марта 2012 г. № 23404), с учетом зависимости площади заливания нерестилищ (тыс.га) от различного уровня расходов воды (тыс. куб. м/с).</p>
	Астраханская область	$\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \max$	Продлить на максимально возможный период сбросы в объеме больше 17000 м ³ /с для обеспечения жизнестойкости рыбной молоди
	Саратовская область	$\left. \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i}/n > 14,7 \text{ м БС;} \\ \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min \end{array} \right\}$	<p>Гидрологический режим Волгоградского водохранилища является определяющим фактором создания условий для нереста и нагула молоди основных промысловых рыб.</p> <p>Повышенные сбросы и резкие колебания уровня воды, осуществляемые в нерестовый период, наносят ощутимый ущерб водным биоресурсам Волгоградского водохранилища. Для достижения эффективного воспроизводства рыб в Волгоградском водохранилище, по данным Саратовского отделения ФГБНУ "ГосНИОРХ", необходим уровень воды не менее 14,7 м.</p> <p>Предлагает установить режим Волгоградского водохранилища в летний период, обеспечивающего поддержание уровня воды в створе г. Саратова не менее 14,7 м.</p>
июнь-июль 2018г.	Росрыболовство	$\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \max$	<p>Большинство молоди рыб на полях не достигло жизнестойких покатных стадий. Вместе с тем, с падением уровня в водотоках наблюдается скат молоди различных видов рыб.</p> <p>Для минимизации ущерба рыбному хозяйству необходимо продление рыбохозяйственной «полки» расходами юльше 14000 м³/с до 8 июня включительно. При этом понадобится дополнительно 4,8 км³ воды.</p>
	Астраханская область	$\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \max$	Текущий мониторинг нерестилищ, проводимый специалистами Астраханского государственного природного биосферного заповедника показывает, что массовый нерест ценных полупроходных видов рыб проходит в текущем году с 1 мая. В целях недопущения негативных последствий для водных биоресурсов считаем необходимым и наиболее

Период	Участник	Условия оптимальности	Примечание
			приемлемым график попуска с расходом не менее 16000 м ³ /с продолжительностью не менее 30 дней. Меньшие объемы сбросов приведут к преждевременному отшнурованию значительных площадей пойменных нерестилищ дельты Волги и гибели, не вышедшей части производителей. Резкое сокращение сбросов повлечет массовую гибель икры и личинок рыб в отшнурованных водоемах. Уже сформировавшиеся личинки и мальки рыб вместе с обратным током воды попадут в крупные водотоки речной системы, условия которой (холодная вода, избыточная проточность, отсутствие кормовой базы) приведут к гибели значительной их части.

При этом стоит отметить, что таблица 3.1 отражает предложения исключительно по Волжской ГЭС. Аккумуляция предложений по всем гидроузлам Волжско-Камского каскада (11 ГЭС) приводит к формированию нескольких десятков ограничений и условий оптимальности водопользователей, которые в той или иной степени противоречат друг другу. Каскадная взаимосвязь гидроэлектростанций еще более усложняет задачу расчета.

2.5.2.4 Условия оптимальности функционирования энергетической отрасли

Требования энергетики сводятся в первую очередь к обеспечению гарантированных среднемесячных мощностей. Регламентируется также снижение мощностей ГЭС ниже гарантированных для крайне маловодных условий. Гарантированные средние мощности ГЭС обеспечивают гарантированное участие ГЭС в балансах мощности и энергии энергосистем, т.е. такое участие, при котором не будет дефицитов мощности и энергии в энергосистемах.

Помимо этого, системный оператор ЕЭС России (АО «СО ЕЭС») считает наиболее сложным по режиму работы Единой энергетической системы период декабрь - февраль с учетом хода температур наружного воздуха и сезонного роста электропотребления.

Например, с учетом режимных условий ЕЭС России, существенно более высокого электропотребления в феврале относительно электропотребления в марте, в январе 2018г. СО ЕЭС предлагал перераспределить расходы нижневолжских ГЭС между февралем и мартом: увеличить выработку электроэнергии в январе-феврале, при необходимости снизив расходы воды в марте [32]:

$$\left. \begin{aligned} R_1(Q_{\text{нб сарат.гэс},1} \dots Q_{\text{нб сарат.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n P_{\text{сарат.гэс},i} \rightarrow \max \\ R_2(Q_{\text{нб ж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n P_{\text{ж.гэс},i} \rightarrow \max \\ R_3(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) &= \sum_{i=1}^n P_{\text{вол.гэс},i} \rightarrow \max \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

где $P_{\text{сарат.гэс},i}$ – выработка Саратовской ГЭС в январе-феврале 2018г, млн. кВтч; $P_{\text{ж.гэс},i}$ – выработка Жигулевской ГЭС в январе-феврале 2018г, млн. кВтч; $P_{\text{вол.гэс},i}$ – выработка Волжской ГЭС в январе-феврале 2018г, млн. кВтч; $Q_{\text{нб сарат.гэс},i}$ – расход воды Саратовской ГЭС, м³/с; $Q_{\text{нб ж.гэс},i}$ – расход воды Жигулевской ГЭС, м³/с; $Q_{\text{нб вол.гэс},i}$ – расход воды Волжской ГЭС, м³/с; i – номер дня расчетного периода; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

При этом позиция СО ЕЭС не всегда совпадает с позицией собственников ГЭС. СО ЕЭС заинтересован в увеличении выработки электроэнергии, а также мощности ГЭС в наиболее сложные по режиму работы ЕЭС зимние периоды. Собственники ГЭС заинтересованы в максимизации выработки электроэнергии в периоды максимальных цен на оптовом рынке электроэнергии. Помимо этого, собственники заинтересованы в минимизации удельных расходов воды на выработку электроэнергии, а также недопущения наличия ограничений мощности ГЭС (ограничения приводят к снижению поставки мощности на ОРЭМ).

Вместе с тем, какой бы характер не носил энергетические условия оптимальности, соответствующий режим должен не только удовлетворять ему, но и обеспечивать сохранение на заданном уровне ряда других показателей, определяющих как качество электроэнергии (напряжение и частоту), так и необходимый уровень надежности ее производства, т.е. гарантировать выполнение требуемого режима электропотребления, включая соответствующий расход используемых энергоресурсов.

2.5.2.5 Условия оптимальности водообеспечения других отраслей

Требования коммунального и промышленного водоснабжения определяются допустимыми минимальными и максимальными уровнями воды в районах расположения водозаборов.

В частности, в январе 2018г. администрация Волгоградской области обращало внимание на то, что в период резкого понижения температуры воздуха, отсутствия ледостава и низкого уровня воды в нижнем бьефе Волгоградского гидроузла, складывались условия для образования шуголедовых масс и заполнения донным льдом водозаборных сооружений г.Волгограда. Данное обстоятельство приводило к их полной остановке и перебоям в работе систем водоснабжения и теплоснабжения города.

Для исключения аварийной ситуации предлагалось в период активного шугообразования поддержание уровня в нижнем бьефе на отметке не менее -10,0 м БС и обеспечение минимального среднесуточного сброса через Волгоградский гидроузел не менее 6200 м³/с [32].

Данные условия противоречили интересам соседнего Астраханского региона.

Санитарные требования обычно сводятся к обеспечению минимальных санитарных попусков воды. Возможны случаи режимов отдельных залповых попусков воды из водохранилищ в целях промывки илистых отложений в реке.

Водохранилища ГЭС могут использоваться также для срезки высоких паводковых уровней воды и для борьбы с наводнениями. Для этих целей специально резервируется некоторый объем водохранилищ и в качестве режимных ограничений фигурирует не превышение максимально допустимого расхода воды в нижней бьеф.

К тому же возможно формирование новых условий оптимальности и ограничений исходя из потребности проведения ремонтных работ в зонах Волжско-Камского каскада ГЭС.

В частности, в период с июля по сентябрь 2018 г. на Нижнекамском гидроузле были запланированы работы по заключительному этапу восстановления участка размыва за концевой частью рисбермы отводного канала. Для безопасного выполнения работ по отсыпке камня (более 50 тыс. тонн) на участке размыва, было необходимо в течение 2-х недель поддержание уровня воды в нижнем бьефе у плотины Нижнекамского гидроузла не выше отметок 52,7 - 52,8 м БС. Для этого с целью снижения подпора нижнего бьефа гидроузла предлагалась сработка Куйбышевского водохранилища до отметок ниже 52,45 - 52,55 м БС:

$$R_1(Q_{\text{нб ж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ж.гэс},i}) = \left. \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб ж.гэс } i} / n < 52,55 \text{ м БС} \\ \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб ж.гэс } i} / n \rightarrow \min \end{array} \right\} \quad (2.19)$$

где $Z_{\text{вб ж.гэс},i}$ – уровень верхнего бьефа Жигулевского гидроузла, м БС; $Q_{\text{нб ж.гэс},i}$ – расход воды Жигулевской ГЭС, м³/с; i – номер дня расчетного периода; n – общее количество дней, устанавливаемых по режиму работы ВКК.

Таким образом, оптимизационная модель должна учитывать интересы всех водопользователей водных ресурсов. При этом очевиден тот факт, что в зависимости от всевозможных условий (времени года, водности и др.) количество условий оптимальности и ограничений оптимизационной модели может меняться как в большую, так и в меньшую сторону. При этом данные критерии имеют следующие особенности:

- наличие противоречивых интересов внутри отрасли в рамках одного гидроузла;
- наличие противоречивых интересов между отраслями народного хозяйства в рамках одного гидроузла;
- наличие противоречивых интересов между отраслями народного хозяйства в каскада ГЭС, которые имеют как гидравлические, так и гидрологические связи.

Таким образом, на лицо многокритериальная оптимизационная задача, с неопределенным количеством критериев оптимальности и ограничений.

2.5.3 Метод последовательных уступок и алгоритм расчета среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы

Особенностью рассматриваемой задачи является наличие множественности внешних условий, требующих рассмотрения многих требований (критериев). При этом в зависимости от внешних и внутренних условий количество требований может быть разным.

Частные критерии оптимальности R_{ij} и целевые функции для отдельных участников ВХК, кроме ГЭС, выразить количественно очень сложно. Однако, очевидно, что они являются функциями расходов воды Q_{ij} в каждом гидроузле и в каждый временной период, т.е. $R_{ij}=R_{ij}(Q_{ij})$. Участники же ВХК могут указать требования к расходам Q_{ij} или уровням Z_{ij} либо выработки электроэнергии P_{ij} , обеспечивающим для них максимум эффекта. Требования могут выражаться как в форме максимизации/минимизации параметра, так и в форме ограничения.

В этом случае задача оптимального распределения стока между гидроузлами сводится к компромиссному удовлетворению требований по Q_{ij} или Z_{ij} или P_{ij} для всех участников ВХК. Полученное распределение воды можно считать компромиссным решением задачи многокритериальной оптимизации. Для решения поставленной задачи разработана методика последовательных уступок при распределении стока по всем гидроузлам каскада в каждый временной период. Алгоритм формирования режимов работы каскада гидроузлов сводится к поэтапному выполнению ряда нижеописанных задач.

В первую очередь задается расчетный период. Данный расчетный период разбивается на n дискретных интервалов. Очевидно, что чем больше длительность расчетных интервалов (следовательно, чем меньше число интервалов), тем меньше трудоемкость решения, но тем больше погрешность за счет осреднения внутри расчетных интервалов стоковых и режимных параметров. Соответственно, должна выбираться наибольшая допустимая по точности режимных расчетов длительность расчетных интервалов. Определить длительность интервалов лучше всего путем экспериментальных расчетов оптимальных режимов. В общем случае длительность расчетных интервалов может быть тем больше, чем меньше изменчивость во времени речного стока и чем выше регулирующая способность водохранилищ.

Далее, индексами i и j обозначаются, соответственно, номер расчетного интервала и номер ГЭС (все ГЭС каскада нумеруются сверху вниз либо по течению реки, либо по уровням высот по Балтийской системе). Таким образом рассматривается i расчетных интервалов и j ГЭС.

Режим гидроэлектростанций в любом i -м интервале характеризуется рядом режимных параметров. Основные из этих параметров следующие:

- уровни верхнего бьефа $Z_{вб\ i\ j}$, уровни нижнего бьефа $Z_{нб\ i\ j}$,

- объемы W_{ij} водохранилищ любой j -й ГЭС на начало (момент t_i) и на конец (момент t_{i+1}) интервала;
- средние за интервал расходы воды из водохранилищ ГЭС Q_{vij} , через ГЭС $Q_{гэсij}$, через водосливы $Q_{х.с.ij}$ или в нижние бьефы $Q_{нбij}$;
- средние за интервал напоры ГЭС H_{ij} и отдельные составляющие потерь напоры;
- средние за интервал мощности ГЭС $N_{гэсij}$ и выработка электроэнергии ГЭС $\mathcal{E}_{гэсij}$;
- $N_{гэс\text{ пик }ij}$ – пиковая мощность j -й ГЭС в i -м интервале, $N_{гэс\text{ пик }i}$ – среднее значение мощностей всех ГЭС в i -м интервале, $\sum N_{гэс\text{ пик }i}$ – пиковая мощность всех ГЭС в i -м интервале;
- $k_{зимнij}$ – зимний коэффициент, характеризующим подпор уровней воды в нижнем бьефе за счет ледовых явлений определяющий пропускную способность стесненного или подпертого льдом сечения и представляющим собой отношение зимнего расхода воды к летнему при одном и том же уровне воды: $k_{зимнij} = Q_z/Q_l$;
- $\tau_{i,j}$ - время добегания расходов воды между гидроузлами;
- Δt_i – длина i -го расчетного интервала

Для того чтобы однозначно задать режим ГЭС, достаточно зафиксировать для разных расчетных интервалов один из следующих режимных параметров $Z_{вбij}$, W_{ij} , Q_{vij} , $Q_{нбij}$, $N_{гэсij}$, $\mathcal{E}_{гэсij}$. Другие режимные параметры однозначно определяются из балансовых (энергетических, гидравлических) соотношений.

Далее в модель заполняются детерминированное задание гидрографов рек, а также требования участников ВХК по установлению режимов работы отдельных гидроузлов каскада на предстоящий период. Данные требования формируются в виде математического описания условий оптимальности либо ограничений системы, подробно рассмотренных в п.2.5.2.1 – 2.5.2.5.

На следующем шаге осуществляется импорт (загрузка) исходных данных в модель. Загрузка данных проводится по всем ГЭС каскада до начала расчетного периода. В главе 4 подробно описывается данный процесс.

Таким образом, на начало расчетного периода должны быть детерминировано заданы все необходимые для расчета параметры. При запаздывании в добегании расходов воды между ступенями каскада необходимо также задание расходов воды в нижние бьефы ГЭС для нескольких предшествующих расчетных интервалов. Конечные условия также могут быть заданы в виде уровней водохранилищ на конец расчетного периода, когда эти уровни известны, например, уровня предполоводной сработки водохранилищ или условия заполнения до отметок НПУ водохранилищ сезонного (годового) регулирования к концу весеннего половодья.

После загрузки данных проводится обработка параметров с последующей актуализацией существующих характеристик. Алгоритм актуализации заложен в разработанном программном продукте, процесс расчета занимает незначительное время. Осуществляется проверка на адекватность модели и достижения прогнозирования основных параметров в границах допустимых интервалов.

Далее, экспертным путем осуществляется качественный анализ относительной важности(приоритета) требований каждого участника ВХК. На основании такого анализа требования участников нумеруются в порядке убывания важности(приоритета) $R_1, R_2, R_3, \dots, R_n$ (таблица 2.5).

Таблица 2.5 Порядок убывания важности(приоритета) требований участников ВХК

Номер приоритета	Требование
1	$R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$
2	$R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$
3	$R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$
...	...
n	$R_n(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$

Далее решается задача по поиску решения первого по важности требования $R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min$, где (W – параметр расхода Q_j либо уровня Z_j гидроузла). Расчет осуществляется для всего каскада гидроузлов по всему расчетному периоду.

На следующем этапе назначается величина «допустимой» уступки ΔW_1 требования $R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j})$. Далее, решается задача по поиску решения второго по важности требования $R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min$ при условии, что параметр первого требования должен быть не больше/меньше (в зависимости от условия максимизации либо минимизации требования), чем $R_1 \pm \Delta W_1$ и оно является ограничением:

$$R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$$

$$R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \geq R_1 - \Delta W_1 \text{ или } R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \leq R_1 + \Delta W_1;$$

$$\Delta W_1 \geq 0.$$

На следующем этапе назначается величина «допустимой» уступки ΔW_2 требования $R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j})$. Далее, решается задача по поиску решения третьего по важности требования $R_3(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min$ при условии, что параметр второго требования должен быть не больше/меньше (в зависимости от условия максимизации либо минимизации требования), чем $R_2 \pm \Delta W_2$ и оно является ограничением:

$$R_3(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$$

$$R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \geq R_1 - \Delta W_1 \text{ или } R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \leq R_1 + \Delta W_1;$$

$$R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \geq R_2 - \Delta W_2 \text{ или } R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \leq R_2 + \Delta W_2;$$

$$\Delta W_1 \geq 0 \quad \Delta W_2 \geq 0.$$

И так далее, пока не будет решена задача по последнему требованию участника ВХК:

$$R_n(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) = W_j \rightarrow \max/\min;$$

$$R_1(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \geq R_1 - \Delta W_1 \text{ или } R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \leq R_1 + \Delta W_1;$$

$$R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \geq R_2 - \Delta W_2 \text{ или } R_2(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \leq R_2 + \Delta W_2;$$

.....

$$R_k(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \geq R_k - \Delta W_b \text{ или } R_k(Q_{1,j} \dots Q_{i,j}) \leq R_k + \Delta W_b \quad k = \overline{1, n-1};$$

$$\Delta W_1 \geq 0 \quad \Delta W_2 \geq 0 \dots \Delta W_k \geq 0 \quad k = \overline{1, n-1}.$$

При этом для каждой пары последовательно анализируемых требований необходимо задать несколько значений уступок ΔW_k и определить изменения максимальных значений ΔW_{k+1} с учетом соотношения значимости рассматриваемых требований.

При этом очевидно, что существует вероятность появления ситуации, при котором решение задачи будет завершено не дойдя до последнего требования. В данных условиях увеличение значения уступок либо достигает предельной величины, либо в принципе не приводит к решению задачи. В данном случае задача решается для k -го количества критериев в рамках ранее утвержденных уступок.

Математический аппарат метода позволяет решать последовательность вышеописанных задач математического программирования. Следовательно, его применение позволяет генерировать различные варианты решений при различных сочетаниях условий, а анализ количественных характеристик этих вариантов дает возможность отобрать наиболее представительные.

В этом случае задача оптимального распределения стока между гидроузлами сводится к компромиссному удовлетворению требований по Q_{ij} и Z_{ij} для всех участников ВХК. Полученное распределение воды и уровней можно считать компромиссным решением задачи многокритериальной оптимизации.

Таким образом, задача оптимального распределения стока между гидроузлами каскада в детерминированной постановке сводится к определению такого режима функционирования каскада ГЭС, при котором реализуются максимально возможное количество условий оптимальности участников водохозяйственной деятельности (ранжированное по важности) и соблюдаются заданные режимные ограничения.

Стоит отметить, что задача поиска решения по k -му требованию участника с учетом всех ограничений и допущений решается с использованием средств имитационного моделирования.

Имитационный подход к решению задачи состоит из следующих этапов:

- задаются значения параметра Q_{ij} по всем гидроузлам каждого расчетного периода;
- в рамках заданного требования участника ВХК и существующих ограничений производится водно-энергетический расчет;
- корректируются значения параметра Q_{ij} . Проводится новый водно-энергетический расчет;
- из множества полученных наборов показателей водно-энергетических режимов каскада ГЭС выбирают набор показателей, который в наибольшей степени соответствует заданному условию оптимальности участника ВХК при выполнении всех ограничений и допущений.

К основным достоинствам имитационного моделирования относится возможность его применения в случаях, когда характер протекающих в системе процессов не позволяет описать эти процессы в аналитической форме. К тому же имитационное моделирование позволяет более активно вовлекать в процесс выработки правил управления специалистов, формирующих режимы работы каскада ГЭС, что позволяет использовать его интуицию, опыт и знания для практического применения полученных по окончании расчета результатов. Подробное описание реализованной в рамках данной работы имитационной модели (<http://hydrocascade.com>) описано в главе 4.

2.5.4 Пример расчета режимов функционирования гидроэнергетической системы

Проведем расчет режимов функционирования энергетической системы на примере ГЭС Волжско-Камского каскада в расчетном интервале с 11 января по 31 марта 2018г. В процессе реального формирования режимов функционирования каскада гидроузлов составляется список их нескольких десятков требований водопользователей ВКК, а также ограничений, описанных в

ПИВР и других НТД. В рамках данного примера, с целью упрощения процедуры описания расчета, представлена ограниченное количество требований участников ВКК (таблица 2.6.)

Суммарный полезный приток воды в водохранилища Волжско-Камского каскада в январе прогнозировался в объеме 16,44 км³ (I квартал – 38,3 км³). Полезные запасы водных ресурсов по каскаду на 01 января 2018г. составляли 71,9 км³.

Таблица 2.6. Требования водопользователей ВКК на период 11 января – 20 февраля 2018г.

Участник	Требование	Примечание
АО «Татэнерго»	$\sum_{i=1}^n Z_{вб\ вол.гэс,i}/n \rightarrow \min$	Необходимость обеспечения свободной емкости водохранилищ Волжско-Камского каскада к началу весеннего половодья и снижение подпора нижнего бьефа Нижнекамского гидроузла
	$\sum_{i=1}^n Z_{вб\ ж.гэс,i}/n \rightarrow \min$	
ПАО «Русгидро»	$\sum_{i=1}^n Q_{нб\ вотк.гэс,i}/n \rightarrow \max$ $\sum_{i=1}^n Z_{вб\ вотк.гэс,i}/n \leq 85,3 \text{ м БС}$	Проведение работ по ремонту откосов грунтовой плотины гидроузла со стороны верхнего бьефа. Требуется поддержание уровня воды в верхнем бьефе с 06 апреля 2018г не выше 85,3 м БС.
	$\sum_{i=1}^n Z_{вб\ вол.гэс,i}/n \rightarrow \min$	Необходимость обеспечения свободной емкости водохранилищ Волжско-Камского каскада к началу весеннего половодья
	$\sum_{i=1}^n Z_{вб\ ж.гэс,i}/n \rightarrow \min$	
АО «СО ЕЭС»	$\sum_{i=1}^n P_{сарат.гэс,i} \rightarrow \max$	Наиболее сложным по режиму работы ЕЭС России является осенне-зимний период (октябрь-март) с учетом хода температур наружного воздуха и сезонного роста энергопотребления. В связи с этим необходимо увеличить выработку нижеволжских ГЭС каскада до марта 2018г.
	$\sum_{i=1}^n P_{ж.гэс,i} \rightarrow \max$	
	$\sum_{i=1}^n P_{вол.гэс,i} \rightarrow \max$	
Росрыболовство	$\sum_{i=1}^n Z_{вб\ вотк.гэс,i}/n \rightarrow \max$ $\sum_{i=1}^n Z_{вб\ вотк.гэс,i}/n \geq 86,6 \text{ м БС}$	В целях предотвращения наступления заморных явлений до середины марта уровень Воткинского водохранилища должен быть не ниже 86,6 м БС
	$\sum_{i=1}^n Q_{нб\ вол.гэс,i}/n \rightarrow \max$	Для обеспечения интересов рыбного хозяйства Росрыболовство считает необходимым минимизировать попуски в нижний бьеф Волгоградского гидроузла
Служба природопользования и охраны окружающей среды Астраханской области	$\sum_{i=1}^n Z_{нб\ вол.гэс,i}/n \rightarrow \min$ $\sum_{i=1}^n Q_{нб\ вол.гэс,i}/n \leq 9000 \text{ м}^3/\text{с}$	Сбросные расходы через Волгоградский гидроузел в размере 9000 м ³ /с приведут к преждевременному залитию нерестилищ и возможным заморам рыбы в связи с сильным промерзанием мелководных водоемов, а также к негативному воздействию растительных сообществ в пойме и дельте Волги в связи с промерзанием корневой системы. Таким образом необходимо минимизировать уровень нижнего бьефа Волгоградского гидроузла.

1. В соответствии с алгоритмом расчета, представленным в п.2.6.3, проведем ранжирование требований водопользователей по приоритету (таблица 2.7).

Таблица 2.7. Таблица ранжирования требований водопользователей

Номер требования	Участник	Требование
1.	ПАО «Русгидро»	$\sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вотк.гэс},i}/n \leq 85,3 \text{ м БС}$ $R_1(Q_{\text{нб вотк.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вотк.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вотк.гэс},i}/n \rightarrow \max$
2.	Росрыболовство	$\sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вотк.гэс},i}/n \geq 86,6 \text{ м БС}$ $R_2(Q_{\text{нб вотк.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вотк.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вотк.гэс},i}/n \rightarrow \max$
3.	Служба природопользования и охраны окружающей среды Астраханской области	$\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вол.гэс},i}/n \leq 9000 \text{ м}^3/\text{с}$ $R_3(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{нб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min$
4.	АО «СО ЕЭС»	$R_4(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n P_{\text{вол.гэс},i} \rightarrow \max$ $R_5(Q_{\text{нб ж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ж.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n P_{\text{ж.гэс},i} \rightarrow \max$
5.	ПАО «Русгидро»	$R_6(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min$ $R_7(Q_{\text{нб ж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ж.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб ж.гэс},i}/n \rightarrow \min$
6.	АО «Татэнерго»	$R_8(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вол.гэс},i}/n \rightarrow \min$ $R_9(Q_{\text{нб ж.гэс},1} \dots Q_{\text{нб ж.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб ж.гэс},i}/n \rightarrow \min$

Таким образом, все требования пронумерованы в порядке убывания их важности. Приступим к решению задачи методом последовательных уступок.

2. На следующем этапе проводим расчет режимов в соответствии с первым по важности требованием ($R_1(Q_{\text{нб вотк.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вотк.гэс},i}) = (\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вотк.гэс},i}/n) \rightarrow \max$) при наличии ограничений по сработке водохранилища к началу апреля ниже уровня 85,3 м БС. Данное требование предполагает максимизацию расходов воды через Воткинский гидроузел с целью сработки Воткинского водохранилища для проведения работ по ремонту откосов грунтовой плотины гидроузла со стороны верхнего бьефа.

Результаты расчета режимов Воткинского гидроузла в соответствии с первым требованием представлены на рисунке 2.19. Полезный приток в Воткинское водохранилище на январь заложен в объеме 0,08 км³. Общий приток (с учетом сбросных расходов Камской ГЭС) составляет 3,58 км³. Согласно проведенным расчетам уровень Воткинского водохранилища к 31 марта сработается до отметки 85,06 м БС, что соответствует ограничениям, представленным ПАО «Русгидро» в 85,3 м БС. Среднесуточные сбросные расходы воды в период с 10 января по 31 марта составят $R_1 = 1800 \text{ м}^3/\text{с}$. Стоит отметить, что данные расходы в расчетном периоде являются максимально допустимыми, так как дальнейшее увеличение привело бы к сработке Воткинского водохранилища ниже УМО (85,0 м БС).



Рисунок 2.19. Результаты расчетов по Воткинскому гидроузлу (требование №1)

При этом стоит отметить, что данный расчетный режим не устраивает Росрыболовство (требование №2 в таблице 2.7). К тому же увеличенные расходы воды Воткинского гидроузла, проходя транзитом через Нижнекамский гидроузел, приведут к увеличению приточности воды в Куйбышевского водохранилища, которое эксплуатируется на отметках близких к НПУ. Данное обстоятельство неминуемо приведет к необходимости увеличения сбросных расходов Жигулевского гидроузла, что в свою очередь отразится на увеличении приточности воды Волгоградского водохранилища. Данное обстоятельство отрицательно сказывается на требовании №3 (таблица 2.7).

3. Таким образом, на следующем этапе в соответствии с алгоритмом расчета режимов, представленным в п.2.5.3, назначается величина «допустимого» снижения (уступки) $\Delta Q_{\text{нб вотк.гэс}}$. Далее решается задача по поиску решения по второму требованию, при условии, что значение первого требования должно быть не больше, чем результат расчета за вычетом $\Delta Q_{\text{нб вотк.гэс}}$ ($R_1 - \Delta Q_{\text{нб вотк.гэс}}$) и оно является ограничением:

$$R_2(Q_{\text{нб вотк.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вотк.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вотк.гэс},i} / n \rightarrow \max;$$

$$\sum_{i=1}^n Q_{\text{нб вотк.гэс},i} / n \geq R_1 - \Delta Q_{\text{нб вотк.гэс}}; \quad (2.20)$$

$$\Delta Q_{\text{нб вотк.гэс}} > 0.$$

4. На следующем этапе проводим расчет режимов в соответствии со вторым по приоритету требованием ($R_2(Q_{\text{нб вотк.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вотк.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{вб вотк.гэс},i} / n \rightarrow \max$) при наличии ограничений по

сработке Воткинского водохранилища до середины марта не ниже 86,6 м БС. Данное требование предполагает максимизацию уровня воды Воткинского водохранилища с целью предотвращения наступления заморных явлений на водоеме.

Результаты расчета режимов в соответствии со вторым требованием и ограничением уравнения (2.20) представлены на рисунке 2.20.



Рисунок 2.20 Результаты расчетов по Воткинскому гидроузлу (требование №2)

Согласно проведенным расчетам уровень Воткинского водохранилища к середине марта сработается до отметки $R_2 = 86,79$ м БС, что соответствует ограничениям, представленным Росрыболовством в 86,6 м БС. Среднесуточные сбросные расходы воды в период с 10 января по 31 марта скорректированы 1650 м³/с. Величина уступки $\Delta Q_{\text{нб воткгэс}}$ составляет 150 м³/с или 0,4 км³ в январе или 1,2 км³ до 31 марта 2018г.

5. На следующем этапе назначается величина «допустимого» снижения (уступки) $\Delta Z_{\text{вб вотк.гэс}}$ для второго требования. Далее решается задача по поиску решения по третьему требованию, при условии, что значение второго требования должно быть не больше, чем результат расчета за вычетом $\Delta Z_{\text{вб вотк.гэс}} (R_2 - \Delta Z_{\text{вб вотк.гэс}})$ и оно является ограничением.

6. Проводим расчет режимов в соответствии с третьим по приоритету требованием ($R_3(Q_{\text{нб вол.гэс},1} \dots Q_{\text{нб вол.гэс},i}) = \sum_{i=1}^n Z_{\text{нб вол.гэс},i} / n \rightarrow \min$) при наличии ограничений по расходу воды через Волгоградский гидроузел не более 9000 м³/с. Данное требование предполагает минимизацию уровня воды в Нижней Волге с целью недопущения преждевременного заливания нерестилиц и возможных заморных явлений рыбы в связи с сильным промерзанием мелководных водоемов, а также негативного воздействия растительных сообществ в пойме и дельте Волги в связи с промерзанием корневой системы.

Результаты расчета режимов Волгоградского гидроузла в соответствии с третьим требованием представлены на рисунке 2.21. Полезный приток в Волгоградское водохранилище на январь заложен в объеме около 0 км^3 , в Куйбышевское водохранилище в объеме около $2,26 \text{ км}^3$. Общий приток (с учетом сбросных расходов Саратовской ГЭС) составляет $18,095 \text{ км}^3$. Согласно проведенным расчетам среднесуточный уровень нижнего бьефа Волгоградского гидроузла в период с 10 января по 31 марта составит $R_3 = -9,5 \text{ м БС}$. При этом среднесуточные сбросные расходы воды составляют $6800 - 6850 \text{ м}^3/\text{с}$, что соответствует ограничениям, представленными Службой природопользования и охраны окружающей среды Астраханской области ниже $9000 \text{ м}^3/\text{с}$. Стоит отметить, что данные расходы в расчетном периоде являются минимально допустимыми, так как дальнейшее снижение привело бы к переполнению Волгоградского водохранилища выше НПУ ($15,0 \text{ м БС}$). Снижение приточности воды к створам Волгоградского гидроузла путем снижения расходов воды на Жигулевском гидроузле также не представляется возможным. Куйбышевское водохранилище эксплуатируется на отметках близких к НПУ. Снижение расходов приведет к наполнению водоема выше НПУ. Снижение расходов воды на вышерасположенных гидроузлах также не представляется возможным по причине наличия ограничений, связанных с требованиями других водопользователей, не описанных в данном примере.



Рисунок 2.21 Результаты расчетов по Волгоградскому гидроузлу (требование №3)

7. На следующем этапе назначается величина «допустимого» снижения (уступки) $\Delta Z_{\text{нб вол.гэс}}$ для третьего требования. Далее решается задача по поиску решения по четвертому требованию, при условии, что значение третьего требования должно быть не больше, чем результат расчета за вычетом $\Delta Z_{\text{нб вол.гэс}}$ ($R_3 - \Delta Z_{\text{нб вол.гэс}}$) и оно является ограничением.

8. Проводим расчет режимов в соответствии с четвертым и пятым по приоритету требованиями. Данные требования предполагают максимизацию выработки электроэнергии Жигулевской и Волгоградской ГЭС.

Результаты расчета режимов Волжской ГЭС в соответствии с четвертым требованием представлены на рисунке 2.22. Результаты расчета режимов Жигулевской ГЭС в соответствии с пятым требованием представлены на рисунке 2.23.



Рисунок 2.22 Результаты расчетов по Волгоградскому гидроузлу (требование №4)



Рисунок 2.23 Результаты расчетов по Жигулевскому гидроузлу (требование №5)

Согласно проведенным расчетам среднесуточный уровень нижнего бьефа Волгоградского гидроузла на период с 10 января по 31 марта составит $R_3 = -9,37$ м БС. При этом среднесуточные сбросные расходы воды составляют ~ 7000 м³/с. Величина уступки $\Delta Z_{\text{нб вол.гЭС}}$ составляет 15 см.

Выработка Жигулевской ГЭС в январе составит ~ 944 млн. кВтч, за I квартал ~ 2,816 млрд. кВтч. Выработка Волжской ГЭС в январе составит ~ 1011 млн. кВтч, за I квартал ~ 3,015 млрд. кВтч.

Стоит отметить, что в данной главе представлен упрощенный вариант расчета режимов функционирования ГЭС Волжско-Камского каскада. Данный вариант включает ограниченное количество требований участников, а также ограничений и допущений.

Таким образом, решение задачи обеспечивает определение такого режима функционирования каскада ГЭС, при котором реализуются максимально возможное количество условий оптимальности участников водохозяйственной деятельности (ранжированное по важности) и соблюдаются заданные режимные ограничения и допущения.

Программный комплекс формирования режимов функционирования каскада ГЭС находится в опытно-промышленной эксплуатации АО «Татэнерго» и используется для защиты интересов компании на заседаниях Межведомственной рабочей группы по формированию режимов работы гидроузлов Волжско-Камского каскада.

Выводы по главе 2

1. Проведено описание объекта моделирования энергетической системы на примере Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций. Данный каскад состоит из 8-ми крупных ГЭС на р. Волге и 3-х ГЭС на р. Каме с общей установленной мощностью более 11,7 ГВт.

2. Проведено описание структуры модели функционирования гидроэнергетической системы, а именно напорные характеристики каскада ГЭС с учетом проявления подпоров, баланс расходов в каскадах ГЭС и расчетная схема гидравлического режима каскада ГЭС с подробным описанием понятия времени добегания расходов воды между гидроузлами.

3. Проведено описание принципов формирования и функционирования диспетчерских графиков водохранилищ гидроэлектростанций.

4. Описаны полномочия Федерального агентства водных ресурсов и его структур в области использования и охраны водных объектов, в том числе, установления режимов специальных попусков, наполнения и сработки водохранилищ, а также пропуска паводков на водных объектах, находящихся в федеральной собственности.

5. Условия оптимальности участников ВХК и ограничения по ведению режимов работы гидроэнергетической системы можно разделить по соответствующим отраслям народного хозяйства: речной транспорт; сельское хозяйство; рыбное хозяйство; энергетическая отрасль; другие отрасли. Проведены примеры условий оптимальности каждой отрасли.

6. Для рассматриваемой режимной задачи условия оптимальности участников ВХК могут иметь различные математические формы и соответствующие числовые показатели в

зависимости от характера требований, предъявляемых системе для достижения выгодного режима.

7. Особенностью рассматриваемой задачи является наличие множественности внешних условий, требующих рассмотрения многих требований (критериев). При этом в зависимости от внешних и внутренних условий количество требований участников ВХК может быть разным.

8. Задача оптимального распределения стока между гидроузлами в детерминированной постановке сводится к определению такого режима функционирования гидроэнергетической системы, при котором реализуются максимально возможное количество условий оптимальности участников водохозяйственной деятельности (ранжированное по важности) и соблюдаются заданные режимные ограничения. Полученное распределение воды и уровней можно считать компромиссным решением задачи многокритериальной оптимизации.

9. Разработана и описана методика оптимального расчета среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетического комплекса. Математический аппарат метода позволяет решать последовательность вышеописанных задач математического программирования. Следовательно, его применение позволяет генерировать различные варианты решений при различных сочетаниях условий, а анализ количественных характеристик этих вариантов дает возможность отобрать наиболее представительные.

10. Приведен пример расчета режимов функционирования гидроэнергетического комплекса в условиях обеспечения интересов энергетических и водохозяйственных систем.

3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ФОРМИРОВАНИЯ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС

3.1. Описание объекта моделирования ГЭС

Математическая модель производства электроэнергии на ГЭС проводится на примере Нижнекамской ГЭС, которая входит в Волжско-Камский каскад гидроэлектростанций и находится по водном пути между Жигулевской ГЭС и Воткинской ГЭС [33].

Основные бетонные сооружения Нижнекамского гидроузла расположены на левобережной пойме и в пределах бывшей левобережной протоки реки Камы. Судоходный шлюз располагается также на левобережной пойме. Со стороны верхнего бьефа к шлюзу примыкает акватория аванпорта, образованная естественными берегами и искусственно созданной дамбой со стороны реки. В нижнем бьефе от шлюза отходит низовой судоходный канал, соединяющий шлюз с руслом реки. Слева в верхней голове шлюза примыкает левобережная земляная плотина (623 м). По гребню плотины проходит магистральные железная и автомобильная дороги, а также подъездные пути к монтажной площадке.

Справа от шлюза располагается здание ГЭС длиной 486,4 м и примыкающая к нему трехпролетная бетонная водосливная плотина длиной 76,5 м.

Водосливная плотина с тремя пролетами, шириной по 20м каждый, рассчитана на пропуск 6190 м³ воды в секунду. Затворы водосливной плотины и проточного тракта ГЭС обслуживаются специальными козловыми кранами щитового отделения верхнего и нижнего бьефов.

Технологическая схема производства состоит 16 параллельных гидроагрегатов (рисунок 3.1). Каждый гидроагрегат включает в себя сороудерживающие решетки, направляющие аппараты, вертикальные поворотные-лопастные турбины типа ПЛ 20/811-В5-1000 с частотой вращения 57,7 об/мин и синхронные генераторы типа СВ 1470/149-104 (напряжение – 13,8 кВ, возбуждение тиристорное). Мощность каждого гидроагрегата 78 МВт, проектный расчетный напор 12,4 м, расход электроэнергии на собственные нужды 0,5%.

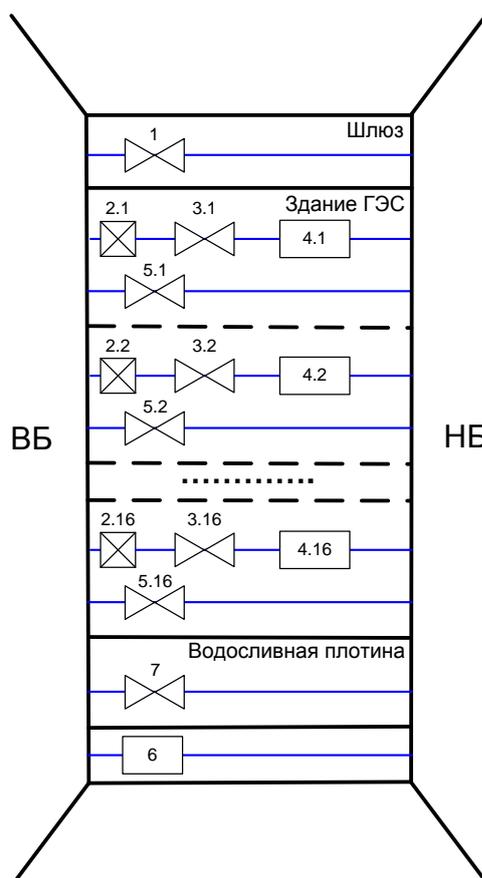


Рисунок 3.1. Принципиальная технологическая схема производства электроэнергии на Нижнекамской ГЭС: 1 – затвор шлюзования; 2.n – сороудерживающие решетки; 3.n – направляющие аппараты (НА); 4.n – гидротурбины; 5.n – затворы донных водосбросов; 6 – фильтрация воды; 7 – затворы водосливной плотины.

При вращении гидротурбины вода с верхнего бьефа проходит через сороудерживающие решетки в водоприемник прямоугольного сечения и далее, через спиральную камеру и направляющий аппарат, попадает в гидравлическую турбину. Через гидравлическую турбину вода проходит в отсасывающую трубу и выходит снизу в нижний бьеф. При выходе на нижний бьеф скорость воды гасится в водобое и далее через рисбермы выходит в русло реки. Направляющий аппарат предназначен для регулирования расхода воды через гидравлическую турбину. Отсасывающая труба в виде усеченного прямоугольного конуса оказывает диффузорный эффект. В водобое происходит гашение бурного потока воды, а рисберма имеет бетонное основание и предназначена для исключения размыва дна русла реки. Водоприемник в сечении представляет собой чуть удлиненный прямоугольник и расположен несколько ниже уровня верхнего бьефа. Спиральная камера обеспечивает плавный вход воды в камеру рабочего колеса. Разрез по оси гидроагрегата представлен на рисунке 3.2.

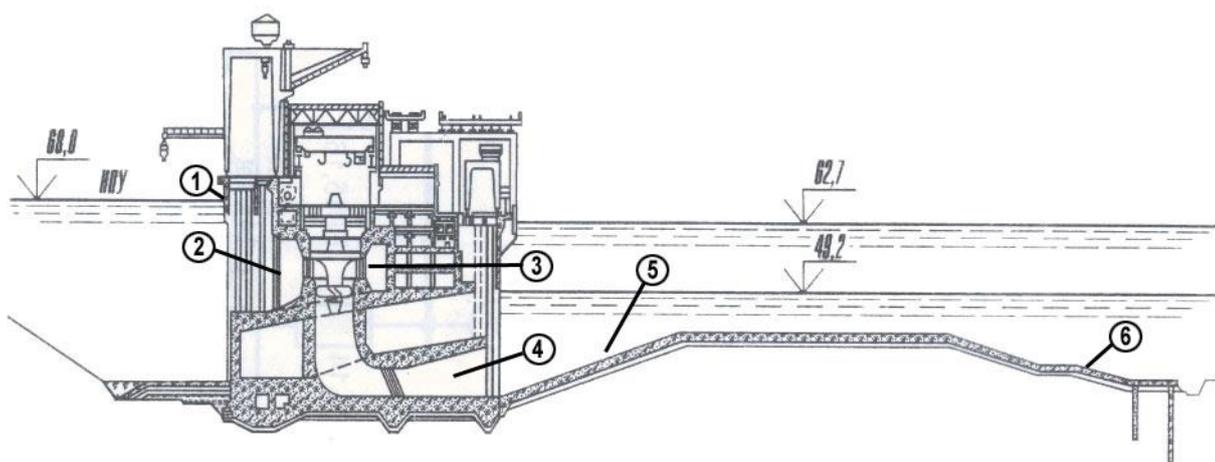


Рисунок 3.2. Разрез по оси гидроагрегата Нижнекамской ГЭС: 1 - соросудерживающие решетки; 2 – водоприемник; 3 – спиральная камера; 4 – отсасывающая труба; 5 – водобой; 6 - рисберма

Ограничения по режиму работы ГЭС: уровень верхнего бьефа (УВБ) в интервале (62,3м - 62,5м); минимальный уровень в нижнем бьефе (УНБ) $Z_{нб\ min}^{нкгэс} = 49,2$ м, минимальный напор станции $H_{min} = 4,5$ м. ГЭС со стороны нижнего бьефа имеет переменный подпор от нижележащей Жигулевской ГЭС.

Главная схема электрических соединений выполнена укрупненными блоками «4 генератора + трансформатор» (ТЦ 400000/500, изготовитель Запорожский трансформаторный завод). Каждая пара гидрогенераторов имеет один общий выключатель. Выход в распределительное устройство от каждого из четырех блочных трансформаторов мощностью 400 МВа выполнен маслонаполненными кабельными линиями 500 кВ типа МВДТ-500-1х625 в количестве 4 штук (общая длина 2316 м., тип масла – С-220, изготовитель - «Камкабель» г. Пермь), проложенных в подземных туннелях.

Нижнекамская ГЭС осуществляет недельное и суточное регулирование стока реки Кама в интересах энергетики. Учет притока воды в водохранилище ведется органами Росгидромета. Учет стока воды через гидроузел осуществляется персоналом ГЭС в соответствии с «Методическими указаниями по учету стока воды на ГЭС» (РД 153 34.2-21.564-00) и правилами учета стока на ГЭС (РД 153-34.21.563-00 М.ОРГРЭС,2001г) [25,26].

Управление, регулирование и контроль работы электромеханического оборудования гидроэлектростанции осуществляется автоматически с использованием средств телемеханики ближнего действия. Оптимальный режим гидроагрегатов поддерживается с помощью автоматических устройств группового регулирования активной и реактивной мощности. Устройства автоматики обеспечивают пуск и включение в сеть резервного агрегата за 40-60с. Применение тиристорного возбуждения генераторов в сочетании с автоматическими

регуляторами возбуждения сильного действия обеспечивают высокую устойчивость работы электрооборудования ГЭС и энергосистемы. Визуализирование и управление технологическим процессом, технико-экономические расчеты работы станции формируются средствами автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на базе современной вычислительной техники.

3.2. Общая структура модели производства электроэнергии на ГЭС

Общая модель производства электроэнергии на ГЭС включает в себя уравнения мощности гидроагрегатов, баланса расхода воды и напора гидроузла. Такая модель изложена в работах [8,32-37].

Под водным балансом ГЭС понимается равенство между водой, поступающей к створу ГЭС с учетом потерь и отборов из верхнего бьефа $Q_{вб}$ (баланс расходов в верхнем бьефе ГЭС) и расходом воды в нижнем бьефе станции $Q_{нб}$ [36]. Общий приток воды к створу одиночной ГЭС $Q_{вб}(t)$ в момент времени «t» описывается формулой:

$$Q_{вб}(t) = Q_{вб}(t) \pm Q_{в(t)} + Q_{ос(t)} + Q_{исп(t)} \pm Q_{л(t)} \pm Q_{ф(t)}^B - Q_{заб\ хоз(t)}^{заб} + Q_{возв\ хоз(t)}^{возв} \quad (3.1)$$

$$Q_{пр(t)} = Q_{пр.прямая(t)} + Q_{пр.боковая(t)}, \quad (3.2)$$

где $Q_{пр(t)}$ - общая приточность воды у створа ГЭС, м³/сек; $Q_{пр.прямая(t)}$ - приток воды (приточность) в водохранилище от основного русла за время t, для каскада – приток от вышележащей ГЭС, м³/сек; $Q_{пр.боковая(t)}$ - приток воды (приточность) в водохранилище за время t с боковых сторон основного русла, м³/сек; $Q_{в(t)}$ - аккумулированный или затраченный полезный объем воды в водохранилище за время t (расход водохранилища), м³/сек; $Q_{ос(t)}$ - приток к ГЭС за счет атмосферных осадков (удельный вес в балансе расходов небольшой), м³/сек; $Q_{исп(t)}$ - потери воды на испарение с поверхности водохранилища (указывается в проектных документациях), м³/сек; $Q_{л(t)}$ - потери воды на льдообразование, определяется объемом льда, осевшего на берегах водохранилища; м³/сек; $Q_{ф(t)}^B$ - потери расхода на фильтрацию воды в ложе водохранилища (удельный вес в балансе расходов меньше каждого из составляющих) м³/сек; $Q_{заб\ хоз(t)}^{заб}$, $Q_{возв\ хоз(t)}^{возв}$ - забор воды для удовлетворения сельскохозяйственных нужд, хозяйственных нужд городов и т.д. и возвратные воды от хозяйственных нужд, м³/сек.

Баланс расходов в нижнем бьефе ГЭС при заданном уровне верхнего бьефа $Z_{вб}$ во многом определяется режимом уровней нижнего бьефа $Q_{нб}$, что в свою очередь является функцией расхода $Q_{нб}$. Это характерно для низко-и средненапорных ГЭС. Расход $Q_{нб}$ одиночной ГЭС может быть определен на основе следующего балансового соотношения [36-37]:

$$Q_{нб(t)} = Q_{гэс(t)} + Q_{х.сб(t)} + Q_{шл(t)} + Q_{ф(t)} + Q_{проч(t)} \quad (3.3)$$

где $Q_{гэс(t)}$ - расход воды через турбины ГЭС, который определяется по энергетическим характеристикам гидроагрегатов по данным $N_{гэс(t)}$, $H_{гэс(t)}$; $Q_{х.сб(t)}$ - холостые сбросы на основе расходной характеристики водосливов и водосбросных отверстий, м³/сек; $Q_{ф(t)}$ - расход воды на фильтрацию из верхнего в нижний бьеф, м³/сек; $Q_{проч(t)}$ - прочие расходы воды (незначительные), м³/сек. Расход воды на шлюзование $Q_{шл(t)}$, м³/сек, рассчитывается как $Q_{шл(t)} = n(t) * W_{призм} / t$, где $n(t)$ - количество сброшенных призм за время t , $W_{призм}$ - объем воды в одной призме шлюза.

Водный баланс между верхним и нижним бьефом за промежуток времени t осуществляется при условии

$$Q_{вб(t)} = Q_{нб(t)} \quad (3.4)$$

Баланс напоров гидроузла рассчитывается следующим образом.

$$H_0 = Z_B - Z_H = \Delta H_{пр} + \Delta H_{отс} + \Delta H_{вых} + \Delta H_{мех} + \Delta H_{об} + \Delta H_{с}, \quad (3.5)$$

где Z_B – средний уровень воды верхнего бьефа; Z_H - уровень воды нижнего бьефа; H_0 – полный напор гидроузла; $\Delta H_{пр}$ - гидравлические потери напора в подводящем водоводе и рабочем колесе, м; $\Delta H_{отс}$ - гидравлические потери напора в напорном трубопроводе, м; $\Delta H_{вых}$ - гидравлические потери напора в отводящем водоводе, м; $\Delta H_{мех}$ - потери напора на турбине, м; $\Delta H_{об}$ - объемные потери напора, связанные с тем, что часть расхода турбины, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе, м.

Потери напора на гидротурбине, гидроагрегате и на сороудерживающих решетках являются немаловажным фактором при оценке особенностей технологического процесса производства электроэнергии. Потери напора на сороудерживающих решетках $\Delta H_{с}$ возникают в результате засорения решеток плавающим мусором, бревнами и т.д. При увеличении расхода воды через турбину увеличиваются потери напора на сороудерживающих решетках. Общей закономерностью потерь напора на сороудерживающих решетках является то, что потери монотонно возрастают при увеличении расхода воды. Наиболее сильное засорение сороудерживающих решеток происходит в весенний паводок и после него, когда разлившаяся весенний поток воды приводит к створу ГЭС много мусора. В летнее время засорение уменьшается, а зимой почти исчезает [39].

Гидравлический напор на турбине рассчитывается по формуле:

$$H = Z_B - Z_H(Q, Z_{H-1}) - h(Q) \quad (3.6)$$

где h – потери напора на решетках и внутри гидроагрегата.

Расчет электрической мощности, вырабатываемой на n гидроагрегатах при почасовом регулировании потока воды через них, проводится по формуле:

$$N(t) = \sum_{i=1}^n (9,81 * Q_i(t) * H_i(t, Q) * \eta_i(H, Q)) \quad (3.7)$$

где i – номера гидроагрегатов ГЭС; t – длительность расчетного интервала времени, час; N – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт; Q – расход воды в нижний бьеф гидростанции, м³/с; H – гидравлический напор на турбине, м; η – к.п.д. гидроагрегата [8,33,40].

$H(t, Q)$ является гидравлической характеристикой нижнего бьефа ГЭС, существуют теоретические и эмпирические описания этой характеристики, однако точность расчета не полностью соответствует современным требованиям.

Коэффициент полезного действия гидроагрегата определяется как произведение к.п.д. турбины η_t и генератора η_g . К.п.д. в количественном отношении определяет какая часть подведенной мощности является полезной, а какая теряется во время работы турбины и генератора. Потери мощности в турбине состоят из гидравлических и механических потерь [41].

Гидравлические потери:

- объемные потери. Потери, при которых вода, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе;
- гидравлические потери напора. Учитывают потери потенциальной энергии потока за счет ударного входа на рабочее колесо, за счет местных и путевых (по длине) потерь напора в гидротурбинной установке, за счет потерь энергии с уходящими потоками и т.п.

Механические и прочие виды потерь связаны с вентиляцией, с преодолением трения на вращающихся участках турбины и др. [42].

По анализу видов потерь удельный вес каждой из составляющих в практических условиях определить трудно. Считается, что механические потери составляют до 7% всех потерь и почти не зависят от режима работы турбины. Уменьшение к.п.д. мощности турбины определяется повышением гидравлических потерь [8,33,40].

Значение к.п.д. турбины η_t определяется по напорно-расходной характеристике турбины $\eta(H, Q)$, которая деформируется по времени эксплуатации.

Причинами понижения к.п.д. турбины в процессе работы являются [40,43,44]:

- расстройство комбинаторной зависимости по причинам: удлинения тросов связи; неправильного настроя зависимостей; постепенного «ухода» комбинаторной зависимости по времени, недостоверного значения напора гидроагрегата в указателях комбинатора, погрешностей в показаниях приборов и т.п.);

- увеличение трения воды на поверхности периметра спиральной и отсасывающей камер, на лопатках направляющего аппарата и рабочего колеса;
- увеличение зазора между рабочим колесом и его камерой.

В связи с этим поставлена задача усовершенствования математического описания указанных характеристик.

Общей закономерностью для всех турбин является быстрый рост к.п.д. при увеличении расхода до максимального значения и быстрое снижение к.п.д. в зоне максимальных расходов, при этом после прохождения точки наибольшей активной мощности происходит уменьшение активной нагрузки при росте расхода воды из-за увеличения открытия направляющего аппарата.

Коэффициент полезного действия генератора рассчитывается по формуле [33,45]:

$$\eta_r = 1 - (1/N_{\text{под}}) * (\Delta N_{\text{хх}} + \Delta N_{\text{кз}} + \Delta N_{\text{воз}}), \quad (3.8)$$

где $N_{\text{под}}$ - подведенная к гидротурбине мощность; $\Delta N_{\text{хх}}$ - потери холостого хода генератора, состоящие из механических и вентиляционных потерь, а также потери в стали; $\Delta N_{\text{кз}}$ - потери короткого замыкания, $\Delta N_{\text{воз}}$ - потери на возбуждение генератора.

В рабочем диапазоне нагрузок (не менее 50% номинальной) происходит малый диапазон изменения к.п.д. генератора [8,27,40]. Следует отметить, что определение статической кривой взаимосвязи к.п.д. генератора и потери мощности в реальных условиях не представляется возможным из-за непостоянства величин, связанных: с состоянием статора генератора (особенно неопределенность с реактивной мощностью, с определением степени охлаждения), с током возбуждения генератора.

Общая структура математической модели производства электроэнергии приведена на рисунке 3.3.

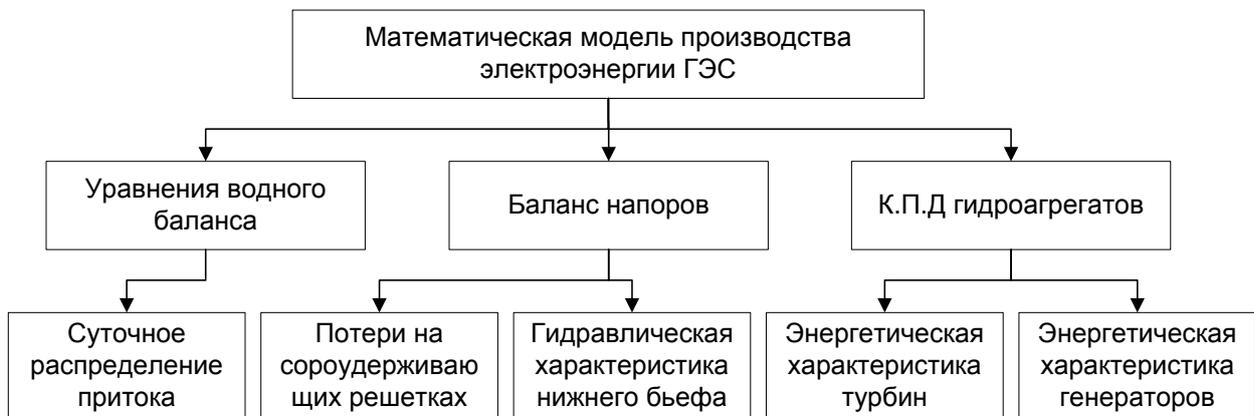


Рисунок 3.3. Структура математической модели производства электроэнергии ГЭС

Для повышения точности модели производства электроэнергии ГЭС предусматривается:

1. разработка модели, алгоритма и программы прогноза уровня нижнего бьефа в условиях его нестационарности;
2. разработка метода и алгоритма непрерывного контроля комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса поворотных лопастных гидротурбин.

При построении модели производства энергии были приняты следующие допущения:

1. уровень верхнего бьефа принимается в течении суток постоянным. Это связано с тем, что уровень верхнего бьефа на ГЭС, с относительно большим объемом водохранилища, в течение суток изменяется незначительно и при небольшом допустимом колебании уровня верхнего бьефа его часто рассматривают как постоянную величину. К примеру, допустимое колебание верхнего уровня Нижнекамской ГЭС равно 20 см, что составляет 0.3% от его среднего значения;
2. из условия равенства относительных приростов гидроагрегатов [8] принимаем, что нагрузка между гидроагрегатами ГЭС распределяется равномерно. Равномерным распределением нагрузки на гидроагрегаты занимается система группового регулирования активной мощности (ГРАМ) в рамках АСУТП станций.
3. среднее значение к.п.д. гидрогенератора принимался постоянным и равным $\eta_{гг} - 0,98$. Это связано с наличием небольшого интервала изменения (0.97-0.99) и неопределенностью определения на определенный момент электрических (неопределенность с реактивной мощностью, с охлаждением гидрогенератора) и механических потерь мощности на гидрогенераторе [8,33].

3.3. Разработка моделей и алгоритмов прогноза основных показателей работы ГЭС

В процессе формирования математической модели производства электроэнергии на ГЭС были реализованы следующие алгоритмы прогноза:

- модель и алгоритм прогноза уровня нижнего бьефа;
- модель и алгоритм расчета потерь напора на сороудерживающих решетках;
- метода определения и контроля комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса;
- алгоритм оптимизации количества и состава работающих гидроагрегатов;
- алгоритм расчета мощности гидроагрегата и моделирование производства электроэнергии на ГЭС.

Алгоритмы прогноза строятся на принципе непрерывного обновления исходных данных. Данный принцип позволяет в разработанной модели в режиме реального времени осуществлять корректировки существующих зависимостей.

Ниже представлено описание некоторых из разработанных алгоритмов.

3.3.1. Разработка модели и алгоритма прогноза уровня нижнего бьефа

Для плотинных низко-и средненапорных ГЭС на зависимость уровня нижнего бьефа от расходов воды существенно влияют и должны быть учтены такие факторы как: неустановившееся движение воды при попусках, во время паводка и половодья; подпор, в том числе и переменный; ледовые условия; зарастания; деформации русла; волновые явления при ветрах разных направлений. При этих условиях процесс протекает в нестационарном режиме. Неоднозначно изменяются энергетические характеристики ГЭС, их расчеты вызывают большие трудности, обусловленные невозможностью получения общего аналитического решения, а иногда невозможность получения точных результатов [46-48].

Во время эксплуатации ГЭС в реальных условиях неизбежно и непрерывно происходит изменение гидрометрических показателей, формирующих взаимосвязь $\Delta H=f(Q)$, которая в результате этого непрерывно изменяется; пренебрежение этих явлений вносит дополнительную погрешность расчета активной мощности гидроагрегатов. Ошибки возникают также вследствие неточности расчетных методов.

Для учета нестационарности процесса в нижнем створе ГЭС предложены различные методы [8,20,39,47]. Подавляющее большинство методов можно разделить на две большие группы: строгие и упрощенные.

Строгие методы основываются на решении одномерной системы уравнений Сен – Венана (методы сеток, метод характеристик т.д.). Большинство строгих методов являются нелинейными. В этих методах система дифференциальных уравнений решается путем замены частных производных разностными отношениями и решения получающиеся при этом системы алгебраических (разностных) уравнений.

Дифференциальные уравнения неустановившегося движения воды в открытых руслах:

$$I = i_0 - \frac{\partial H}{\partial s} = \frac{\alpha}{g} v \frac{\partial v}{\partial s} + \frac{\beta}{g} v \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{v |v|}{C^2 R}, \quad (3.9)$$

уравнение неразрывности

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial s} = 0 \quad (3.10)$$

Независимыми переменными в уравнениях (2.9) и (2.10) являются координата s и время t , а их функциями – глубина h и средняя скорость v . При заданной форме русла площадь живого сечения w в рассматриваемом створе является известной функцией глубины, а расход Q определяется как произведение v и w ; C – коэффициент Шези, R – гидравлический радиус (для

широкого открытого русла его можно заменить глубиной h), g – ускорение свободного падения, α, β – коэффициенты, характеризующие неравномерность распределения скоростей по поперечному сечению.

При использовании упрощенных методов система одномерных уравнений непосредственно не интегрируются и заменяется какой-либо упрощенной моделью явления, описываемой чаще всего обыкновенными дифференциальными уравнениями. Также можно отметить расчет неустановившегося движения в нижнем бьефе – метода «экспоненты со скачком», где рассматривается связь изменения уровня нижнего бьефа в створе ГЭС при резком изменении расхода воды [8,49].

Расчеты неустановившегося движения воды вызывает большие трудности, обусловленные невозможностью получения аналитического решения уравнений Сен-Венана и вытекающей отсюда необходимостью использования численных решений на базе очень большого количества вычислительных операций. Все больше начинают сказываться обстоятельства, связанные с необходимостью учета влияния сложных природных условий, что затрудняет расчеты, а иногда делает невозможным получение достаточно точных и надежных результатов.

Точность этих методов недостаточна для решения задач оптимизации режима ГЭС. В этой связи большое практическое значение приобретает использование материалов натуральных наблюдений за неустановившемся движением воды для задания и уточнения расчетных параметров. На каждой ГЭС при эксплуатации персоналом ведется постоянный контроль и регистрация за расходом воды через створ ГЭС, за уровнями верхнего и нижнего бьефов [50-52]. Поэтому, для имеющихся наблюдений над уровнями в нижнем бьефе, многократно зафиксированными при разных расходах воды, составляются и используются более точные методы расчетов взаимосвязей, имеющих важное практическое значение.

Уровень верхнего бьефа на ГЭС, с относительно большим объемом водохранилища, в течение суток изменяется незначительно и при небольшом допустимом колебании уровня верхнего бьефа его часто рассматривают как постоянную величину. К примеру, допустимое колебание верхнего уровня Нижнекамской ГЭС равно 20 см, что составляет 0.3% от его среднего значения.

Таким образом, основной задачей при прогнозировании выработки активной мощности ГЭС является определение гидравлической характеристики нижнего бьефа в реальных условиях эксплуатации гидростанции.

Отсутствие достаточно полных представлений о физической картине процесса неустановившегося движения воды в сложных условиях русел, связанных с влиянием поймы, зимних условий, переменного подпора, растительности, попусками, паводками, случайными

явлениями усложняет задание такой исходной информации, которая обеспечивала бы получение надежных результатов расчета [53,54]. Поэтому, проблемы при расчете неустановившегося движения воды все более перемещаются в область разработки оптимальных способов подготовки исходных данных, наилучшим образом учитывающих специфику явления и позволяющих проводить расчеты.

На рисунке 3.4. приведена статическая характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС, полученная компанией ОРГРЭС, по которой определяется отклонение уровня нижнего бьефа относительно подпора нижележащего гидроузла в зависимости от расхода воды через турбины. Данная зависимость не учитывает динамические условия движения воды в нижнем бьефе. По своему характеру приведенная зависимость является существенно нелинейной. Однако приведенная статическая характеристика не может использоваться при планировании суточной нагрузки, поскольку уровень нижнего бьефа находится в течение суток в нестационарном состоянии.

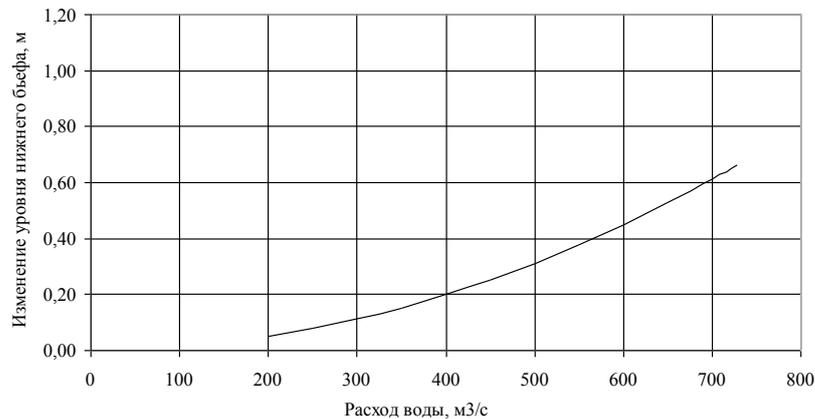


Рисунок 3.4. Статическая гидравлическая характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС (разработчик ОРГРЭС)

Фактическая зависимость уровня нижнего бьефа от расхода воды через ГЭС должна учитывать динамические свойства нижнего бьефа. Для анализа динамических свойств рассматриваемого объекта на основе данных телеметрии была получена экспериментальная динамическая характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС (рисунок 3.5). Реальная кривая переходного процесса существенно отличается от теоретической, используемой в методе экспонент [8,49], отсутствием скачка уровня в начальный момент времени. Это можно объяснить тем, что реальная форма возмущения по расходу воды значительно отличается ступенчатой.

В соответствии с полученной кривой время переходного процесса после изменения расхода воды через турбины ГЭС составляет около 16 часов. Из этого следует, что при суточном регулировании нагрузки гидростанции процесс изменения уровня нижнего бьефа и производства электроэнергии будет протекать, в большинстве случаев, в динамическом режиме.

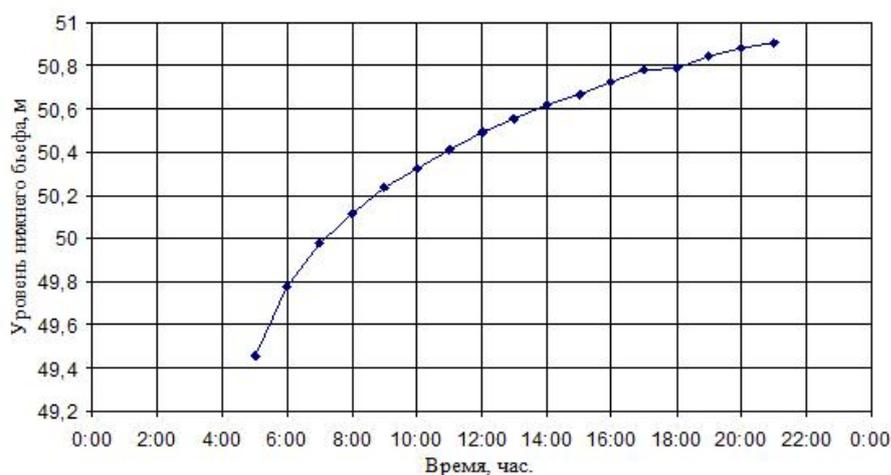


Рисунок 3.5. Переходная характеристика нижнего бьефа Нижнекамской ГЭС

На основании выполненных исследований было выяснено, что для суточного планирования режима ГЭС представляет значительный интерес гидравлическая характеристика нижнего бьефа при часовом изменении расходов, т.е. через каждый час. Такие зависимости были получены нами на основе данных наблюдения за длительный период эксплуатации на основе архива телеметрических измерений. На рисунке 2.6. представлен пример суточного эмпирического графика среднего уровня нижнего бьефа при почасовом изменении расхода воды от 380 до 2120 м³/с (квадратиками обозначены экспериментальные данные). Полученные графики имеют гистерезисный характер: нижняя ветвь кривой соответствует подъему, а верхняя – спаду уровня нижнего бьефа. Гистерезисный характер кривой, с одной стороны, объясняется влиянием, а с другой стороны, учитывает динамическую составляющую процесса. Из полученного графика следует, что 1) значение уровня нижнего бьефа в данный период и при данном расходе зависит от уровня в предыдущий период (как у всех гистерезисных зависимостей), 2) один и тот же уровень может быть связан с разными расходами воды.

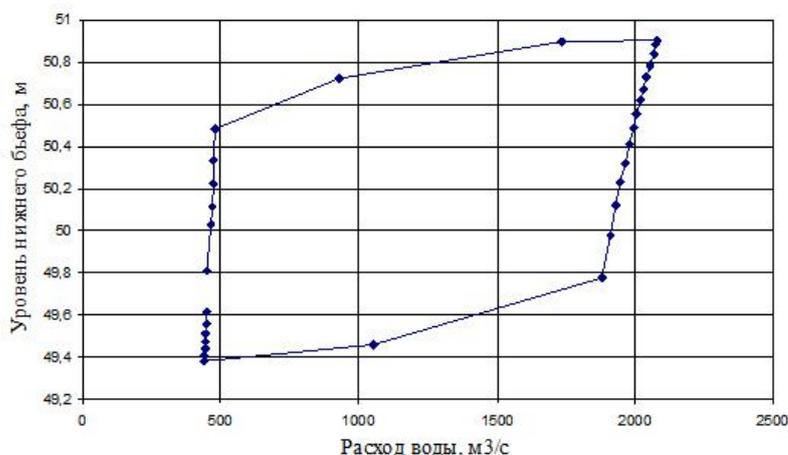


Рисунок 3.6. Суточное изменение уровня нижнего бьефа при почасовом изменении расхода воды через турбины Нижнекамской ГЭС

В целях учета нестационарности и случайных воздействий внешних факторов разработан эмпирический метод прогноза значения уровня нижнего бьефа, суть которого излагается ниже.

Для практических расчетов функцию уровня воды в зависимости от расхода воды и времени переходного процесса $Z_n=f(Q,t)$ можно заменить совокупностью рекуррентных зависимостей, в соответствии с которыми уровень нижнего бьефа на следующий период времени можно определить с учетом планируемого расхода воды и исходного уровня бьефа $Z_n(t)=f(Z_n(t-\Delta t),Q)$, где Δt – интервал времени, $Z_n(t)$ – средний уровень нижнего бьефа в промежутке времени Δt , $Z_n(t-\Delta t)$ – средний уровень за предыдущий период, Q – средний расход воды через турбины ГЭС в промежутке времени Δt .

Алгоритм метода заключается в следующем:

1. Получение таблицы усредненных часовых данных по расходу Q и уровням нижнего бьефа Z :

$$[Z(i,j),Q(i,j)], i=1\dots 24, j=1\dots 30$$

где i = час, j = день;

2. Определение диапазона измерений $\Delta Z = 10$ см;

3. Определение промежуточных параметров:

$$Z_1=Z_{\min}, Z_2= Z_1+\Delta Z, i=1; j=0$$

4. Проверка на входение в интервал $Z(i,j) \in (Z_1,Z_2)$;

5. Если $Z(i,j)$ входит в интервал (Z_1,Z_2) , тогда производится запись в базу данных параметров $[Z(i,j),Q(i,j), Z_1,Z_2]$;

6. Если $Z(i,j)$ не входит в интервал (Z_1,Z_2) , тогда инкрементируется $i=i+1$. Если $i>24$, тогда $i=0$, инкрементируется $j=j+1$. Если $j>30$, тогда $j=0$, $Z_1=Z_2$, $Z_2=Z_1+\Delta Z$;

7. Если $Z_2 > Z_{\max}$, окончание цикла.

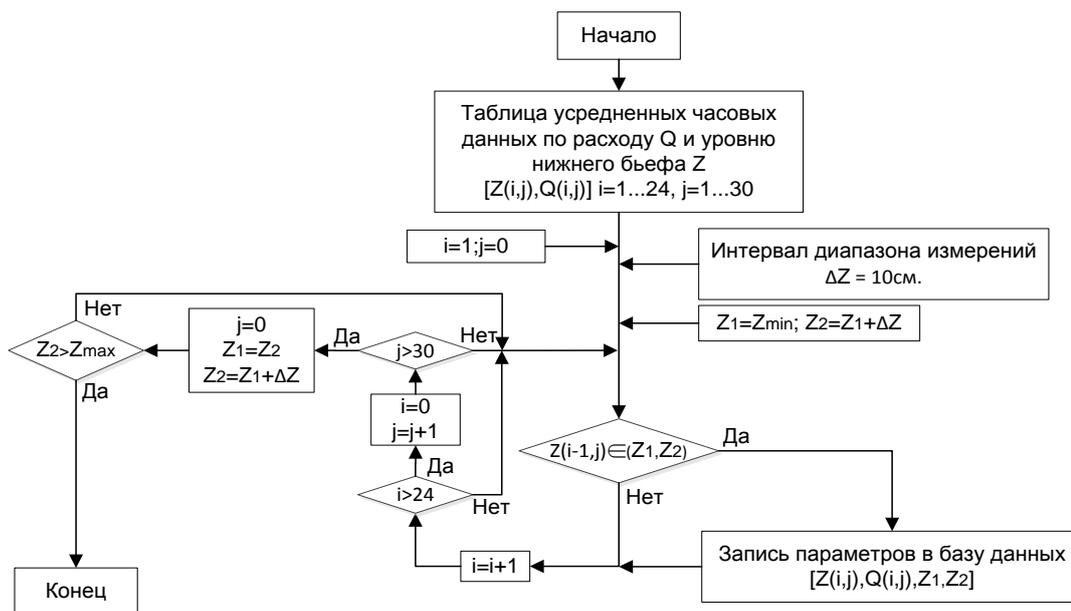


Рисунок 3.7. Алгоритм определения уровня нижнего бьефа

По проведенным исследованиям было выяснено, что в нормальных условиях увеличение ежесуточной приточности происходит монотонно, постепенно до максимального значения. В дальнейшем, такое же постепенное снижение происходит после окончания возмущения в меженьный период или весеннего половодья. Монотонное изменение приточности при расчетах обеспечивает более точные прогнозы отметки нижнего бьефа.

В качестве исходной информации были использованы показатели телеметрии ГЭС, снимаемые каждые 3 минуты и усредненные за каждый час в течение 30 (15, 45) предыдущих суток. На их основе создается основная таблица данных телеметрии $[z(i,j), Q(i,j)]$, $i=1...24$, $j=1...30(15,45)$. По этой таблице строятся статистические кривые связи уровня с расходом воды $z(i)=f(Q(i))$ при заданном исходном уровне $z(i-1)=const$. Для этой цели весь диапазон изменения уровня нижнего бьефа ГЭС разбивается на интервалы, наиболее оправданным с практической точки зрения является интервал шириной 10 сантиметров. Из основной таблицы данных делается выборка: на каждый интервал уровня нижнего бьефа предыдущего часа $\Delta z(i-1)$ переносятся среднечасовые значения уровней и соответствующих им расходов $[z(i), Q(i)]$, входящих в указанный интервал. В результате получается расчетная зависимость данного интервала, которая затем используется для прогноза значения уровня на следующий период при известном его исходном значении.

В качестве примера на рисунке 3.8. представлена кривая прогноза уровня нижнего бьефа на следующий час при исходном уровне 49.75-49.8 метров при установлении нового расхода воды через турбины ГЭС

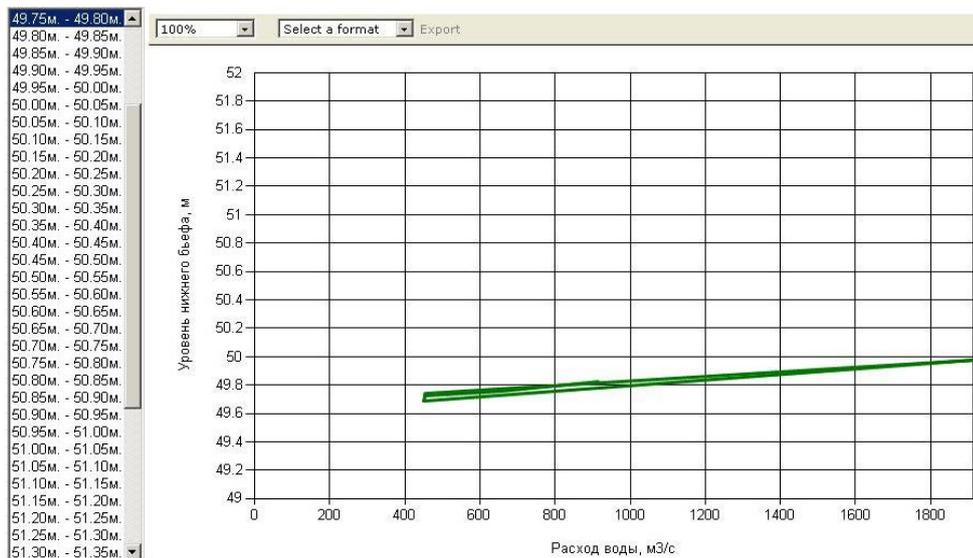


Рисунок 3.8. Прогноз уровня нижнего бьефа ГЭС на следующий час при исходном уровне в диапазоне 49.75-49.8 метров в зависимости от нового расхода воды через турбины

Нижнекамской ГЭС

В целях учета случайных изменений подпора нижней ГЭС и других внешних факторов предполагается ежедневное обновление основной таблицы исходных данных. В настоящее время большинство гидроэлектростанций России оборудовано системами телеметрии, позволяющими производить удаленные измерения и сбор информации о работе станции. Это делает возможным автоматическое обновление исходных данных, что обеспечит значительное повышение точности прогноза.

Метод прогноза был опробован путем сравнения текущих измерений с расчетными. Результаты проверки показали: а) учет предыдущего 30-дневного периода вполне достаточно для наименьшей погрешности осуществления прогноза нижнего бьефа на следующие сутки; б) отклонения прогноза от фактических значений уровней не превышали 2 %, что на 2% ниже допустимой в настоящее время точности расчета.

Достоинствами предлагаемого метода и программной его реализации являются:

1) Возможность учета как нестационарности процесса, так и влияния переменного подпора, случайных внешних факторов; 2) возможность непрерывного обновления исходных данных; 3) достаточно высокая точность прогноза.

3.3.2. Модель и алгоритм расчета потерь напора на сороудерживающих решетках

Гидравлическое сопротивление сороудерживающих решеток учитывается при расчете напора гидроагрегатов. При турбулентном режиме потока воды Q потери напора на сороудерживающей решетке ΔH_p рассчитываются по известной формуле [39,46,47,55]

$$\Delta H_p = A * Q^2 \quad (3.11)$$

Коэффициент потерь напора A зависит от величины засорения, которое может изменяться в ходе эксплуатации гидроагрегата случайным образом. В связи с этим возникает необходимость корректировки значения этого коэффициента по результатам текущих измерений расхода воды и уровням потерь напора.

Измерение уровня потерь напора на сороудерживающих решетках осуществляется либо с использованием информационных измерительных приборов – уровнемеров, либо поплавочным измерителем при помощи оператора.

Использование уровнемеров гарантирует предоставление точных параметров по потерям в режиме реального времени на оперативно-информационном комплексе АСУТП станции. Эксплуатация поплавочного измерителя нередко приводит к измерениям с крупной погрешностью ввиду человеческого фактора.

Такие измерения на одних ГЭС проводятся периодически, а других – непрерывно. Учитывая случайные ошибки, для расчета коэффициента потерь используется метод наименьших квадратов. В случае проведения серии из n периодических измерений, для расчета используется следующее нормальное уравнение

$$\sum \Delta H_{pi} * Q_i^2 = A * \sum Q_i^4 \quad (3.12)$$

В случае непрерывных измерений для расчета коэффициента потерь используется рекуррентный метод наименьших квадратов

$$A(k+1) = A(k) + \frac{Q^2(k+1)}{\sum_{j=0}^k Q^4(k) + Q^4(k+1)} (\Delta H_p(k+1) - A(k)Q^2(k+1)) \quad (3.13)$$

где $k+1$ и k - номера текущего и предыдущего измерений и расчета параметров. Для проведения непрерывных уточнений коэффициента на базе рекуррентного метода наименьших квадратов разработан алгоритм расчета и программа адаптивной идентификации коэффициента потерь, входящий в программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС, рисунок 3.9.

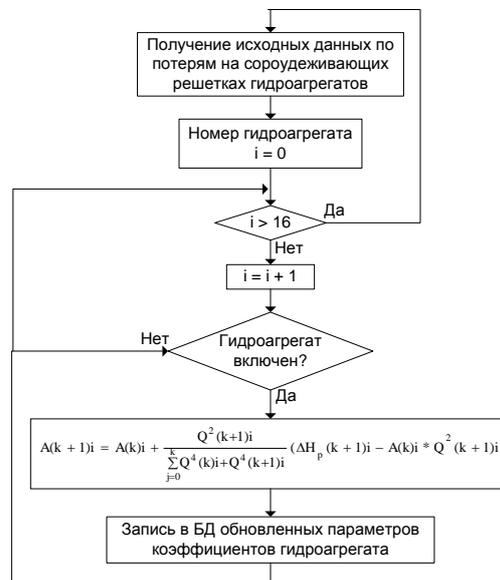


Рисунок 3.9. Алгоритм определения коэффициентов потерь на решетках гидроагрегатов ГЭС

Программный продукт в режиме реального времени рассчитывает коэффициенты потерь на решетках как индивидуальных, так и парных гидроагрегатов. На рисунке 3.10. показаны результаты расчета для агрегатов Нижнекамской ГЭС, которые говорят о большом разбросе коэффициентов потерь решеток разных гидроагрегатов и необходимости учета этого явления.

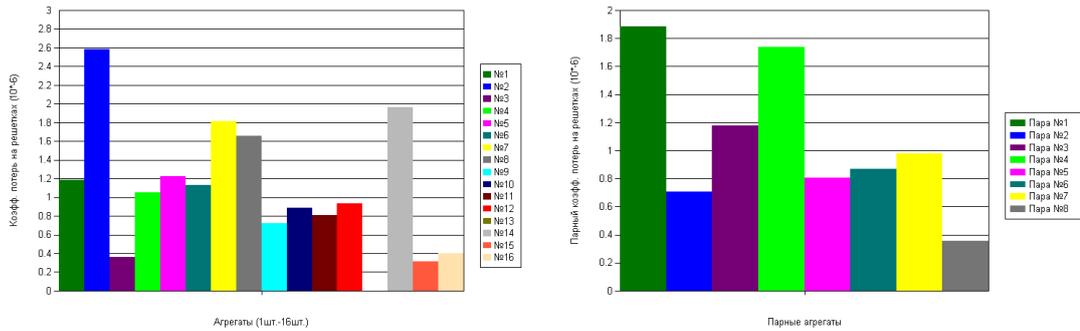


Рисунок 3.10. Коэффициенты потерь на решетках для индивидуальных и парных гидроагрегатов Нижнекамской ГЭС (сентябрь 2011г)

Коэффициенты потерь на решетках предоставляют персоналу производственно-технического отдела гидростанции возможность разработки плановых и внеплановых графиков ремонта и очистки сороудерживающих решеток. Расчет параметров коэффициентов в режиме реального времени допускает уточнения индивидуальных параметров в прогнозе напора для каждого гидроагрегата.

3.3.3. Разработка методики определения комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины

Важнейшей задачей при эксплуатации гидротурбины является контроль над комбинаторным согласованием.

Комбинаторное регулирование осуществляется путем одновременного и согласованного поворота лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса [40].

Направляющий аппарат турбины имеет технологическое назначение придать движению воды нужное направление при входе ее на рабочее колесо и регулировать количества воды, поступающей в турбину. Для этого в спиральной камере перед камерой рабочего колеса по круговому периметру устанавливаются лопатки направляющего аппарата, имеющие обтекаемую форму. В закрытом положении лопатки направляющего аппарата примыкают друг к другу и закрывают доступ воды на рабочее колесо. Изменение открытия направляющего аппарата производится масляными сервомоторами с помощью тяг и регулирующего кольца. Положение открытия направляющего аппарата фиксируется указателем на регулирующем кольце (мм). Через регулирующее кольцо тросовую связь связывает комбинатор связи с углом поворота лопаток рабочего колеса.

При заданном напоре, каждой нагрузке или каждому положению лопаток направляющего аппарата должен соответствовать вполне определенный угол установки лопастей рабочего колеса, обеспечивающий работу турбины с максимальным к.п.д. Благодаря этому турбина при

заданных режимах работы будет иметь более высокий к.п.д., чем при всех иных комбинациях открытия и угла установки лопасти, а ее рабочие характеристики (рисунок 2.13) $\eta=f(N)$ имеют более пологую форму, по сравнению с характеристиками пропеллерной турбины [40,56].

Указанный согласованный поворот осуществляется посредством системы рычагов и механизмов, которая называется комбинатором [57].

На рисунке 2.11 представлена принципиальная простейшая схема двойного регулирования поворотных лопастных турбин. Лопасти 1 рабочего колеса 2 поворачиваются масляным сервомотором 8, заключенным в большинстве случаев в корпусе рабочего колеса. Поршень сервомотора системой тяг и шатунов кинематически соединяется внутри корпуса рабочего колеса с пальцами на фланцах лопастей, благодаря чему при его перемещении происходит одновременный поворот лопастей рабочего колеса. Масло под давлением направляется в ту или иную полость сервомотора распределительным золотником 4, который управляется клином (кулачком) 6 комбинатора. Кулачок комбинатора, обычно имеющий криволинейный профиль, кинематически связан с поршнем сервомотора 9 направляющего аппарата и перемещается в зависимости от его хода. На клин опирается рычаг 5 с роликом, связанный с золотником 4 рабочего колеса. При перемещении клина ролик катится по клину и переставливает с помощью рычага распределительный золотник рабочего колеса [40].

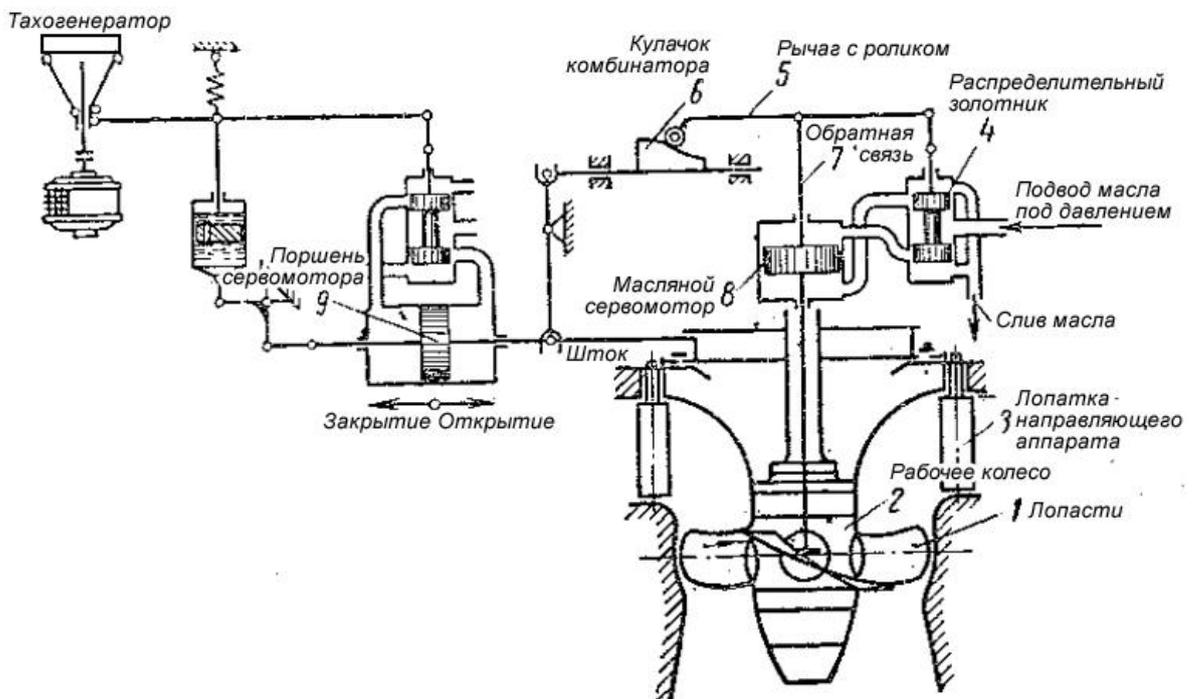


Рисунок 3.11. Принципиальная простейшая схема регулирования поворотных лопастных турбин

Как видно из рисунка 3.11, применена обратная связь 7, обеспечивающая однозначную зависимость между положением клина (кулачка) комбинатора 6 и поворотом лопастей рабочего колеса, а также исключающая перерегулирование. Таким образом, с помощью комбинатора в

процессе работы агрегата обеспечивается не только регулирование скорости, но и постоянное соответствие между открытием лопаток направляющего аппарата 3 и углом поворота лопастей 1 рабочего колеса 2 турбины. Комбинаторная зависимость для каждого напора своя. Она устанавливается на основе комбинаторной характеристики (рисунок 2.12). Поэтому при изменении напора изменяется и комбинаторная связь, т.е. профиль кулачка комбинатора. Последнее достигается тем, что рабочая поверхность кулачка имеет непрерывно изменяющиеся профили, если сдвигать кулачок в поперечном направлении (в плоскости перпендикулярной рисунку 2.11). Такой кулачок перемещается не только в продольном направлении в зависимости от открытия направляющего аппарата, но и в поперечном направлении в зависимости от напора [40,58].

Одной из основных причин понижения к.п.д. и надежности работы турбины в процессе ее работы является рассогласование комбинаторной связи между лопатками направляющего аппарата и лопастями рабочего колеса. Данное рассогласование возникает при условиях: удлинении тросов связи; неправильного настроя зависимостей; постепенного «ухода» комбинаторной зависимости по времени, недостоверного значения напора гидроагрегата в указателях комбинатора, погрешностей в показаниях приборов и т.п.

Рассмотрим случай рассогласования комбинаторной зависимости в случаях, когда угол лопастей рабочего колеса изменяется по сравнению с нормальным состоянием. Предположим, что при работе гидротурбины произошло уменьшение угла разворота лопастей рабочего колеса при неизменном положении открытия лопаток направляющего аппарата (рисунок 2.12). При этом абсолютная скорость потока на входной кромке лопастей рабочего колеса меняет свое направление от положения абсолютной скорости, созданной направляющим аппаратом непосредственно перед входом на лопасти колеса. Изменение направления потока является причиной появления ударного входа, приводящего к завихрениям на входной кромке лопасти [40,59-61], следовательно, увеличиваются потери энергии и уменьшается расход воды.

В связи с понижением полезной активной мощности ГРАМ открывает лопатки направляющего аппарата и устанавливает прежнюю активную мощность. При этом лопатки направляющего аппарата и лопасти рабочего колеса принимают новые положения, характеризующиеся: а) увеличенным открытием лопаток направляющего аппарата по сравнению с комбинаторной связью; б) уменьшением к.п.д. гидротурбины.

Вышеуказанное заключение проиллюстрируем на рабочей характеристике (рисунок 3.12) изменения к.п.д. гидроагрегата (η) в зависимости от расхода воды (Q) на кривых положений направляющего аппарата и рабочего колеса (число оборотов турбины n и напор воды $H - \text{const}$).

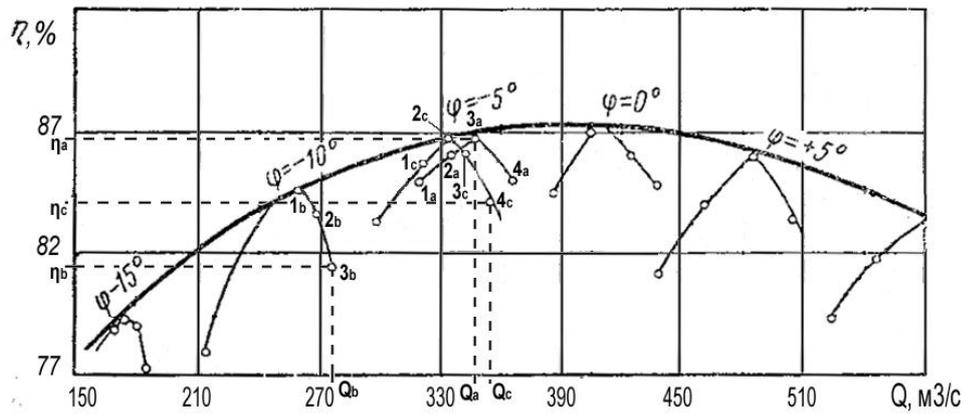


Рисунок 3.12. Рабочая характеристика изменения к.п.д. гидроагрегата от расхода воды на кривых положений НА и рабочего колеса: 1,2,3,4 - положения лопаток НА, причем $1 < 2 < 3 < 4$; значения Q_a и η_a - до рассогласования комбинаторной связи; значения Q_b и η_b - после рассогласования и до работы ГРАМ; значения Q_c и η_c - после рассогласования и работы ГРАМ

Таким образом, чем существеннее уменьшение угла разворота лопастей рабочего колеса при рассогласовании, тем ниже к.п.д. гидроагрегата и больше открытие лопаток направляющего аппарата.

Предположим, что при работе гидротурбины произошло увеличение угла разворота лопастей рабочего колеса при неизменном положении открытия лопаток направляющего аппарата. При этом, увеличивается расход воды. Далее ГРАМ прикрывает лопатки направляющего аппарата. Лопатки направляющего аппарата и лопасти рабочего колеса занимают новые положения, характеризующиеся: а) пониженным открытием лопаток направляющего аппарата; б) пониженным к.п.д. гидротурбины; в) увеличенным расходом воды. При этом, чем больше увеличение угла разворота лопастей рабочего колеса, тем меньше к.п.д. гидротурбины и открытие лопаток направляющего аппарата.

Вышеуказанные факты приводят к заключению: чем больше разница в показаниях открытия лопаток направляющего аппарата по сравнению с комбинаторной связью, тем больше рассогласованности в комбинаторной зависимости, соответственно тем меньше к.п.д. гидротурбины. Данное заключение предоставляет возможность оптимально выбирать при планировании состав работающих гидроагрегатов.

При рассогласовании комбинаторной зависимости в гидротурбине нарушаются условия безударного входа воды на рабочее колесо. Безударным входом называется такой вход, при котором абсолютная скорость потока на входной кромке лопастей рабочего колеса равна по величине и направлению абсолютной скорости, созданной направляющим аппаратом непосредственно перед входом на лопатки колеса. При ударном входе имеет место значительные потери энергии и увеличение вибрации опорных узлов гидротурбины (турбинного подшипника,

генераторного подшипника, подпятника и т.д.) [40,62]. Вибрационные процессы по причине рассогласования непосредственно влияют:

- на надежность работы гидротурбинной установки;
- на долговечность отдельных узлов турбины;
- на эксплуатационное состояние гидротурбины;
- на возможные аварийные отказы работы гидроагрегата.

При рассогласовании комбинаторной связи повышается износ частей гидротурбинной установки и строительных конструкций, снижается к.п.д. и полезная мощность [62]. Общеизвестно, чем больше вибрации на опорных узлах гидротурбины, тем меньше надежность ее работы, соответственно больше аварийности.

На практике, в период эксплуатационной работы на любом гидроагрегате происходит постепенный «уход» (рассогласование) комбинаторной связи. Данный «уход» необходимо контролировать, а при появлении рассогласования моментально устранять. Отклонение угла лопастей рабочего колеса гидротурбины на $1-2^\circ$ от оптимального значения может привести к снижению КПД гидроагрегата на 0,5-1,5%.

В настоящее время отсутствуют надежные методы контроля и диагностики комбинаторного рассогласования, вследствие чего происходят незапланированные аварийные отключения гидроагрегатов с их последующими ремонтами.

В данной работе разработан метод определения в режиме реального времени комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса.

Для моделирования и оптимизации производства электроэнергии на ГЭС используются энергетические характеристики гидротурбин [8,27,33,40,61,64,65]. В основные показатели, определяющие режим работы гидротурбины входят: N_i - развиваемая мощность i -ым гидроагрегатом, Q_i - потребляемый расход воды i -ой турбиной, H_i - напор гидроагрегата с учетом потерь на сороудерживающих решетках, η_i – КПД i -ой турбины, a_i - открытие направляющего аппарата, ϕ_i - угол установки лопастей i -го рабочего колеса, n_i – частота вращения, ϕ_i - диаметр рабочего колеса.

В общем виде характеристика турбины выглядит как функция: $f_T = f(N_n, Q_n, H_n, \eta_i, a_i, \phi_i, \phi_i, n_i) = 0$.

При проектировании гидроузла невозможно отобразить функцию f_T в аналитическом виде. В связи с этим, функцию представляют фазовыми и универсальными энергетическими характеристиками.

Фазовые характеристики отражают зависимость показателя режима работы турбины от одной переменной, например: $\eta_i(N_i)$ или $\eta_i(Q_i)$ при постоянном напоре H и постоянной частоте

вращения турбины. Универсальные характеристики отражают зависимость от двух переменных, например: эксплуатационная напорно-мощностная характеристика $\eta_i(N_i, H_i)$, эксплуатационная напорно-расходная характеристика $\eta_i(H_i, Q_i)$, эксплуатационная расходная характеристика $Q_i(H_i, N_i)$, комбинаторная характеристика $\varphi_i(a_i, H_i)$ и др.

Комбинаторная характеристика (рисунок 2.12) позволяет в режиме реального времени определять как расход воды $Q_i=f(a_i, H_i)$ так и нарушение комбинаторной связи между открытием лопаток направляющего аппарата и углом разворота лопастей рабочего колеса $a_i=f(\varphi_i, H_i)$. Характеристика комбинаторной зависимости не меняется в течение времени, а является постоянной зависимостью определяемой заводом изготовителем гидротурбины.

На рисунке 3.13 представлена комбинаторная характеристика поворотно-лопастной гидротурбины [33,40,66].

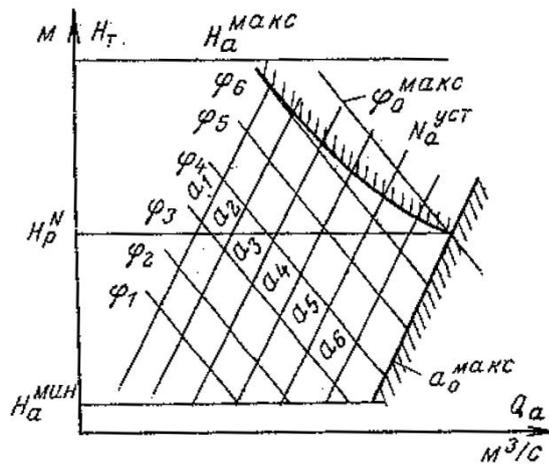


Рисунок 3.13. Комбинаторная характеристика гидротурбины

Определение расхода воды в режиме реального времени как функции $Q_i=f(a_i, H_i)$ проводится до тех пор, пока не произошло расстройство комбинаторной связи. Комбинаторное рассогласование приводит к существенному понижению к.п.д. гидротурбины. Дальнейшая эксплуатация гидроагрегата при таком режиме может привести к увеличению вибрации опорных узлов, бою вала и дальнейшему разрушению подшипников турбины. Данный ремонт связан с дорогостоящим аварийным выводом гидроагрегата в ремонт.

Таким образом, если реальное значение положения направляющего аппарата совпадает с расчетным $a_{i_реал} = a_{i_расч}=f(\varphi_i, H_i)$, полученным из расходной комбинаторной характеристики, тогда комбинаторная связь согласована и возможно определение расхода воды через турбину в режиме реального времени $Q_i=f(a_i, H_i)$:

$$\text{Если } a_{i_реал} = a_{i_расч}=f(\varphi_i, H_i), \text{ тогда } Q_i=f(a_i, H_i).$$

В обратном случае, если $a_{i_реал} \neq a_{i_расч} = f(\varphi_i, N_i)$, тогда комбинаторная связь рассогласована. Сигнализацией производится уведомление оперативного персонала станции о возникшей ситуации, определение расхода воды через турбину прекращается.

Контроль над комбинаторной связью позволяет увеличить срок службы гидроагрегата и снизить возможность возникновения аварийных отключений и ремонтов. При этом постоянный контроль над комбинаторным согласованием позволяет в среднем увеличить к.п.д. поворотно-лопастной гидротурбины на $\sim 2-3\%$. Данное обстоятельство является принципиально важным при оптимизации краткосрочных режимов работы гидроэлектростанции.

При этом стоит отметить, что к.п.д. гидротурбины, как показано в некоторых работах [40,67-70], существенно снижается по времени эксплуатации вследствие механического износа и воздействия случайных возмущений. Данное обстоятельство приводит к тому, что энергетические характеристики разных гидроагрегатов на ГЭС в одну единицу времени могут существенно различаться [8,70-73].

На практике уточнением энергетических характеристик гидротурбин путем проведения натуральных испытаний занимаются специализированные организации. Проведение данных испытаний проводится не реже одного раза в пять лет для каждого гидроагрегата ГЭС.

В рамках данной работы при расчете оптимального количества и состава включенного генерирующего оборудования были использованы 16 обновлённых энергетических характеристик гидротурбин Нижнекамской ГЭС.

3.4. Оптимизация краткосрочных (суточных) режимов работы гидроэлектростанции

3.4.1. Постановка задачи оптимизации

Преобладающая часть ГЭС работает в энергосистемах, охваченных диспетчерским управлением – это ГЭС, находящиеся в сфере действия системного оператора Единой энергетической системы СО ЕЭС России и объединенных энергосистем. ГЭС одновременно с другими электростанциями участвует в покрытии общей электрической нагрузки потребителей. Сумма потребностей в электроэнергии всех потребителей постоянно меняется и соответственно меняется генерация электрических мощностей на электростанциях. Кривая изменения нагрузки по времени в течении суток называется суточным графиком нагрузок [74]. Планирование суточного графика нагрузки для каждой ГЭС является основной характеристикой ее режима работы на предстоящие сутки. Во всех энергосистемах ГЭС работают по суточным графикам нагрузки и только в паводок и в половодье они работают в базисном режиме (в постоянном режиме работы). Одной из основных задач, решаемых на уровне отдельной ГЭС является планирование суточной нагрузки [23]. Распределение нагрузки ГЭС в течение суток может быть

как равномерным, так и неравномерным. С технической точки зрения наиболее экономичным является равномерное распределение, но с экономической точки зрения - неравномерное.

Суточное регулирование стока производится для обеспечения возможности неравномерного расхода воды ГЭС в соответствии с изменяющейся в течение суток нагрузкой при практически постоянном притоке воды в водохранилище. В результате этого в течение суток ГЭС расходует полностью суточный сток, а уровень в водохранилище возвращается к своему исходному состоянию. В исключительных случаях, по условию работы ГЭС, может происходить некоторое накопление или дополнительный расход из воды из водохранилища [24].

Суточное регулирование бывает ограниченным и неограниченным. Суточное регулирование ограничивается: условиями бескавитационной работы турбин, условиями поддержания в нижнем бьефе необходимых уровней и расходов воды. Например, для Нижнекамской ГЭС минимальный уровень в нижнем бьефе составляет $Z_{\text{нб.мин}}^{\text{НКГЭС}} = 49,2$ м, минимальный напор станции $H_{\text{min}} = 4,5$ метров [75-77].

Наблюдается колебания уровня воды в бьефах при суточном регулировании. При увеличении нагрузки уровень воды в верхнем бьефе понижается. В нижнем бьефе наблюдается обратная картина. При быстром изменении расхода уровень нижнего бьефа изменяется с некоторым опозданием.

Одним из существенных факторов, оказывающих влияние на планирование суточной нагрузки ГЭС, является дифференцированная цена на электроэнергию в рамках оптового рынка электроэнергии [75-78]. С учетом описанных обстоятельств задачами данного этапа работы являются: 1) выбор критерия оптимальности производства энергии в условиях дифференцированной цены на электроэнергию, 2) разработка алгоритма оптимизации процесса, 3) разработка программного обеспечения планирования суточной нагрузки, 4) апробация программного комплекса.

3.4.2. Цена на электроэнергию

1 сентября 2006 года Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. N 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» введена в действие новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности переходного периода, получившая название НОРЭМ — новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (на данный момент аббревиатура ОРЭМ).

Мощность и электроэнергия, несмотря на несомненную взаимосвязь, рассматриваются как отдельные товары. Реализация мощности представляет собой обязательство и возможность поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности потребителя

в электроэнергии, в то время как реализация электроэнергии представляет собой физическую поставку электроэнергии потребителю [79].

Оптимальное планирование суточной нагрузки ГЭС проводится в краткосрочной перспективе. В данных условиях целесообразно учитывать только рынок электроэнергии (без рынка мощности). Суточное (краткосрочное) планирование не подразумевает работу на рынке мощности, по причине его долгосрочного планирования (в рамках участия на конкурентном рынке мощности) при создании благоприятных условий привлечения инвестиций в электроэнергетику.

Новая модель рынка электроэнергии предполагает существование трёх секторов торговли электроэнергией:

- долгосрочных двусторонних договоров;
- рынок на сутки вперёд (РСВ);
- балансирующий рынок (БР).

На рынке двусторонних договоров торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД). При суточном планировании работы ГЭС поставщик электроэнергии должен учитывать обязательство поставки объёмов электроэнергии, предусмотренное договором, либо произведя его на собственных генерирующих объектах, либо приобретя его по свободным двусторонним договорам или на РСВ.

На РСВ поставщик продает (покупает) лишние (недостающие) объёмы электроэнергии относительно объёмов двусторонних договоров [79].

На РСВ торговля электроэнергией происходит по цене, устанавливающейся под влиянием спроса и предложения, рисунок 3.14. Равновесная цена электрической энергии определяется на основании ценовых заявок поставщиков и ценовых заявок покупателей электрической энергии соответствующей ценовой зоны с учётом необходимости обеспечения перетоков электрической энергии [80].

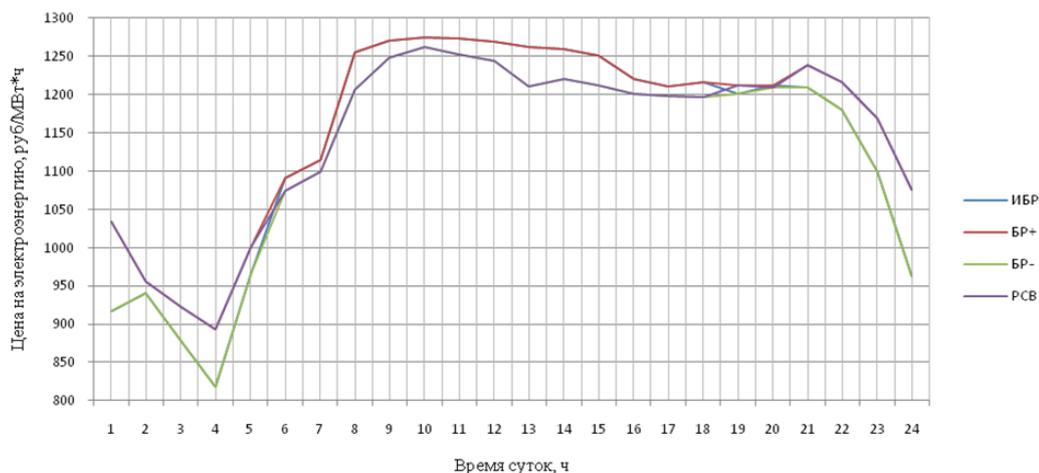


Рисунок 3.14. Цены на электроэнергию на ОРЭ за 17.09.2018г.

Балансирующий рынок (БР) электроэнергии представляет собой рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика и предназначен для обеспечения баланса производства и потребления в реальном времени, рисунок 3.1. Генераторы, изменившие производство электроэнергии по инициативе Системного оператора, получают премию. Генераторы, снизившие производство по собственной инициативе, и потребители, увеличившие нагрузку, нагружаются дополнительной платой [80].

Балансирующий рынок не учитывается при суточном планировании работы ГЭС, так как продажи на нем осуществляются только в режиме реального времени.

3.4.3. Критерии оптимальности

Гидроэлектростанция как коммерческая организация стремится наиболее рационально для себя использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени запасы гидроэнергоресурсов. До реформирования системы электроэнергетики, энергосистемы, в составе которых находились ГЭС, решались задачи расчета оптимального режима ГЭС в составе общесистемных задач [81]. Для самой ГЭС устанавливалась задача оптимальным способом реализовать заданный энергосистемой план работы в виде суточного графика нагрузки, при этом, естественно, критерий оптимальности должен был быть неразрывно связан с общесистемными критериями [82]. В научных работах того времени вопросы организации оптимального режима работы ГЭС исходили из условий необходимости реализации заданных с верхнего уровня управления планов суточной нагрузки ГЭС [74]. С появлением оптового рынка электроэнергии существенно меняется порядок режима работы ГЭС. В современных реалиях уже на уровне ГЭС формируется план оптимального режима работы станции для последующего согласования с ЦДУ энергосистемы.

Стоит отметить, что краткосрочные режимы функционирования ГЭС имеют относительную свободу для оптимизации, но с другой стороны, краткосрочные режимы могут влиять на функционирование других субъектов энергетической системы (таблица 3.1.). Эти влияния в некоторых случаях могут быть ограничениями при решении задачи оптимизации краткосрочных режимов ГЭС. В рамках данной работы рассматривается задача оптимизации в чистом виде.

Таблица 3.1. Степень влияния субъектов энергетической системы на расчеты краткосрочных режимов гидроэлектростанции

Субъекты	Степень влияния	Влияние на модель
Другие ГЭС каскада	Зависит от скорости добегания расходов воды между ГЭС каскада	При отсутствии или незначительном

Субъекты	Степень влияния	Влияние на модель
Единая энергетическая система	Часы пиковой нагрузки, при котором наблюдается потребность в выработке электроэнергии ГЭС, зачастую совпадают с часами пиковых цен на электроэнергию на ОРЭМ. В данных условиях интересы ЕЭС России и собственников ГЭС совпадают.	влиянии учитываются в виде допущений, при внушительном влиянии учитываются в виде ограничений.

Для оптимального планирования суточной нагрузки необходимо выбрать критерий оптимальности производства электроэнергии и оптимизирующие параметры. Оптимизирующим параметром при почасовом планировании нагрузки является среднечасовой расход воды через ГЭС Q_1, \dots, Q_{24} . Для выбора критерия оптимальности производства электроэнергии на ГЭС нами проведен анализ 3-х показателей экономической эффективности производства электроэнергии:

1. Доход от реализации произведенной электроэнергии P , руб.

При почасовом планировании нагрузки ГЭС доход рассчитывается по формуле

$$P = \sum N(t) * C(t) * \Delta t \quad (3.14)$$

где P – доход от продажи электроэнергии за сутки, руб; t – длительность расчетного интервала времени $1 \div 24$; $C(t)$ – цена на продаваемую электроэнергию, руб/(кВт*ч); $N(t)$ – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт.

Доход в полной мере зависит от почасового объема выработки и ее цены на оптовом рынке. Этот показатель дает совокупную характеристику экономической деятельности ГЭС.

2. Себестоимость производства электроэнергии S , руб/(МВт*ч), рассчитываемая по формуле:

$$S = (S_T + S_C) / W \quad (3.15)$$

где S_C – условно постоянные (ежегодные) затраты; S_T - условно переменные (ежегодные) затраты; W – количество отпущенной в сеть электроэнергии. Величина W равна годовой выработке электрической энергии с вычетом величины расхода энергии на собственное потребление электростанции.

Для ГЭС в постоянные затраты, которые не зависят от величины объема вырабатываемой электроэнергии, входят:

1. оплата аренды;
2. зарплата персонала в условиях нормального функционирования предприятия;
3. амортизационные отчисления;
4. налог на имущество предприятия;
5. коммунальные услуги;

б. ремонт.

Для ГЭС в переменные затраты, величина которых изменяется пропорционально изменению объемов вырабатываемой электроэнергии, входит только водопользование [74].

Объемы средств на водопользование рассчитываются по формуле:

$$S_T = Q = C_B * W \quad (3.16)$$

где Q – объем средств, оплачиваемых ГЭС за водопользование; C_B – тариф водопользования за выработку 1МВт*ч электроэнергии; W – объем выработанной электроэнергии.

Особенностью данного показателя является то, что значение себестоимости электроэнергии можно рассчитывать на каждый час производства работы электростанции.

Расчеты показывают, что себестоимость незначительно зависит от объемов условно-переменных расходов. Причиной тому, несущественные затраты на водопользование, которые, к примеру, на Нижнекамской ГЭС в 2011 году составили около 2,2% от общей себестоимости.

Среднегодовые колебания себестоимости энергии на ГЭС вызваны главным образом различными годовыми стоками и соответственно различной годовой выработкой. Таким образом, значение себестоимости не может быть ориентиром эффективной работы ГЭС.

3. Прибыль от производства электроэнергии R , руб.

Прибыль равна годовому доходу станции от продажи электроэнергии и мощности за вычетом ежегодных затрат (издержек).

Издержки, связанные с повышенными ремонтами основного оборудования:

- работа гидроагрегата при пониженном к.п.д. (комбинаторному рассогласованию) приводит к увеличению боя вала турбины, требуя при этом ремонта подшипников турбин;
- несвоевременное принятие мер по очистки сороудерживающих решеток сокращает срок их текущего и капитального ремонта;
- повышаются затраты на приобретение ремонтных материалов и используемых запасных частей при отсутствии графика оптимальной работы гидроагрегата;
- повышается стоимость услуг сторонних организаций и собственных вспомогательных производств.

Таким образом, контроль над комбинаторной зависимостью и потерями на сороудерживающих решетках приведет к снижению затрат над ремонтными работами, соответственно издержек. Снижение затрат (издержек) и увеличение дохода увеличивают прибыль ГЭС.

Экономический анализ показал, что наиболее объективным показателем функционирования ГЭС является прибыль, поэтому этот показатель выбран в качестве основного критерия экономической эффективности производства электроэнергии на ГЭС. Наряду с этим может быть поставлена и задача многокритериальной оптимизации, например, максимизации прибыли и минимизации себестоимости электроэнергии. Однако в данной работе решалась задача только однокритериальной оптимизации.

Таким образом, для максимизации прибыли необходимо максимизировать доход и минимизировать издержки (затраты на ремонт) путем контроля комбинаторной зависимости и потерь напора на сороудерживающих решетках:

$$P(Q_1 \dots Q_{24}) \rightarrow \max$$

$$C_{\text{ремонт_комбинатор}} + C_{\text{ремонт_решеток}} \rightarrow \min$$

Одним из условий оптимальности режима работы ГЭС является критерий максимума дохода при дифференцированной цене на электроэнергию с учетом ограничений и допущений:

$$P(Q_1 \dots Q_{24}) = \sum N(t) * C(t) * \Delta t \rightarrow \max \quad (3.17)$$

где P – доход от продажи электроэнергии за сутки, руб; t – длительность расчетного интервала времени $1 \div 24$; $C(t)$ – цена на продаваемую электроэнергию, руб/(кВт*ч); $N(t)$ – вырабатываемая станцией активная мощность, кВт; $Q(t)$ – расход воды в нижний бьеф ГЭС, м³/с.

При оптимизации использовались следующие ограничения на изменение переменных: 1) Режим поддержания верхнего уровня воды у плотины гидроузла в пределах отметок НПУ (нормальный подпорный уровень) и УМО (установленная минимальная отметка), т.е. между $Z_{в.мин}$, $Z_{в.макс}$ без учета сгонно-нагонных ветровых явлений; 2) Минимальный среднесуточный расход через створы ГЭС - санитарный сброс (на Нижнекамской ГЭС 600 м³/с); 3) суточный расход воды через гидроагрегаты должен быть равен суточному расходу воды через створы ГЭС (приточность минус среднесуточные прочих расходов), $\sum Q_i \Delta t = 24 Q_{ГЭС}$; 4) уровни воды в нижнем и верхнем бьефах не должны выходить из интервалов $Z_{н.б.}^{min} \leq Z_{н.б.} \leq Z_{н.б.}^{max}$, $Z_{в.б.}^{min} \leq Z_{в.б.} \leq Z_{в.б.}^{max}$; 5) ограничение по минимальной и максимальной мощности ГЭС, т.е. $N_{min} \leq N \leq N_{max}$.

На Нижнекамской ГЭС из-за наличия подпора в нижнем бьефе нет ограничения на допустимую минимальную активную мощность ГЭС. Таким образом, $N_{min} = 0$.

Максимальная граница рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{расп.}} = N_{\text{устан.}} - N_{\text{огранич}} \quad (3.18)$$

$$N_{\text{max}} = N_{\text{расп.}} - N_{\text{ремонт.}} \quad (3.19)$$

где $N_{\text{устан.}}$ – установленная мощность ГЭС, МВт; $N_{\text{расп.}}$ – располагаемая мощность станции, МВт; $N_{\text{огранич}}$ – ограничение установленной мощности (пример – УВБ ниже, УНБ выше проектной отметки), МВт; $N_{\text{ремонт.}}$ – ремонтные потери мощности, МВт.

Оптимизация режима ГЭС сводится к определению такого распределения расходов воды и мощности ГЭС по часам на предстоящие сутки, при котором суточный дохода от реализации электроэнергии будет максимальным.

3.4.4. Выбор метода оптимизации, разработка алгоритма оптимального расчета

Поставленная выше задача оптимального планирования суточной нагрузки относится к задачам однокритериальной многомерной оптимизации со смешанным типом ограничений на изменении переменных. Для ее решения можно использовать несколько методов нелинейного программирования, например, методы сканирования, покоординатного спуска, случайного поиска, градиентные методы и т.д. [83-97]. Однако у задачи планирования нагрузки ГЭС при дифференцированной цене на электроэнергию (оптовый рынок электроэнергии и мощности) имеются свои особенности, которые позволяют предложить упрощенный метод решения данной задачи оптимизации.

Метод оптимизации учитывает особенности решаемой задачи. На первом этапе проводится ранжирование часовых нагрузок в порядке роста цен на электроэнергию, на втором этапе нагрузкам при минимальных и максимальных ценах присваиваются минимально и максимально возможные значения, на третьем этапе проводится варьирование оставшихся нагрузок по критерию максимума дохода.

Для решения задачи оптимального планирования нагрузки по предложенному методу разработан алгоритм расчета, представленный на рисунке 3.17. Этот алгоритм включает следующие этапы:

1. Создается вектор consumption как упорядоченное множество из 24-х элементов $\text{consumption} = (\text{consumption}_1, \text{consumption}_2, \dots, \text{consumption}_{24})$, где номер каждого элемента вектора соответствует номеру часа в сутках;

2. Используя уравнение (16) определяется среднесуточный расход воды через створы ГЭС $Q_{\text{средн.гэс}}$, которая является начальным значением для элементов вектора consumption : $\text{consumption}_i = Q_{\text{средн.гэс}}$;

3. Суточная сумма цен на отпущенную электроэнергию $\sum_{t=1}^{24} C_t$ делится на 24 (количество часов в сутках) получая при этом среднечасовую цену $C_{\text{средн}}$;

4. Создается вектор updown как упорядоченное множество из 24-х элементов $\text{updown} = (\text{updown}_1, \text{updown}_2, \dots, \text{updown}_{24})$, где каждый элемент имеет только дискретные значения;

5. Определяются элементы вектора updown сравнением $C_{\text{средн}}$ с часовыми ценами C_t :

если $C_t > C_{\text{средн}}$, тогда $\text{updown}_t = 1$,

если $C_t < C_{\text{средн}}$, тогда $\text{updown}_t = 0$;

6. Создается вектор intarray как упорядоченное множество из 24-х элементов $\text{intarray} = (\text{intarray}_1, \text{intarray}_2, \dots, \text{intarray}_{24})$, где номер каждого элемента вектора соответствует номеру часа в сутках.

Максимальное значения каждого элемента вектора не превышает 4:

Если $\text{updown}_t = 1$ и C_t входит в интервал $((C_{\text{max}} - C_{\text{средн}})/4) * n + C_{\text{средн}}$, тогда $\text{intarray}_t = n$,

Если $\text{updown}_t = 0$ и C_t входит в интервал $(C_{\text{средн}}/4) * n$, тогда $\text{intarray}_t = n$,

где n – номер цикла от 1 до 4;

7. Определяется шаг изменения расхода воды ΔQ (по умолчанию $\Delta Q = 300 \text{ м}^3/\text{с}$);

8. Определяется ограничение по максимальному возможному расходу воды Q_{max} (по умолчанию $Q_{\text{max}} = 4000 \text{ м}^3/\text{с}$);

9. Создаются векторы downnum и upnum как упорядоченное множество из 4-х элементов:

$$\text{downnum} = (\text{downnum}_1 \dots \text{downnum}_4),$$

$$\text{upnum} = (\text{upnum}_1 \dots \text{upnum}_4);$$

где

$$\text{downnum}_i = \sum_{n=1}^{24} \text{intarray}_n / i, \text{ если } \text{intarray}_n = i \text{ и } \text{updown}_n = 0,$$

$$\text{upnum}_i = \sum_{n=1}^{24} \text{intarray}_n / i, \text{ если } \text{intarray}_n = i \text{ и } \text{updown}_n = 1,$$

10. Создаются векторы arrdown и arrup как упорядоченное множество из 4-х элементов:

$$\text{arrdown} = (\text{arrdown}_1 \dots \text{arrdown}_4),$$

$$\text{arrup} = (\text{arrup}_1 \dots \text{arrup}_4);$$

где значения элементов векторов не превышают:

$$\text{arrdown}_i \leq Q_{\text{средн.гэс}} / \Delta Q,$$

$$\text{arrup}_i \leq Q_{\text{средн.гэс}} / \Delta Q;$$

11. Используя метод «исследующего поиска» с элементами динамического программирования циклическим последовательным перебором элементов векторов arrdown и arrup достигаются такие моменты при которых, если:

$$\sum_{i=1}^4 \text{arrdown}_i * \text{downnum}_i = \sum_{j=1}^4 \text{arrup}_j * \text{upnum}_j$$

тогда

если $updown_t = 1$, тогда $consumption_t = consumption_t + arrup_{intarray_t}$,

если $updown_t = 0$, тогда $consumption_t = consumption_t - artdown_{intarray_t}$;

Таким образом, определяется такой ряд $consumption_t$ для $t = 1 \div 24$, чтобы результирующий суточный доход P при данном расходе был максимален (рисунок 3.15).

12. Результаты для удобства ввода исходных данных и вывода результатов, а также для контроля промежуточных результатов выдаются в табличной и графической форме.

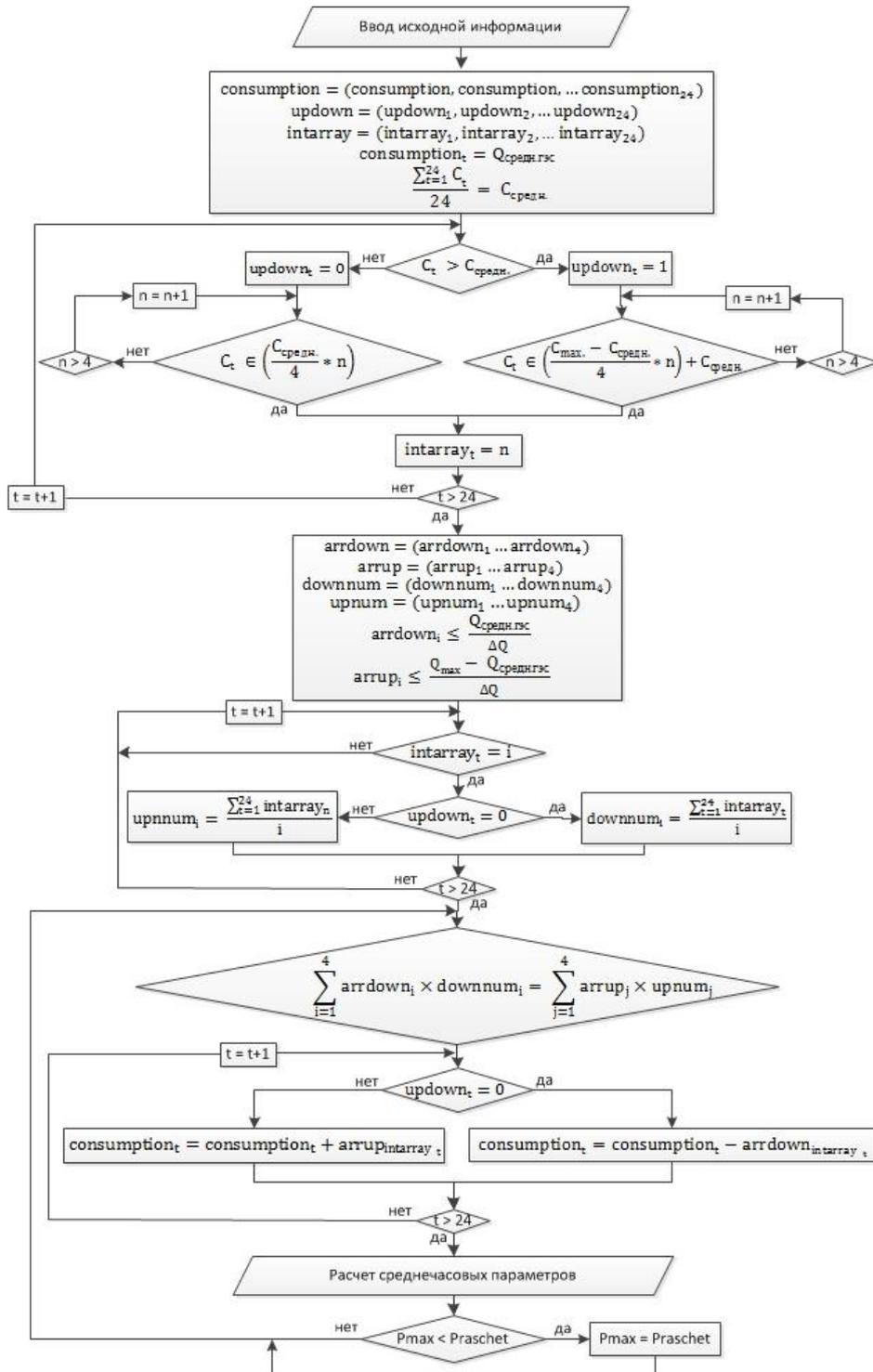


Рисунок 3.15. Общий алгоритм поиска оптимального краткосрочного (суточного) режима работы ГЭС

3.4.5. Экономический эффект за счет оптимального планирования краткосрочных режимов ГЭС

При расчете экономического эффекта за счет оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС сравнивались 3 режима работы гидроэлектростанции: равномерный режим, фактический режим и предлагаемый режим.

В качестве расчетной даты принят 03 февраля 2011г. Так как расчет проводится на основе исторических данных, объективным критерием служит равный суточный объем выработанной активной мощности. Располагаемая мощность (установленная мощность за вычетом ограничений и ремонтной мощности) составляет 310 МВт. При равномерном режиме часовые объемы выработки равны 1/24 части общего суточного объема.

На рисунке 3.16 приведены цены на электроэнергию (ИБР и РСВ) на ОРЭМ за 03 февраля 2011г.

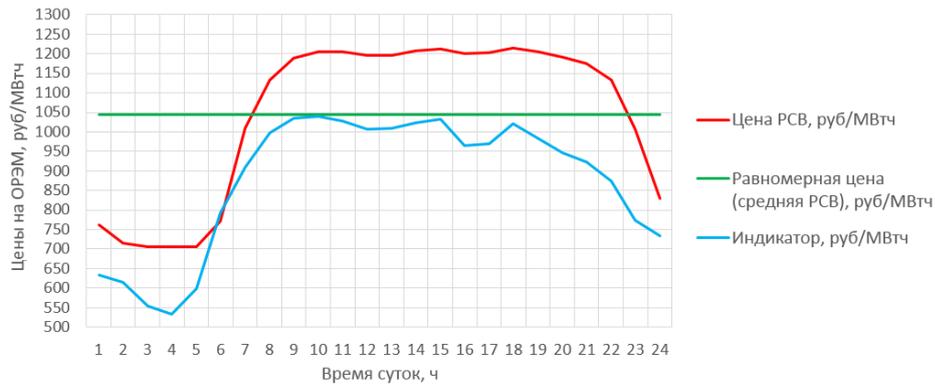


Рисунок 3.16. Цены на электроэнергию (ИБР и РСВ) на ОРЭМ за 03 февраля 2011г.

На рисунке 3.17 приведены графики нагрузок для 3-х режимов работы Нижнекамской ГЭС.

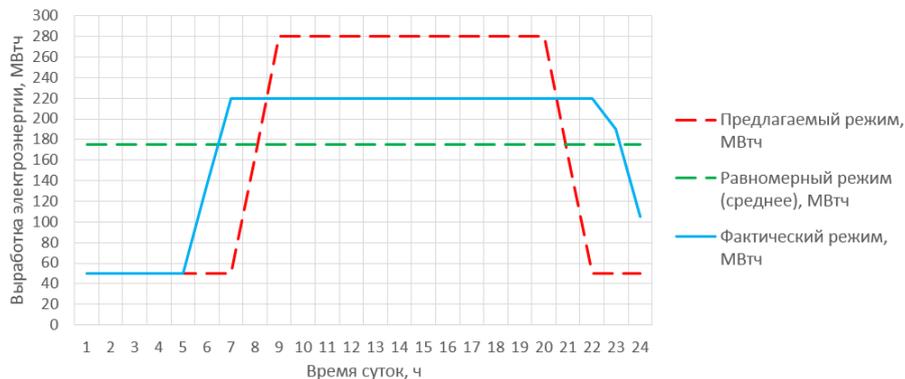


Рисунок 3.17. Суточная выработка активной электроэнергии за 03 февраля 2011г.

Для оценки влияния изменения характеристики внутрисуточных режимов работы ГЭС в таблице 3.2 приведены суточные результирующие показатели электростанции на оптовом рынке

электроэнергии. Следует указать, что при оптимальном планировании учитывались объемы электроэнергии в рамках обязательств по регулируемым договорам (РД) для населения.

Таблица 3.2 - Показатели суточных режимов работы Нижнекамской ГЭС

Режим	Суточная выработка, МВт*ч	P, тыс. руб.
Равномерный	4200	3872
Фактический дифференцированный	4200	4191
Предлагаемый дифференцированный	4200	4318

Таким образом, оптимальным (исходя из критерия) суточным графиком активной нагрузки является предлагаемый дифференцированный, который на 127 тысяч рублей в сутки экономически эффективнее по сравнению с фактическим дифференцированным.

Стоит отметить, что программный продукт эксплуатируется в АО «Татэнерго» для расчета режимов функционирования Нижнекамской ГЭС. Программное решение показало свою работоспособность и экономическую эффективность. Экономический эффект от реализации автором рационализаторского предложения «исследование оптимальных ограничений мощности русловых каскадных ГЭС с учетом текущего вибрационного состояния генерирующего оборудования в рамках действующих регламентов ОРЭМ» составил в первый год внедрения 99,9 млн. рублей, во второй год внедрения 99,1 млн. рублей. Экономический эффект от реализации автором рационализаторского предложения «автоматизированная система планирования суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированной цены на электроэнергию» составил в первый год внедрения 3,4 млн. рублей, во второй год внедрения 3,3 млн. рублей. Таким образом, среднегодовой экономический эффект от реализации автором рационализаторских предложений, функционирующих на основании разработанных в рамках данной работы методик, составляет ~ 102,85 млн. рублей ежегодно.

Выводы по главе 3

1. Проведено описание объекта моделирования ГЭС на примере филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС. Проведено описание структуры модели производства электроэнергии на гидроэлектростанции.

2. Разработаны модели и алгоритмы прогноза следующих основных показателей работы ГЭС: методика и алгоритм прогноза уровня нижнего бьефа гидроузлов на основании непрерывной калибровки существующих характеристик по данным телеметрических измерений; модель и алгоритм расчета потерь напора на сороудерживающих решетках; метод определения комбинаторного рассогласования лопаток направляющего аппарата с лопастями рабочего колеса, позволяющий контролировать в режиме реального времени комбинаторную связь поворотной-лопастной гидротурбины и др.

3. Разработана методика и алгоритм оптимизации краткосрочных (суточных) режимов работы гидроэлектростанции.

4. Разработан программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС с учетом функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности. Программный комплекс обеспечивает возможность построения различных (посуточных, почасовых) графиков работы ГЭС, т.е. расчета основных характеристик ГЭС на заданный промежуток времени с заданным интервалом.

5. Проведен расчет экономического эффекта за счет оптимального планирования краткосрочного режима ГЭС.

6. Программный продукт эксплуатируется в АО «Татэнерго» для расчета режимов функционирования Нижнекамской ГЭС. Программное решение показало свою работоспособность и экономическую эффективность. Среднегодовой экономический эффект от реализации автором рационализаторских предложений, функционирующих на основании разработанных в рамках данной работы методик, составляет ~ 102,85 млн. рублей ежегодно.

4. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

4.1. Разработка имитационной модели функционирования гидроэнергетического комплекса

Моделирование работы каскада гидроэлектростанций – это сложный и многостадийный процесс в рамках которого рассматривается широчайший круг вопросов, при этом, в ряде случаев применение традиционных методов моделирования режимов работы ГЭС оказывается затруднительным, а порой неэффективным [98].

Решение задачи оптимизации режимов работы каскада ГЭС с использованием реального моделирования не представляется возможным. При реальном моделировании используется возможность исследования различных характеристик либо на реальном объекте целиком, либо на его части. Реальное моделирование является наиболее адекватным, но при этом проведение экспериментов на настоящем каскаде ГЭС может повлечь за собой всевозможные негативные последствия.

Использование физического вида моделирования, отличающееся от натурального тем, что исследование проводится на установках, которые сохраняют природу явлений и обладают физическим подобием также не представляется возможным. Волжско-Камский каскад состоит из 11 ГЭС. Для создания физической модели каскада необходимо выделение больших трудовых, временных и денежных ресурсов.

Появление современных ЭВМ было решающим условием широкого внедрения аналитических методов в исследование сложных задач. Стало казаться, что модели и методы, например, математического программирования, станут практическим инструментом решения задач управления в больших системах. Действительно, были достигнуты значительные успехи в создании новых математических методов решения этих задач, однако аналитический метод так и не стал практическим инструментом исследования процесса функционирования сложных систем, так как модели оказались слишком грубыми и несовершенными для их эффективного использования. Пригодные для практических расчетов аналитические соотношения удается получить лишь при упрощающих предположениях, обычно существенно искажающих фактическую картину исследуемого процесса [99].

В рамках данной работы проводилось несколько попыток описать функционирование каскада ГЭС аналитической моделью, полагая, что она достаточно точно отображает исследуемую сторону функционирования реального физического объекта. Необходимость введения упрощающих предположений привело к искажению процесса, что в свою очередь отрицательно сказалось на качестве конечных данных.

Указанное обстоятельство привело к тому, что при оптимизации режимов работы большой системы каскада ГЭС было решено использовать методы имитационного моделирования.

Основным преимуществом имитационного моделирования по сравнению с аналитическим является возможность решения более сложных задач. Имитационные модели позволяют достаточно просто учитывать такие факторы, как наличие дискретных и непрерывных элементов, нелинейные характеристики элементов системы, многочисленные случайные воздействия и др., которые часто создают трудности при аналитических исследованиях. В настоящее время имитационное моделирование — наиболее эффективный метод исследования больших систем, а часто и единственный практически доступный метод получения информации о поведении системы [99].

Суть имитационного моделирования заключается в том, что посредством компьютерной программы разрабатывается подробная модель системы с детальным описанием взаимосвязей между ее элементами, а также определенными внешними факторами, влияющими на эту модель извне. После того, как модель разработана, производится ее тестирование посредством имитации различных комбинаций условий и случайных факторов. Таблица результатов, которая составляется после тестов, позволяет оценить и проанализировать поведение системы при тех или иных условиях, а также при необходимости скорректировать полученную модель и испытать ее повторно. Так, анализируя поведение модели в различных условиях и, сравнивая различные варианты комбинаций ее характеристик, в расчет принимается окончательное точное решение по тому или иному вопросу [98].

В работах [100-106] подробно описываются способы использования имитационного моделирования в различных системах.

При этом стоит отметить, что имитационное моделирование на ЭВМ, как и любой метод исследований, имеет достоинства и недостатки. К числу основных достоинств метода при исследовании сложных систем можно отнести следующие: машинный эксперимент с имитационной моделью дает возможность исследовать особенности процесса функционирования системы в любых условиях; применение ЭВМ в имитационном эксперименте существенно сокращает продолжительность испытаний по сравнению с натурным экспериментом; имитационная модель позволяет включать результаты натурных испытаний реальной системы или ее частей для проведения дальнейших исследований; имитационная модель обладает известной гибкостью варьирования структуры, алгоритмов и параметров моделируемой системы, что важно с точки зрения поиска оптимального варианта системы; имитационное моделирование сложных систем часто является единственным практически реализуемым методом исследования процесса функционирования таких систем. Основным

недостатком, проявляющимся при машинной реализации метода имитационного моделирования, является то, что решение, полученное при анализе имитационной модели, всегда носит частный характер, так как оно соответствует фиксированным элементам структуры, алгоритмам поведения и значениям параметров системы, начальных условий и воздействий внешней среды. Поэтому для полного анализа характеристик процесса функционирования систем, а не получения только отдельной точки приходится многократно воспроизводить имитационный эксперимент, варьируя исходные данные задачи. При этом, как следствие, возникает увеличение затрат машинного времени на проведение эксперимента с имитационной моделью процесса функционирования исследуемой системы [99].

4.2. Разработка программного модуля оптимизации среднесрочных режимов работы гидроэнергетического комплекса

Стоит отметить, что в соответствии с заключением к второй главе настоящей работы задача оптимизации режима работы каскада ГЭС сводится к определению такого режима сработки/наполнения водохранилищ ГЭС, при котором реализуются принятые критерии оптимальности, удовлетворяющие интересы водопользователей и при этом соблюдаются режимные ограничения и допущения. При этом особенностью рассматриваемой задачи является наличие множественности внешних условий, требующих рассмотрения многих критериев. Решение задачи сводится к многокритериальному виду. При этом в зависимости от внешних и внутренних условий количество критериев может быть разным.

Для решения задачи в условиях наличия неограниченного количества критериев оптимальности используется метод последовательных уступок. Его применение позволяет многокритериальный вид привести в однокритериальную форму и генерировать различные варианты решений при разных сочетаниях условий и критериев, а анализ количественных характеристик этих вариантов дает возможность отобрать наиболее представительные. При этом однокритериальная задача решается с использованием методов имитационного моделирования.

Разработанная в рамках вышеописанной задачи имитационная система характеризуется наличием математического, программного, информационного, и технического вида обеспечения (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1. Архитектура имитационной системы

Математическое обеспечение имитационной системы включает в себя совокупность математических соотношений, описывающих поведение реального объекта, совокупность алгоритмов, обеспечивающих как подготовку, так и работу с моделью. Сюда могут быть отнесены алгоритмы ввода исходных данных, имитации, вывода, обработки.

Программное обеспечение по своему содержанию включает в себя совокупность программ: планирования эксперимента, имитационной модели, проведения эксперимента, обработки и интерпретации результатов. Машинные эксперименты с имитационными моделями не могут проходить без хорошо разработанного и реализованного информационного обеспечения.

Информационное обеспечение включает в себя средства и технологию организации и реорганизации базы данных моделирования, методы логической и физической организации массивов, формы документов, описывающих процесс моделирования и его результаты.

Техническое обеспечение имитационной системы включает в себя прежде всего средства вычислительной техники, связи и обмена между оператором и сетью ЭВМ, ввода и вывода информации, управления проведением эксперимента. К техническому обеспечению предъявляются весьма серьезные требования по надежности функционирования, так как сбои и отказы технических средств, ошибки оператора ЭВМ могут резко увеличить время работы с имитационной моделью и даже привести к неверным конечным результатам [99].

4.2.1. Структура программного модуля

На рисунке 4.2 представлена структура разработанного программного модуля имитационной системы.

Блок входные данные, параметры и зависимости состоит из 8-ми компонентов: прогнозные данные по притоку, статические данные, начальное состояние, характеристики водохранилища и оборудования, дискретность и длительность периода и актуализированные зависимости. Все вышеописанные компоненты передаются в блок модели режимов работы каскада ГЭС. Данная модель в свою очередь состоит из 6-ти компонент: критерии оптимальности

(оптимизации), напорные характеристики каскада, баланс расходов в каскаде, схема гидравлического режима каскада, уравнение водного баланса и ограничения.

Стоит отметить, что компонент критерии оптимальности (оптимизации) представляет собой ранжированный по важности список критериев. Алгоритм многомерной оптимизации режимов работы каскада ГЭС с использованием метода покоординатного спуска, а также методов имитационного моделирования представлен в п. 2.5.3 и 2.5.4 предыдущей главы.

При этом компонент ограничения состоит из 4-х составляющих: технические ограничения (глубина сработки водохранилища, ограничения оборудования и гидроузла и др.); управленческие ограничения (уровни верхнего и нижнего бьефов, амплитуда колебания уровня воды и др.); сезонные ограничения (скорость изменения уровня водохранилища, расход воды и др.) и другие ограничения, которые не подходят под предыдущие составляющие.

Интересы водопользователей, правила использования водных ресурсов водохранилищ, технические характеристики объектов, а также НТД могут быть представлены как критерием оптимизации, так и ограничением модели.

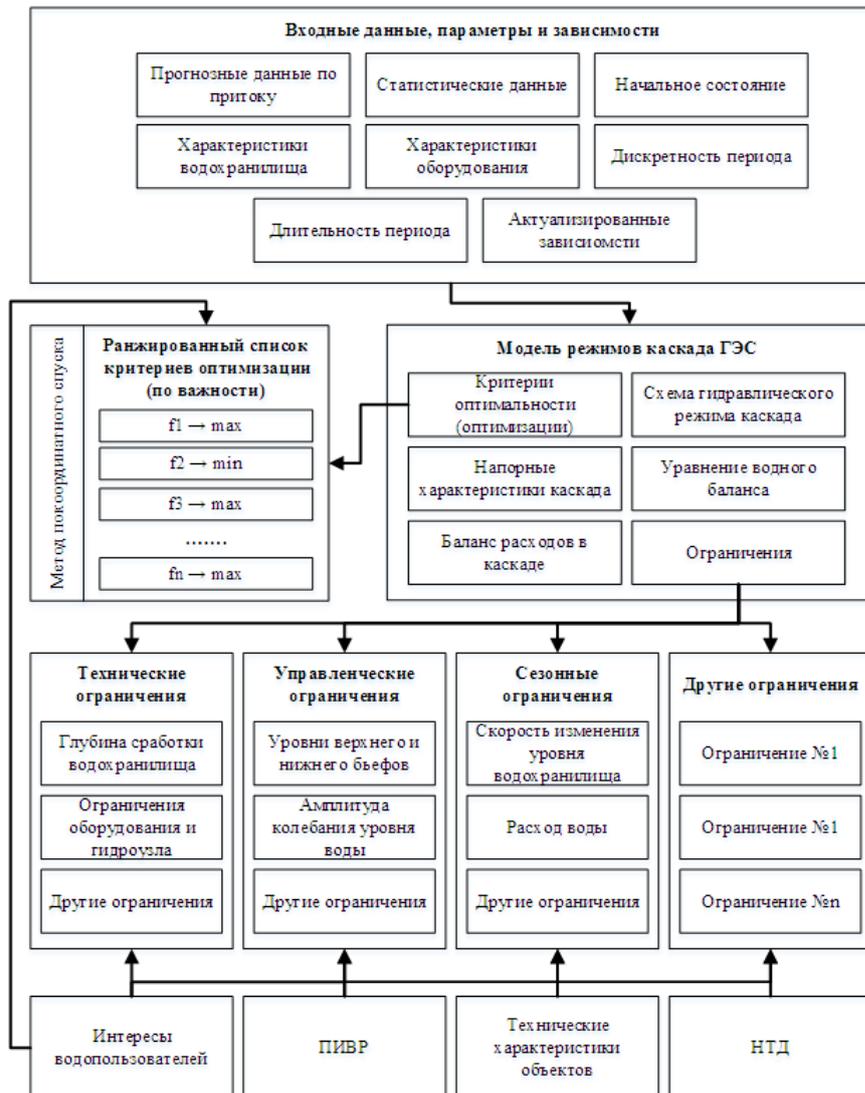


Рисунок 4.2. Структура программного модуля имитационной системы

Имитационная система реализуется на ЭВМ и позволяет исследовать имитационную модель, задаваемую в виде определенной совокупности отдельных блочных моделей и связей между ними в их взаимодействии в пространстве и времени при реализации какого-либо процесса. Можно выделить три основные группы блоков: блоки, характеризующие моделируемый процесс функционирования системы; блоки, отображающие внешнюю среду и ее воздействие на реализуемый процесс; блоки, играющие служебную вспомогательную роль, обеспечивая взаимодействие первых двух, а также выполняющие дополнительные функции по получению и обработке результатов моделирования [99].

Программный комплекс реализован на ASP.NET языке C# с применением технологии MVC. В качестве базы данных используется MSSQL Server, в качестве web сервера IIS (Internet Information Server). Доступ к программному комплексу предоставляется из любого web браузера по адресу <http://hydrocascade.com>

4.2.2. Графический интерфейс программного модуля

Программный модуль ведения режимов работы Волжско-Камского каскада гидроузлов (ПК «Энергетическая система каскада ГЭС») разработан в виде web приложения. Доступ к программному комплексу предоставляется через домен <http://hydrocascade.com>. Для просмотра, редактирования и расчета параметров необходимо пройти процесс аутентификации, при помощи ввода логина и пароля пользователя (рисунок 4.3)

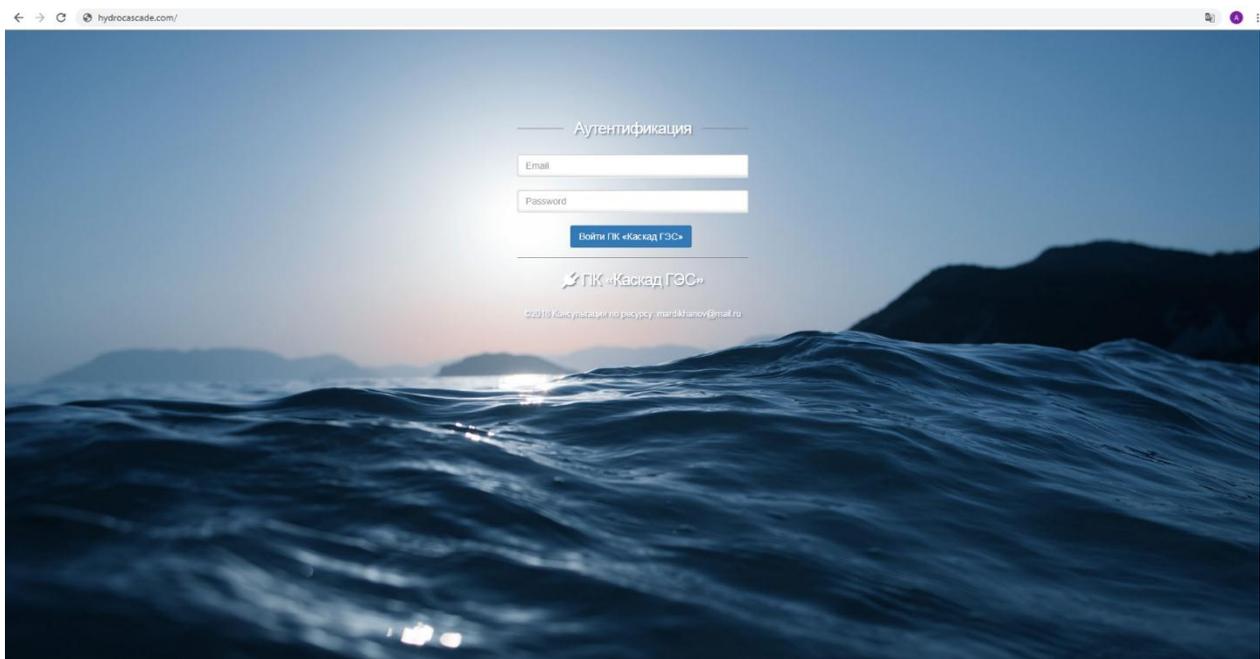


Рисунок 4.3. Графический интерфейс ПК «Энергетическая система каскада ГЭС». Окно аутентификации.

После прохождения аутентификации происходит автоматическая пересылка на главную страницу программного комплекса (рисунок 4.4). Главная страница представляет собой карту, на которой отображены все ГЭС ВКК, режим работы которых моделируется системой. По причине недостатка места на карте, Ивановская и Шекснинская ГЭС не выводятся на главную страницу. При этом данные две гидроэлектростанции принимают участие в процессе моделирования и расчетов режимов работы каскада.

К тому же на карту выводятся данные по гидропостам («Соколы горы» и «Камское Устье»). На левой стороне программного комплекса представлено меню, которое состоит из 8-ми элементов. При наведении на каждый элемент открывается подменю:

- общее (главная страница и страница общих данных по каскаду);
- верхняя Волга (индивидуальный страницы Ивановского, Угличского, Шекснинского, Рыбинского, Нижегородского, Чебоксарского гидроузлов);
- нижняя Волга (индивидуальный страницы Жигулевского, Саратовского и Волгоградского гидроузлов);
- камская ветка (индивидуальный страницы Камского, Воткинского и Нижнекамского гидроузлов);
- река Белая (индивидуальный страницы Павловского и Юмагузинского гидроузлов);
- гидропосты (индивидуальные страницы гидропостов «Соколы горы» и «Камское устье»);
- моделирование режимов (страницы моделирования и расчета режимов работы каскада). Доступ только для администратора;
- источники (страница загрузки данных из внешних источников). Доступ только для администратора.

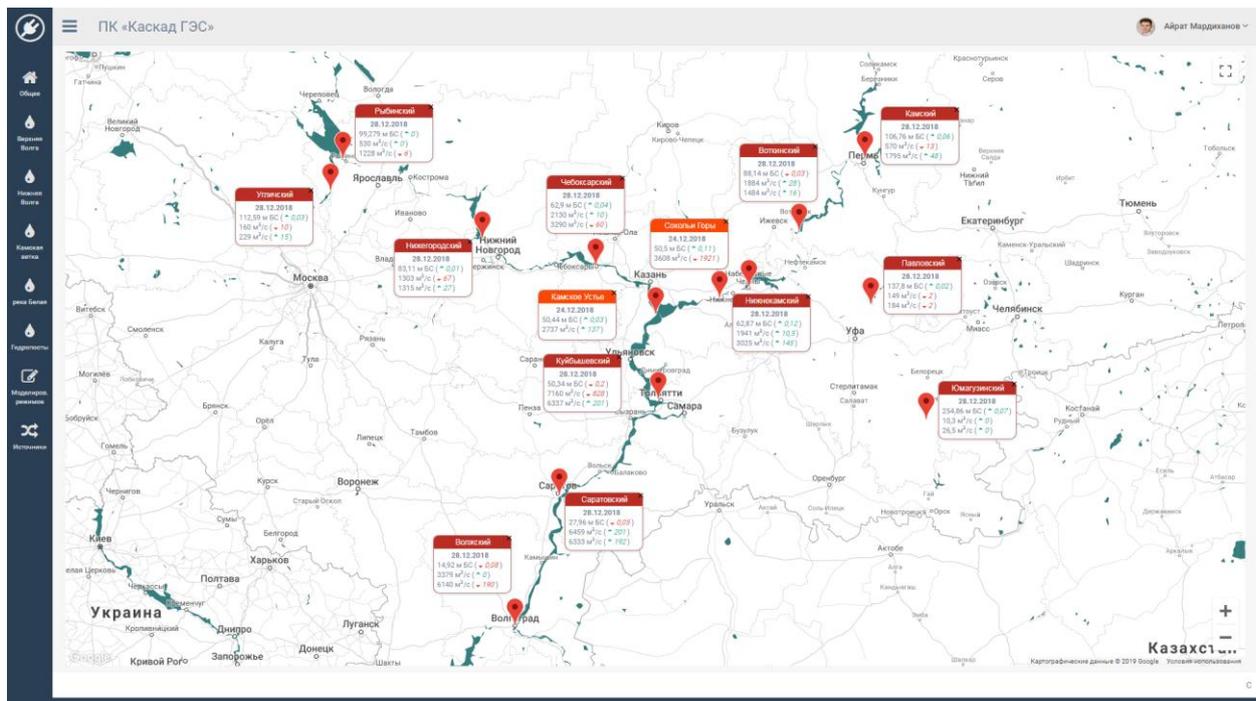


Рисунок 4.4. Графический интерфейс ПК «Энергетическая система каскада ГЭС». Главная страница.

Каждая ГЭС каскада имеет индивидуальную страницу, на которой отображаются ключевые параметры, связанные с данным гидроузлом. На рисунке 4.5 представлена индивидуальная страница Жигулевской ГЭС. Страница состоит из 6-ти блоков.

В первом (верхнем) блоке выводятся данные по УВБ на 08:00 м БС; УНБ на 08:00 м БС; общая приточность воды, м³/с; боковая приточность воды, м³/с; расход воды, м³/с; выработка электроэнергии, млн. кВтч. При этом фактические данные выводятся за день, который является крайним по загрузке. К тому же эти данные сравниваются с прошлой неделей, а также с аналогичным днем прошлого года.

Во втором блоке выводится 2 графика по приточности и расходам воды. График приточности состоит из 6-ти трендов:

- фактическая боковая приточность, м³/с (синий цвет);
- фактическая общая приточность, м³/с (зеленый цвет);
- прогнозная боковая приточность, м³/с (темно-красный цвет);
- прогнозная общая приточность, м³/с (светло-красный цвет);
- фактическая общая приточность с учетом невязки, м³/с (серый цвет);
- фактическая боковая приточность с учетом невязки, м³/с (светло-серый цвет).

График расходов воды состоит из 3-х трендов:

- фактический общий расход, м³/с (зеленый цвет);
- прогнозный общий расход, м³/с (красный цвет);

- фактические холостые сбросы, м³/с (синий цвет).

В третьем блоке выводятся 2 графика по уровням верхнего и нижнего бьефов. График верхнего бьефа состоит из 5-ти трендов:

- фактическая отметка водохранилища на 08:00, м БС (синий цвет);
- фактический уровень верхнего бьефа на 08:00, м БС (зеленый цвет);
- прогнозный уровень верхнего бьефа, м БС (красный цвет);
- НПУ, м БС (синий цвет);
- УМО, м БС (синий цвет).

График уровня нижнего бьефа состоит из 3-х трендов:

- фактический уровень нижнего бьефа средний за сутки, м БС (синий цвет);
- фактический уровень нижнего бьефа на 08:00, м БС (зеленый цвет);
- прогнозный уровень нижнего бьефа средний за сутки, м БС (красный цвет).

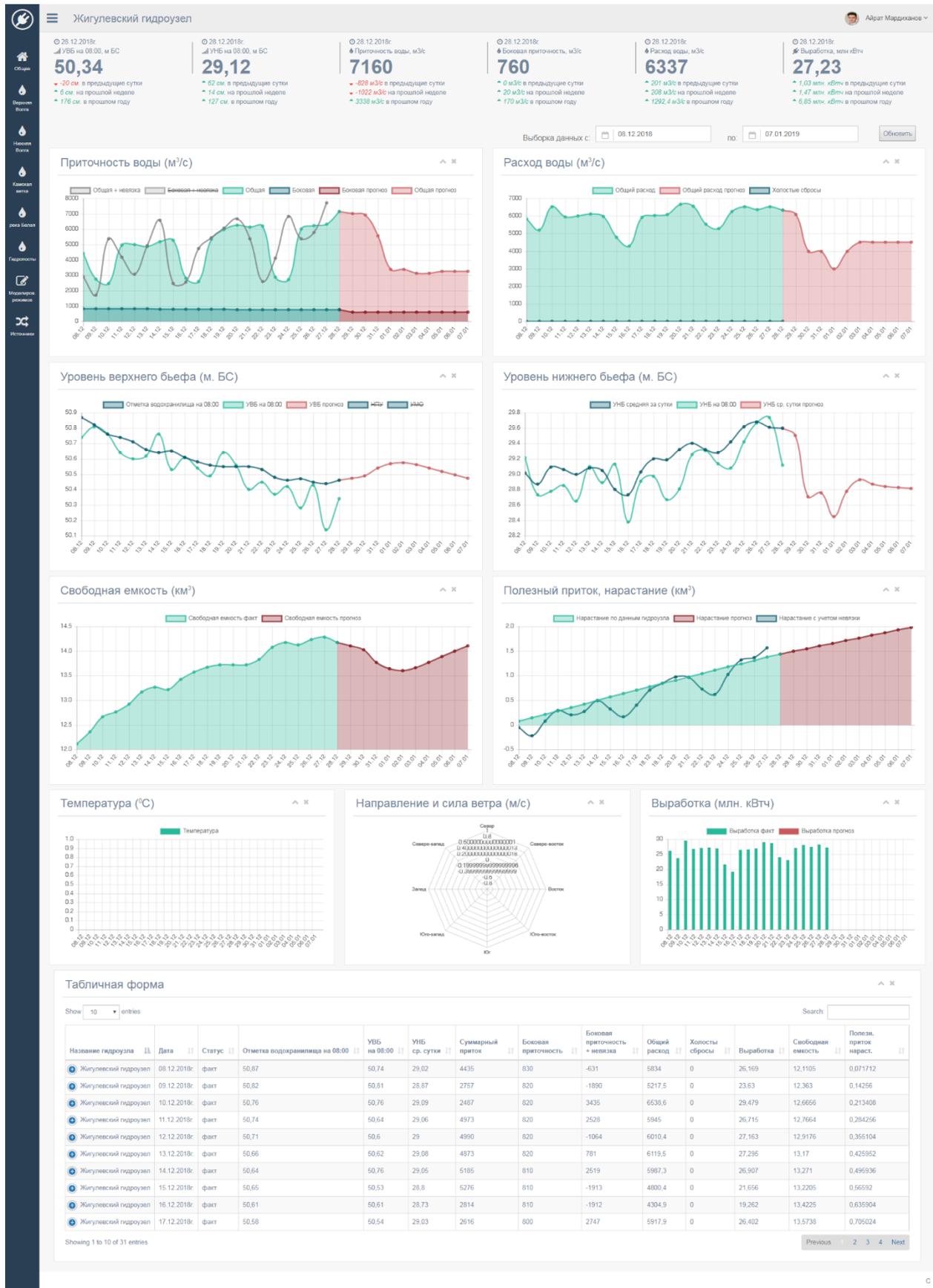


Рисунок 4.5. Графический интерфейс ПК «Энергетическая система каскада ГЭС». Индивидуальная страница Жигулевской ГЭС.

В четвертом блоке выводятся 2 графика по свободной емкости водохранилища и полезному притоку, нарастанием. График свободной емкости водохранилища состоит из 2-ти трендов:

- фактическая свободная емкость, км³ (синий цвет);
- прогнозная свободная емкость, км³ (красный цвет).

График полезного притока выводится с нарастанием и состоит из 3-х трендов:

- фактическое полезный приток по данным гидроузла, км³ (зеленый цвет);
- фактический полезный приток с учетом невязки, км³ (синий цвет);
- прогнозный полезный приток, км³ (красный цвет).

В пятом блоке выводится 3 графика по температуре наружного воздуха, направлению и силе ветра в створе гидроузла и фактической/прогнозной выработки электроэнергии ГЭС.

Шестой (нижний) блок является табличным представлением ключевых параметров ГЭС. Стоит отметить, что табличную форму возможно экспортировать в формат excel (*.xlsx) для использования в других расчетах.

Дискретность периода составляет один день. Длительность периода определяется пользователем при помощи двух календарей, расположенных ниже первого блока. Выборка осуществляется за любой период, начиная с 2010 г. по текущий день плюс 6 месяцев (прогнозные данные).

При этом прогнозные данные гидроузла являются результатом расчета режимов работы каскада гидроэлектростанций, основанном на принципах, описанных во второй главе.

При формировании режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада осуществляется прогнозирование уровня и приточности воды у гидропостов. На рисунке 4.6 представлен пример индивидуальной страницы гидропоста «Соколы горы».

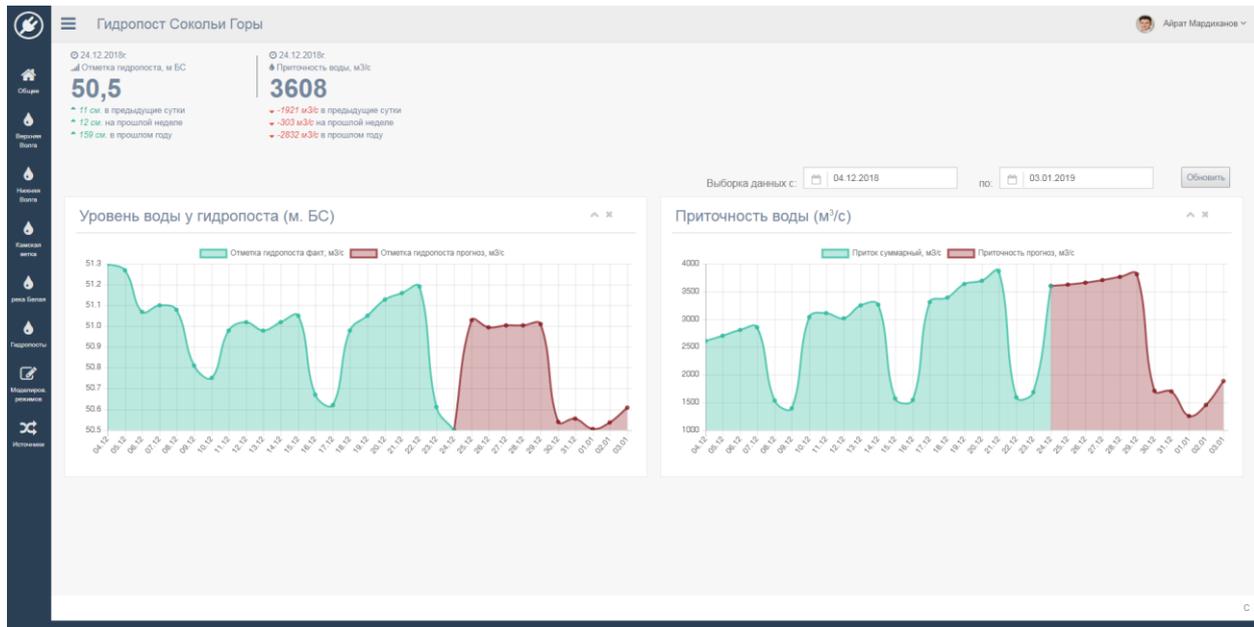


Рисунок 4.6. Графический интерфейс ПК «Энергетическая система каскада ГЭС».

Индивидуальная страница гидропоста «Соколы горы»

Прогнозирование параметров гидропостов необходимо для повышения точности прогноза подпоров нижних бьефов Чебоксарского и Нижнекамского гидроузлов, а также уточнения динамического объема Куйбышевского водохранилища.

На рисунке 4.7. представлена страница общих данных по Волжско-Камскому каскаду.

В зависимости от длительности выбранного пользователем периода выводятся следующие данные:

- общая свободная емкость водохранилищ ВКК, км³ (фактические и прогнозные данные)
- полезный приток ВКК, м³/с (фактические, фактические с учетом невязки и прогнозные данные);
- полезный приток ВКК, нарастанием, км³ (фактические, фактические с учетом невязки и прогнозные данные);
- полезный приток до Нижнекамского гидроузла, м³/с (фактические, фактические с учетом невязки и прогнозные данные);
- полезный приток до Нижнекамского гидроузла, нарастанием, км³ (фактические, фактические с учетом невязки и прогнозные данные);
- полезный приток до Чебоксарского гидроузла, м³/с (фактические, фактические с учетом невязки и прогнозные данные);
- полезный приток до Чебоксарского гидроузла, нарастанием, км³ (фактические, фактические с учетом невязки и прогнозные данные).

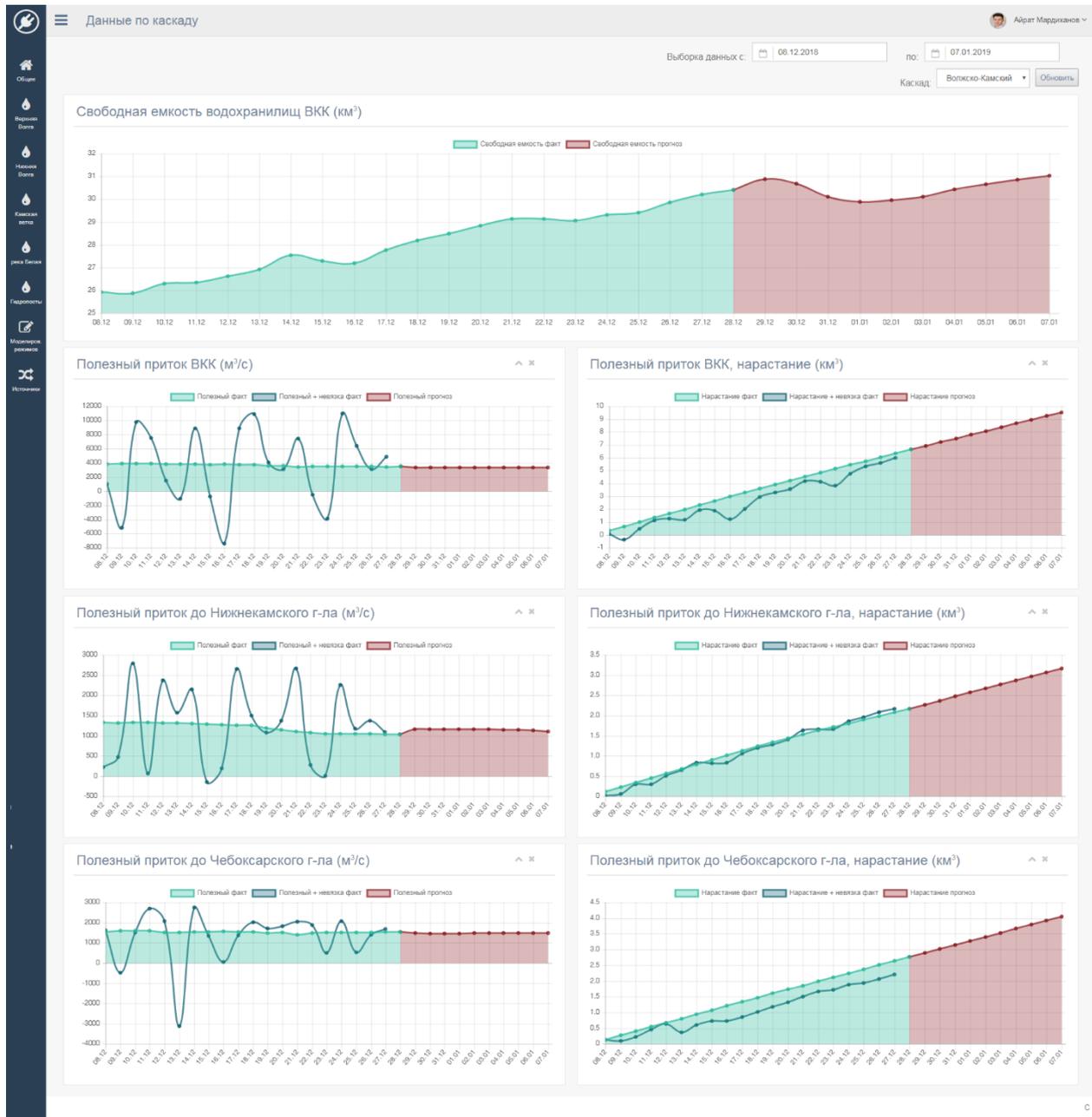


Рисунок 4.7. Графический интерфейс ПК «Энергетическая система каскада ГЭС». Страница общих данных по Волжско-Камскому каскаду

Доступ к страницам расчета режимов работы ГЭС каскада, а также к странице загрузки исходных данных предоставляется только администраторам программного комплекса.

Стоит отметить, что разработанный программный комплекс позволяет в короткие сроки моделировать режим работы любого каскада ГЭС, состоящего из любого количества гидроузлов и водоемов.

4.3. Разработка программного модуля оптимизации краткосрочных режимов работы гидроэлектростанции

Программный комплекс оптимизации краткосрочных режимов работы гидроэлектростанции является дополнительным модулем к основному программному решению имитационной системы ПК «Энергетическая система каскада ГЭС».

Для расчета оптимальных краткосрочных режимов гидроэлектростанции требуется импорт данных, в том числе, из систем телеметрии АСУТП гидроэлектростанции. В связи с этим, к основному программному решению каскада ГЭС были добавлены блоки, отвечающие за следующий функционал:

- получение данных телеметрии АСУТП станции;
- обработка данных телеметрии;
- модель оптимизации краткосрочных режимов;
- вывод результирующих параметров.

Краткосрочная оптимизация реализована для филиала АО «Татэнерго» - Нижнекамская ГЭС. Программный комплекс внедрен в промышленную эксплуатацию.

4.3.1. Структура модуля

Структурная схема модуля оптимизации краткосрочных (суточных) режимов работы гидроэлектростанции (на примере Нижнекамской ГЭС) в рамках программного комплекса «Каскад ГЭС» приведена на рисунке 4.8.

Предлагаемый модуль позволяет в непрерывном режиме уточнять модель производства и рассчитывать оптимальный режим работы ГЭС.

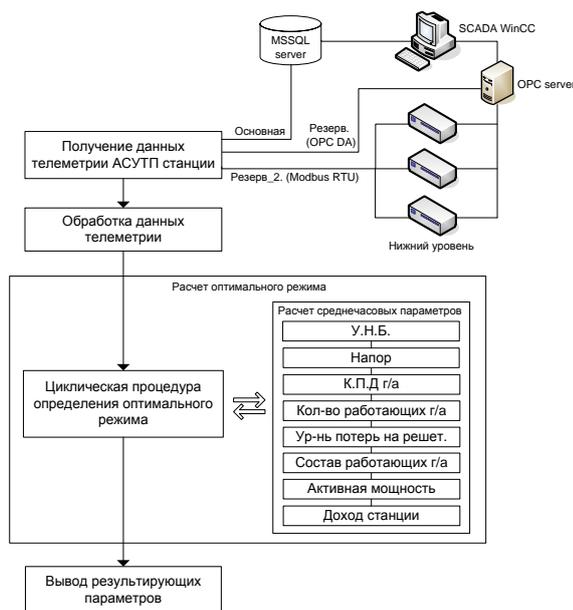


Рисунок 4.8. Структурная схема программы расчета оптимального режима работы ГЭС

Основным источником телеметрических данных является сервер базы данных MSSQL. Система автоматически или по запросу пользователя имеет возможность обновления по протоколу ODBC (Open Database Connectivity) основных телеметрических параметров ГЭС для составления графика нагрузок.

При технической неполадке сервера базы данных (SQL сервере) система предусматривает переход на резервную линию опроса данных. При этом источником данных становится OPC сервер, который в свою очередь является источником данных SCADA системы. Для резервного опроса данных на языке C# реализован дополнительный модуль к программному комплексу. Модуль является OPC клиентом использующим объекты OPC сервера с помощью OPC интерфейсов (подмножество COM интерфейсов). COM интерфейсы по протоколу OPC DA (OPC Data Access) предоставляют доступ OPC клиенту к данным процесса OPC сервера. В свою очередь, OPC сервер, осуществляет обмен данными с контроллером или распределенной периферией через специфический, отличный от OPC, интерфейс (обладая драйверами для связи с контроллерами по конкретным протоколам промышленных сетей). Таким образом, OPC сервер предоставляет доступ OPC клиенту к данным процесса устройств, с которыми он обменивается, то есть служит в качестве программы шлюза [107]. Структурная схема опроса данных приведена на рисунке 4.9.

Реализованный модуль программно создает OPC группу, а затем в его пределах OPC item'ы. Механизм группирования позволяет разделять данные по принципу чтения/записи, периодичности операций и активировать/деактивировать обновление переменных. Каждому OPC item'у предоставляется доступ к источнику данных (OPC тегу), который идентифицируется уникальным в пределах сервера идентификатором ItemID. С каждым OPC item'ом ассоциируется: текущее значение (Value), отметка времени (Time Stamp) и качество (Quality) [107-109].

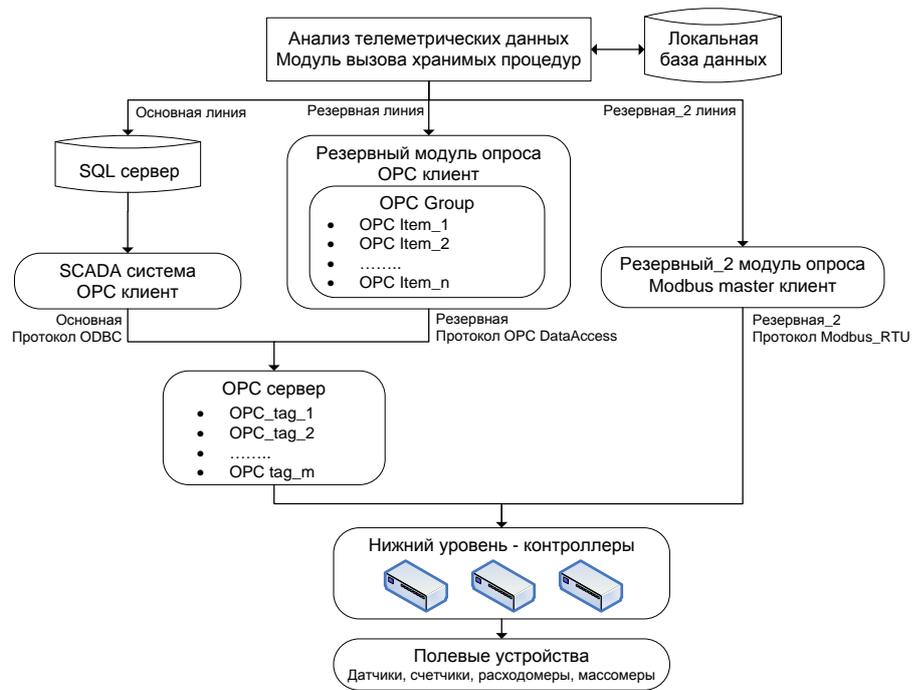


Рисунок 4.9. Структурная схема опроса телеметрических данных

При технической неполадке на сервере базы данных (SQL сервере) и OPC сервере, система предусматривает переход на вторую резервную линию опроса данных. При этом источниками данных становятся контроллеры нижнего уровня, в свою очередь являющиеся источниками данных для OPC сервера. Для резервного опроса данных на языке C# реализован второй дополнительный модуль к программному комплексу. Модуль является Modbus клиентом и напрямую по протоколу Modbus RTU, интерфейсу RS485 опрашивает контроллеры нижнего уровня.

Работа модуля заключается в инициализации транзакции путем формирования клиентом (master) пакета запроса данных ведомому устройству – серверу (контроллеру). Пакет запроса состоит из адреса ведомого устройства, кода функции, данных и блока обнаружения ошибок (CRC). В ответ на запрос данных контроллер формирует ответный пакет и посылает обратно клиенту, который в свою очередь обрабатывает полученные данные и записывает в локальную базу данных [109-112].

Обработка данных телеметрии проводится посредством выполнения ряда хранимых процедур в локальной базе данных программного продукта. В момент обработки рассчитываются коэффициенты потерь на решетках каждого гидроагрегата, параметры для расчета уровня нижнего бьефа. Выполнение хранимых процедур осуществляется каждую ночь и использует исходные данные предыдущих 30 суток. Таким образом, система основывается на постоянно обновленных данных полученных в режиме реального времени.

Программный продукт реализован на ASP.NET языке C# с использованием web сервера IIS (InternetInformationServer) и базы данных MSSQL 2014 Express. Данная технология позволяет использовать реализованный программный продукт любому пользователю (webклиенту) с любого компьютера, подключенного к Intranet или Internet сети при условии прохождения аутентификации.

Система автоматически определяет учетную запись клиента. Таким образом, нет необходимости в заполнении логина и пароля при прохождении аутентификации.

4.3.2. Функциональное описание модуля

Модульная структура программного комплекса поделена на 3 последовательных этапа (рисунок 4.10.):

- получение технологических параметров;
- анализ телеметрических данных;
- расчет оптимального режима.

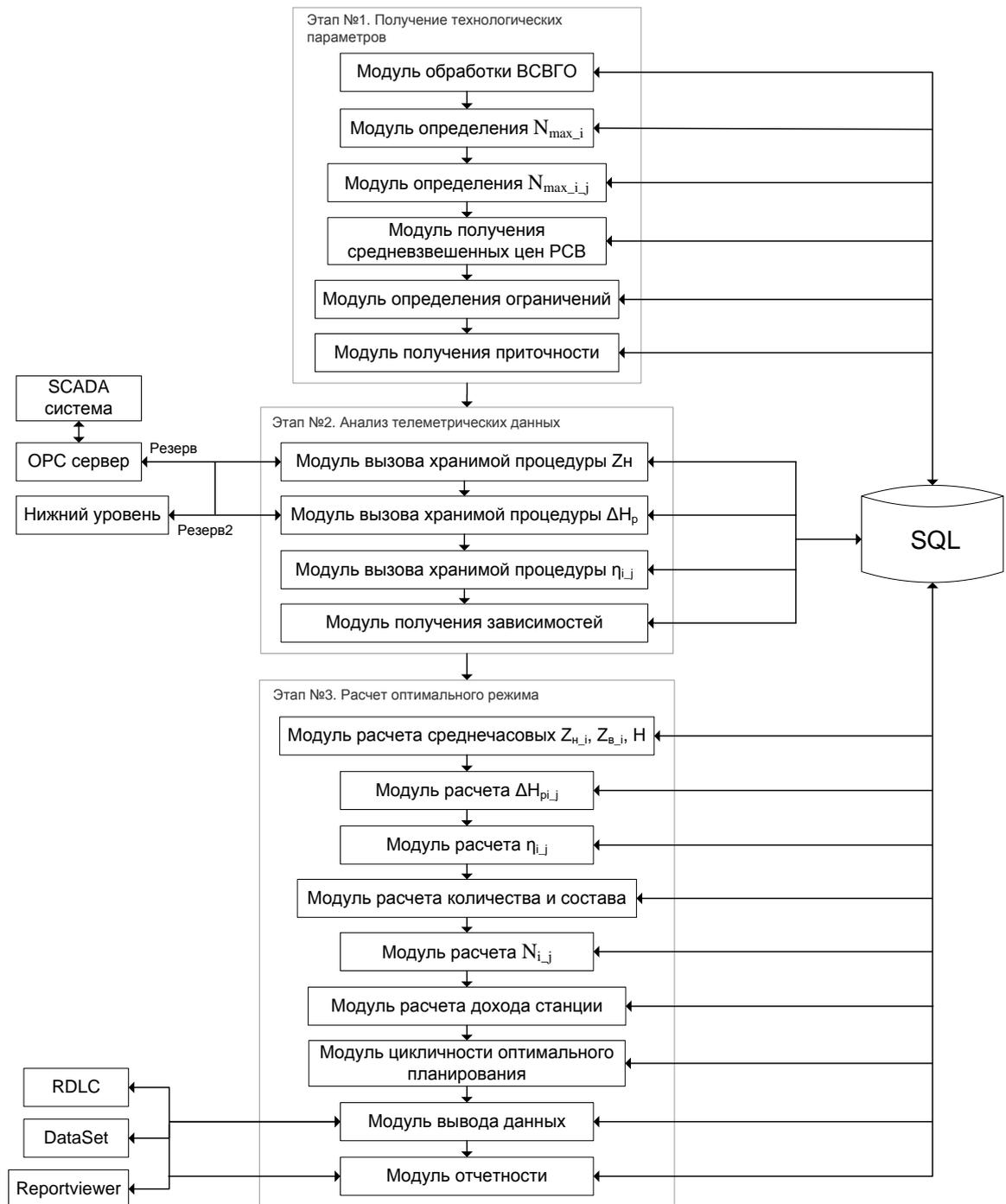


Рисунок 4.10. Модульная структура программного комплекса

Таблица 4.1. Модули этапа получения технологических параметров

Модули	Пояснение
Обработки ВСВГО	Обработка макетов ВСВГО (выбор состава включенного генерирующего оборудования) на предстоящие сутки
Определение N_{max_i}	Определение массива среднечасовой максимальной мощности (N_{max_i}) станции на предстоящие сутки.
Определение $N_{max_i_j}$	Определение состава готовых к работе гидроагрегатов и их индивидуальных располагаемых мощностей

Получение цен РСВ	Получение и обработка средневзвешанных цен РСВ (рынок на сутки вперед). В качестве исходной информации: Ценовые параметры предыдущего месяца с сайта http://atsenergo.ru в виде xml файлов.
Определение ограничений	Определение ограничений на изменения переменных: <ul style="list-style-type: none"> • режим поддержания УВБ в пределах отметок $Z_{н.min}$, $Z_{н.max}$ без учета сгонно-нагонных ветровых явлений; • минимальные сбросы воды; • минимальные, максимальные допустимые отметки УНБ.
Получение приточности	Получение параметров среднесуточной приточности к створам гидроузла.

Таблица 4.2. Модули этапа анализа телеметрических данных

Модули	Пояснение
Вызов хранимой процедуры Z_n	Модуль опроса данных для получения среднечасовых параметров телеметрии УВБ, $Q_{гэс}$ для последующего вызова хранимой процедуры обработки данных.
Вызов хранимой процедуры ΔH_p	Модуль опроса данных для получения среднечасовых параметров индивидуальных потерь на решетках гидроагрегатов для последующего вызова хранимой процедуры обработки данных.
Вызов хранимой процедуры $\eta_{i,j}$	Модуль запроса и обработки данных коэффициентов потерь на решетках.
Получение уравнений зависимостей	Определение зависимостей $Z_n(t) = f(Z_n(t-\Delta t), Q)$, $\Delta H_p = A \cdot Q^2$, $\eta(Q, H)$.

Таблица 4.3. Модули этапа расчета оптимального режима

Модули	Пояснение
Расчет среднечасовых $Z_{н,i}$, $Z_{в,i}$, H	Расчет среднечасовых параметров уровня нижнего бьефа $Z_{н,i}$, уровня верхнего бьефа $Z_{в,i}$, напора H на предстоящие праздники
Расчет $\Delta H_{pi,j}$	Расчет среднечасовых индивидуальных потерь на решетках на предстоящие сутки
Расчет $\eta_{i,j}$	Расчет среднечасовых К.П.Д. гидротурбин
Расчет количества и состава	Расчет количества и состава гидроагрегатов
Расчет $N_{i,j}$	Расчет выработки активной мощности каждым гидроагрегатом
Расчет дохода станции	Расчет дохода станции на рынке электроэнергии по регулируемым договорам (РД) и на рынке сутки вперед (РСВ).
Цикл оптимального планирования	Циклический процесс определения оптимальной суточной нагрузки ГЭС
Вывод данных	Вывод прогнозных суточных параметров
Отчетность	Предоставление суточных, квартальных отчетов по работе станции на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ)

4.3.3. Графический интерфейс модуля

На рисунке 4.11 представлен графический интерфейс модуля краткосрочной оптимизации, который функционирует в рамках программного комплекса ПК «Каскад ГЭС» Волжско-Камского каскада.

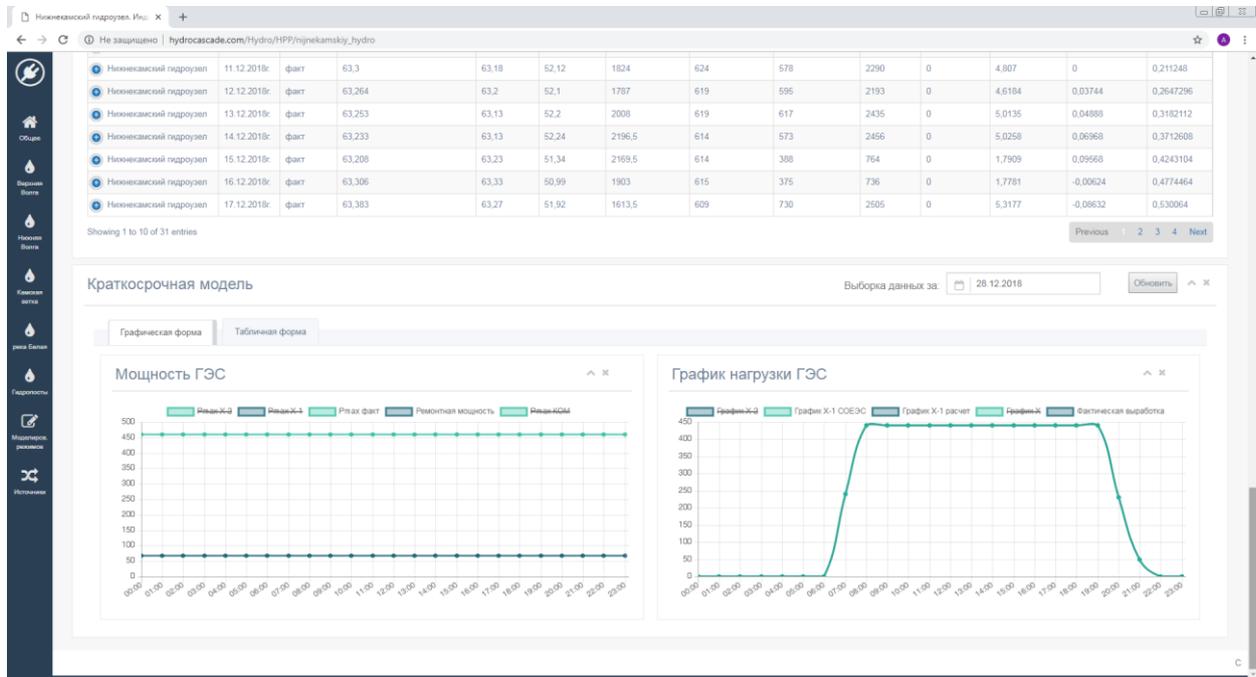


Рисунок 4.11. Графический интерфейс ПК «Энергетическая система каскада ГЭС». Модуль краткосрочной оптимизации

Стоит отметить, что данный модуль выводится 7-м блоком на индивидуальной странице Нижнекамского гидроузла. На индивидуальных страницах других ГЭС Волжско-Камского каскада данный модуль отсутствует.

Модуль выводит итоговые суточные данные о графиках мощности и нагрузки с массивом из 24-х значений. При этом существует возможность просмотра в табличной форме представления данных (элемент «Табличная форма» выше графиков). Для просмотра остальных краткосрочных прогнозных данных по гидроэлектростанции необходимо открыть страницу «краткосрочные данные» на элементе меню «моделирование режимов».

Стоит отметить, что в ПАО «Русгидро» эксплуатируется программный комплекс «Диспетчерский центр», функции которого частично пересекаются с разработанным в рамках данной работы программным решением.

Ключевыми преимуществами разработанного программного комплекса по сравнению с ПК «Диспетчерский центр» являются:

- повышение точности расчетов за счет непрерывной калибровки характеристик гидроузлов и генерирующего оборудования;

- возможность применения разработанной методики поиска компромиссных решений при формировании среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы;
- возможность применения разработанной методики оптимизации краткосрочных режимов функционирования отдельных ГЭС энергетической системы каскада;
- возможность предоставления доступа к программному комплексу с любого компьютера, подключенного к сети интернет, при условии прохождения аутентификации;
- автоматизированный импорт данных;
- эргономичный графический интерфейс вывода фактических и расчетных данных;
- возможность подключения к серверам телеметрии ГЭС.

Выводы по главе 4

1. Решение задачи оптимизации режимов работы гидроэнергетической системы с использованием реального моделирования не представляется возможным. Реальное моделирование является наиболее адекватным, но при этом проведение экспериментов на настоящем каскаде ГЭС может повлечь за собой всевозможные негативные последствия.

2. Использование физического вида моделирования, отличающегося от натурального тем, что исследование проводится на установках, которые сохраняют природу явлений и обладают физическим подобием также не представляется возможным. Волжско-Камский каскад состоит из 11 ГЭС. Для создания физической модели каскада необходимо выделение больших трудовых, временных и денежных ресурсов.

3. Проведено несколько попыток описать функционирование энергетической системы каскада ГЭС аналитической моделью, полагая, что она достаточно точно отображает исследуемую сторону функционирования реального физического объекта. Необходимость введения упрощающих предположений привело к существенному искажению процесса моделирования и наличию недопустимых погрешностей, что в свою очередь отрицательно сказалось на качестве конечных данных.

4. При оптимизации режимов работы гидроэнергетической системы ГЭС было решено использовать имитационное моделирование.

5. Разработанная имитационная система характеризуется наличием математического, программного, информационного, и технического вида обеспечения.

6. Представлена структурная схема и графические интерфейсы программного комплекса расчета режимов работы Волжско-Камского каскада ГЭС (ПК «Энергетическая система каскада ГЭС»).

7. Представлена структурная схема, функциональное описание модулей и графические интерфейсы программного модуля краткосрочной (суточной) оптимизации режимов работы Нижнекамской ГЭС.

8. Разработанный программный модуль краткосрочной (суточной) оптимизации режимов работы Нижнекамской ГЭС внедрен в промышленную эксплуатацию АО "Татэнерго".

9. Разработанный программный комплекс формирования режимов функционирования гидроэнергетической системы используется в АО «Татэнерго» и Министерстве экологии и природных ресурсов Республики Татарстан для подготовки предложений к заседаниям межведомственной рабочей группы по формированию режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада при Федеральном агентстве водных ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главный результат представленной работы заключается в исследовании и разработке методики и алгоритма поиска компромиссных решений при формировании среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетической системы в условиях наличия неопределенного количества требований участников водохозяйственного комплекса, а также разработке методики и алгоритма оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС с учетом функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности.

Наряду с этим, в работе решены следующие задачи:

1. Проведен анализ функционирования гидроэнергетического комплекса каскада ГЭС с описанием общих принципов функционирования каскада и его влияние на энергетические и водохозяйственные комплексы;
2. Проведен анализ ключевых проблем формирования режимов работы гидроэнергетического комплекса каскада ГЭС;
3. Проведен анализ краткосрочных режимов работы ГЭС в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности;
4. Разработана математическая модель гидроэнергетической системы с описанием структуры функционирования каскада;
5. Разработана методика формирования среднесрочных режимов функционирования гидроэнергетического комплекса каскада в условиях обеспечения интересов энергетических и водохозяйственных систем;
6. Разработана методика и алгоритм прогноза уровня нижнего бьефа гидроузлов на основании непрерывной калибровки существующих характеристик по данным телеметрических измерений. Данная методика позволяет непрерывно уточнять характеристику зависимости уровня нижнего бьефа любого гидроузла.
7. Разработана методика оптимального планирования краткосрочного (суточного) режима работы ГЭС с учетом функционирования ОРЭМ. Методика позволяет максимизировать прибыль собственников ГЭС учитывая существующие ограничения и допущения;
8. Разработан программный комплекс расчета компромиссных решений по формированию режимов функционирования гидроэнергетической системы в условиях наличия неопределенного количества требований участников водохозяйственного комплекса (<http://hydrocascade.com>). Программный продукт позволяет с любого компьютера, подключенного к сети internet, осуществлять оптимизационные расчеты режимов функционирования каскада ГЭС.

9. Разработан программный модуль оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС с учетом функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности. Программный модуль является дополнительным решением к основному программному комплексу.

10. Программный продукт эксплуатируется в АО «Татэнерго» и показал свою работоспособность и экономическую эффективность. Ежегодный экономический эффект составляет ~102,85 млн. рублей.

11. Разработанный программный комплекс формирования режимов функционирования гидроэнергетической системы используется в АО «Татэнерго» и Министерстве экологии и природных ресурсов Республики Татарстан для подготовки предложений к заседаниям межведомственной рабочей группы по формированию режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада при Федеральном агентстве водных ресурсов.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ГРАМ - групповой регулятор активной мощности

ГЭС - гидроэлектростанция

АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом

ОРЭМ - оптовый рынок электроэнергии и мощности

ГРЭС - государственная районная электростанция

ТЭЦ - теплоэлектроцентраль

СО ЕЭС - системный оператор Единой энергетической системы

ОДУ - объединённое диспетчерское управление

НТЦ - научно-технический центр

НА - направляющий аппарат

КПД - коэффициент полезного действия

РСВ - рынок на сутки вперед

БР - балансирующий рынок

РД - регулируемые договора

УНБ - уровень нижнего бьефа

УВБ - уровень верхнего бьефа

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борщ, П.С. Методика планирования выработки электроэнергии каскада ГЭС с учетом стокообразующих и атмосферных факторов : автореф. Дис. канд. техн. наук : 05.14.08 / Павел Сергеевич Борщ. – М., 2013.
2. АО «СО ЕЭС» Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017г., г. Москва, 2018.
3. Труфакин, С.С. Разработка программного комплекса водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада / С.С.Труфакин, Е.А.Совбан, А.Г.Русина // Проблемы энергетики. – 2016. – №9-10.
4. Путинцев, Л.А. Методика долгосрочного прогноза бокового притока воды в водохранилища Богучанской ГЭС на р. Ангара / Л.А.Путинцев // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – №398. – С. 243-250.
5. Бураков, Д.А. Методы расчета и прогноза ежедневного бокового притока в Богучанское водохранилище / Д.А.Бураков, Л.А.Путинцев // Вестник Красноярского государственного аграрного университета. – 2015. – №1. – С. 54-58.
6. Путинцев, Л.А. Краткосрочный прогноз бокового притока воды в водохранилище Богучанской ГЭС / Л.А.Путинцев, Д.А.Бураков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – №5.
7. Левит-Гуревич, Л.К. Рациональное управление водными ресурсами водохранилищ на примере Волжско-Камского каскада / Л.К.Левит-Гуревич // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. – №1(9).
8. Обрезков, В.И. Гидроэнергетика / В.И. Обрезков, Н.К. Малинин, Л.А. Кароль, А.Ш. Резниковский, А.Ю. Александровский, М.Г. Тягунов, И.Н. Файн, Д.Н. Коробов, И.А.Жжеленко – М.: Энергоиздат, 1981.
9. Филиппова, Т.А. Гидроэнергетика: учебное пособие / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г.Русина – 3-е изд., перераб. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013.
10. Макаренко, Д.В. Влияние гидроэлектростанций на окружающую среду / Д.В. Макаренко, С.Л. Паршина // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. – 2015. – том 2.
11. Калимуллина, Д.Д. Влияние гидроэлектростанций на окружающую среду / Д.Д. Калимуллина, А.М. Гафуров // Инновационная наука. – 2016. – №3.
12. Джандубаева, Ф.М. Экологическая оценка воздействия гидротехнического строительства на водные объекты при размещении ГЭС на горных реках / Ф.М.Джандубаева // Записки Горного института. – 2013. – Т.203.

13. Вершинина, С.А. Водные объекты Волго-Ахтубинской поймы / С.А. Вершинина, Л.Н.Маковкина // Электронный научно-образовательный журнал ВГСПУ Грани познания. – 2015. – №4(38).
14. Русина, А.Г. Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова, Е.А. Совбан, Д.Х. Худжасаидов // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. – 2017. – 10(3). – С. 426-434.
15. Исмайылов, Г.Х. Моделирование режимов работы Камского каскада водохранилищ с использованием модели «ИМИТ-BALANC» / Г.Х.Исмайылов, Г.А.Ваганов // Природообустройство. – 2017. – №5.
16. Бурдин, Е.А. Экономические последствия создания Волжского каскада ГЭС / Е.А.Бурдин // Вестник Чувашского университета. – 2011 – №2.
17. Бухарицин, П.И. Анализ весеннего половодья и летнего паводка в 2017 году на Нижней Волге / П.И.Бухарицин, А.Ю.Овчарова // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2017 – №2(64).
18. Легалов, Д.И. Методика планирования долгосрочных оптимальных режимов электроэнергетических систем с ГЭС, основанная на методе динамического программирования : автореф. дис. канд. техн. наук / Д.И. Легалов // Иркутск. – 2005.
19. Болгов, М.В. Поиск компромиссных решений при планировании и управлении попусками в нижний бьеф Волгоградского гидроузла. 1. Стратегическое планирование / В.М. Болгов, А.Л. Бубер, А.А. Камаровский, А.В. Лотов // Водные ресурсы. – 2018. – №5. – С. 573-580.
20. Цветков, Е.В. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах / Е.В. Цветков, Т.М. Алябышева, Л.Г. Парфенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 303 с.
21. Горенштейн, В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах / В.М. Горенштейн – М.: Энергоатомиздат, 1959 – 248 с.
22. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлева, Т.А. Филиппова. – М., Энергоиздат, 1981. – 380 с.
23. Александровский, А.Ю. Оценка дохода гидроэлектростанций в зависимости от дифференциации тарифа на продаваемую электроэнергию / А.Ю.Александровский А.Ю. Солдаткин // Вестник МЭИ. – 2011. – №2.
24. Александровский, А.Ю. Оценка влияния изменения условий эксплуатации на суточный режим работы ГЭС / А.Ю.Александровский А.Ю. Солдаткин // Гидротехническое строительство. – 2011. – №8.
25. Данилов-Данильян, В.И. Реки и озера мира / В.И.Данилов-Данильян. – М., ООО Издательство «Энциклопедия, 2012. – 928 с.

26. Дворецкая, М.И. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России / М.И.Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г.Лушников, И.В. Слива; под общей редакцией В.В.Берлина. – СПб.: изд-во Политехн. ун-та., 2018. – 224 с.
27. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетические установки / Д.С. Щавелев, Ю.С. Васильев, В.И. Виссарионов, Б.Н. Михалев, Г.А. Претро, М.П. Федоров, И.А. Чернятин, Г.С. Щеголев – М.: Энергоиздат. Ленинградское отделение, 1981.
28. Бурдин, Е.А. Седоходное значение Волжских водохранилищ / Е.А.Бурдин // Вестник УлГТУ. – 2012. – №2.
29. Брылев, В.А. Эколого-экономическая оптимизации обводнения Волго-Ахтубинской поймы / В.А.Брылев, А.Ю.Овчарова // Известия Вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2013. – №5.
30. Овчарова, А.Ю. Причины деградации ландшафтов Волго-Ахтубинской поймы / А.Ю. Овчарова // Известия Вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2013. – №1.
31. Тютюма, Н.В. Значение Волго-Ахтубинской поймы в сохранении устойчивости экологической системы Северного Прикаспия / Н.В.Тютюма, Р.К.Туз, С.В.Конев // Известия Нижневолжского Агроуниверситетского комплекса: наука и высшее профессиональное образование. – 2017. – №1(45).
32. Протоколы заседания Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Волжско-Камского каскада.
33. Обрезкова, В.И. Гидроэнергетика / В.И. Обрезков. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
34. Крицкий, С.Н. Водохозяйственные расчеты / С.Н. Крицкий, М.Ф. Менкель. – Л.: Гидрометеоиздат, 1952. – 392 с.
35. Картвелишвили, Н.А. Теория вероятностных процессов в гидрогеологии и регулирования речного стока / Н.А. Картвелишвили // Гидрометеоздат. –1967.
36. Елаховский, С.Б. Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах / С.Б. Елаховский. – М.: Энергия, 1979. – 191 с.
37. Зарубаев, Н.В. Комплексное использование и охрана водных ресурсов СССР / Н.В. Зарубаев. – Л.: Стройиздат, 1976. – 223 с.
38. Щавелева, Д.С. Использование водной энергии / Под ред. Д.С. Щавелева. – Л.: Энергия, 1972. – 655 с.
39. Губин, Ф.Ф. Гидроэлектрические станции / Ф.Ф. Губин, Н.Н. Аршеневский, М.Ф. Губин, В.Я. Карелин, Г.И. Кривченко, Е.А. Митюров, И.Е. Михайлов, В.А. Орлов, А.И. Попов // М.: Энергия, 1972.
40. Смирнов, И.Н. Гидравлические турбины и насосы / И.Н. Смирнов // Изд. Высшая школа, 1969.

41. Губина, Ф.Ф. Гидроэлектрические станции / Ф.Ф. Губин, Г.И. Кривченко. – М.: Энергия, 1980. – 368 с.
42. Орго, В.М. Гидротурбины. Рабочий процесс, конструкции, подобие и выбор / В.М. Орго. – Л.: ЛГУ, 1975. – 319 с.
43. Ковалев, Н.Н. Гидротурбины / Ковалев Н.Н. – Машгиз, 1961.
44. Морозов, А.А. Турбинное оборудование гидроэлектростанций / А.А. Морозов. – Госэнергоиздат, 1958.
45. Полушкин, К.П. Монтаж гидроагрегатов / К.П. Полушкин. – Л.: Энергия, 1977. – 512 с.
46. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Энергоиздат Ленинградское отделение, 1982.
47. Штеренлихт, Д.В. Гидравлика. Книга 2 / Д.В. Штеренлихт. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
48. Угинчус, А.А. Гидравлика / А.А. Угинчус, Е.А. Чугаева. – Изд. литературы по строительству Ленинград, 1971.
49. Синьков, В.М. Оптимизация режимов энергетических систем ; год редакцией В.М.Синькова. – Киев, Вяща школа, 1976.
50. Готлиб, Я.Л. Лед в водохранилищах и нижних бьефах ГЭС / Я.Л. Готлиб, Р.В. Донченко, А.И. Пехович, И.Н. Соколов. – Ленинград, Гидрометиоиздат, 1983. – 198 с.
51. Карасев, И.Ф. Речная гидрометрия и учет водных ресурсов / И.Ф. Карасев. – Л.: Гидрометеоиздат, 1980. – 309 с.
52. Журнал «Гидротехническое строительство. Об учете стока воды в створах гидроэлектростанции. – 1977. – №9. – С. 27-29.
53. Иванов, А.Н. Гидрология и регулирование стока / А.Н. Иванов, Т.А. Неговская // Колос. –1970.
54. Ляпичев, П.А. Методика регулирования стока и водохозяйственных расчетов / П.А. Ляпичев. – изд. литературы по строительству Москва, 1972. – 141 с.
55. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Л.: Энергия, 1971. – 552 с.
56. Ковалева, Н.Н. Справочник конструктора гидротурбин; под ред. Н.Н. Ковалева. – Л.: Машиностроение, 1976. – 284 с.
57. Грановский, С.А. Конструкции и расчет гидротурбин. / С.А. Грановский, В.М. Малышев, В.М. Орго, Л.Г. Смоляров. – Л.: Машиностроение, 1974. – 408 с.
58. Фитерман, Я.Ф. Монтаж и ремонт гидротурбин / Я.Ф. Фитерман. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 555 с.
59. Михайлов, И.Е. Турбинные камеры гидроэлектростанций / И.Е. Михайлов. – М.: Энергия, 1970. – 167 с.

60. Раабе, И. Гидравлические машины и установки / И. Раабе. – М.: Энергия, 1974.
61. Тиме, В.А. Оптимизация технико-экономических параметров турбины / В.А. Тиме. – Л.: Машиностроение, 1976. – 272 с.
62. Железняков, Г.В. Точность гидрологических измерений и расчетов / Г.В. Железняков, Б.Б. Данилович. – Гидрометеиздат, 1996, 240 с.
63. Этинберг, И.Э. Теория и расчет проточной части поворотно-лопастных гидротурбин / И.Э. Этинберг. – М. – Л., Машиностроение, 1965.
64. Ухин, Б.В. Гидравлические турбины / Б.В. Ухин, А.А. Гусев. – М.: 2010.
65. Нормативные энергетические характеристики НКГЭС, 2006.
66. Колтон, А.Ю. Основы теории и гидродинамического расчета водяных турбин / А.Ю. Колтон, И.Э. Этинберг. – Машгиз, 1958.
67. Малышева, В.М. Модельные исследования гидротурбин / В.М.Малышев. – Машиностроение, 1977. – 288 с.
68. Васильев, Ю.С. Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Состав и выбор основных параметров: учебное пособие / Ю.С. Васильев, И.С. Саморуков, С.Н. Хлебников. – СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2002. –134 с.
69. Nicholson, M. The Power Makers' Challenge: And the Need for Fission Energy / M.Nicholson // Springer-Verlag. – 2012. – 47 p.
70. Ясинский, В.А. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ / В.А. Ясинский. – Алматы: Евразийский банк развития, 2011. – 36 с.
71. William Duncan Mechanical Governors for Hydroelectric Units / William Duncan, Jr. and Roger // Cline-Mechanical Governors for Hydroelectric Units-Denver, Colorado. – 2002. – 43p.
72. Lysne, D. Hydropower development - Vol. 8 / Hydraulic design. By Dagfinn K. Lysne, Brian Glover, Naakon Stole and Einar Tesaker // Norwegian Univ. Sci. Techn. – 2003. –190 p.
73. Щапов, Н.М. Турбинное оборудование гидроэлектростанций / Н.М. Щапов. – М.-Л., Госэнергоиздат, 1955. – 272 с.
74. Горнштейн, В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах / В.М. Горнштейн. – М.: Энергоатомиздат, 1959. – 248с.
75. Мардиханов, А.Х. Программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС / А.Х.Мардиханов, В.Н.Шарифуллин. // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2012. – №3-4.
76. Мардиханов, А.Х. Программный комплекс оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС / А.Х.Мардиханов, В.Н.Шарифуллин. // Свид. регист. програм. № 2012613398 от 11.04.2012.

77. Мардиханов, А.Х. Оптимизация суточной нагрузки ГЭС в условиях оптового рынка электроэнергии / А.Х.Мардиханов, В.Н.Шарифуллин. // Тезисы доклада на Респ. научно-техн. конф. по диспетчеризации в энергетике, Казань, 2011.
78. Шарифуллин, В.Н. Методика прогноза уровня нижнего бьефа ГЭС в условиях суточного регулирования стока / В.Н.Шарифуллин, А.Х.Мардиханов // Гидротехническое строительство. – 2012. – №6.
79. Оптовый рынок электроэнергии и мощности: <http://ru.wikipedia.org/wiki/>.
80. Администратор торговой системы. Суточные индексы и объемы (Первая ценовая зона): <http://atsenergo.ru>.
81. Михайлов, В.В. Тарифы и режимы электропотребления / В.В. Михайлов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 17 с.
82. Пантелеев, А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, Т.А.Летова. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
83. Шикин, Е.В. Исследование операций / Е.В.Шикин. – М.: Проспект, 2006. – 280 с.
84. Волошин, Г.Я. Методы оптимизации в экономике. Учебное пособие. / Г.Я.Волошин. – М.: Дело и Сервис, 2004. – 320с.
85. Аттетков, А.В. Методы оптимизации / А.В.Аттетков, С.В.Галкин, В.С.Зарубин. – М.: МГТУ им.Н.Э.Баумана, 2003. – 440 с.
86. Кугаенко, А.А. Методы динамического моделирования в управлении экономикой: учебное пособие / А.А.Кугаенко. – М.: Универсальная книга, 2005.
87. Ашихмин, А.А. Введение в математическое моделирование: учебное пособие / А.А.Ашихмин. – М.: Логос, 2007. – 440 с.
88. Дорохов, И.Н. Системный анализ процессов химической технологии / И.Н.Дорохов, В.В.Меньшиков. – М.: Наука, 2005. – 584 с.
89. Филимонова, Т.К. Математический пакет Mathcad в технико-экономических расчетах / Т.К.Филимонова, В.Н.Шарифуллин. – Казань. КФ МЭИ, 1997. – 73 с.
90. Кузнецов, Ю.Н. Математическое программирование / Ю.Н. Кузнецов, В.И. Кузубов, А.В. Волощенко. – М.: Высшая школа, 1980. – 300 с.
91. Шарифуллин, В.Н. Основы математического моделирования и оптимизации технологических процессов / В.Н.Шарифуллин. – Казань. Издательство КГЭУ, 2008. – 118 с.
92. Шарифуллин, В.Н. Принятие оптимальных технико-экономических решений / В.Н.Шарифуллин. – Казань. Издательство КГЭУ, 2004. – 55 с.
93. Шарифуллин, В.Н. Математическое моделирование. Лабораторный практикум / В.Н.Шарифуллин. – Казань. Издательство КГЭУ, 2009. – 91 с.

94. Шарифуллин, В.Н. Математическое моделирование в технике и экономике. Лаб. Практикум / В.Н.Шарифуллин. – Казань. Издательство КГЭУ, 2012. – 128 с.
95. Кафаров, В.В. Методы кибернетики в химии и химической технологии: учебное пособие / В.В. Кафаров. – М.: Высшая школа, 1987. – 320 с.
96. Бояринов, А.И. Методы оптимизации в химии и химической технологии / А.И.Бояринов, В.В. Кафаров. – М.: Химия, 1969. – 420 с.
97. Sh. Obara, A. Hepbasli Compound Energy Systems: Optimal Operation Methods. Royal Society of Chemistry / Obara Sh., Hepbasli A. – Cambridge, UK, 2010. – 268 p.
98. Худжасаидов, Д.Х. Анализ и планирование режимов электроэнергетической системы с каскадом гидроэлектростанций (на примере электроэнергетической системы Памира): автореф. дис. канд. техн. наук / Д.Х. Худжасаидов. – г. Новосибирск, 2018.
99. Советов, Б. Я. Моделирование систем учеб. для вузов / Б. Я. Советов. – М.: Высш. шк., 2001. – 343 с.
100. Акопов, А.С. Имитационное моделирование: учебник и практикум для академического бакалавриата / А. С. Акопов. – М.: Издательство Юрайт, 2017. – 389 с.
101. Боев, В.Д. Имитационное моделирование систем : учеб. пособие для прикладного бакалавриата / В.Д. Боев. – М. : Издательство Юрайт, 2017. – 253 с.
102. Елохин, В.Р. Имитационное моделирование энергетических систем / В.Р.Елохин // Вестник ИрГТУ. – 2013. – №4 (75).
103. Рындин, А.А. Имитационное моделирование как средство выявления структуры предприятия / А.А.Рындин, С.В.Сапегин, С.И.Хабаров // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2010.
104. Вьюненко, Л.Ф. Имитационное моделирование: учебник и практикум для академического бакалавриата / Л. Ф. Вьюненко, М. В. Михайлов, Т. Н. Первозванская; под ред. Л. Ф. Вьюненко. – М.: Издательство Юрайт, 2017. – 283 с.
105. Кораблев, Ю.А.. Имитационное моделирование: учебник / Ю.А. Кораблев. – М.: КНОРУС, 2017. – 146 с.
106. Маликов, Р.Ф. Практикум по дискретно-событийному моделированию сложных систем в расширенном редакторе GPSS World / Р.Ф. Маликов. – Уфа: Изд-во БГПУ, 2017. – 273с.
107. Интеграционные технологии/Технологии OPC:
<https://sites.google.com/site/fieldbusbook/integracionnyye-tehnologii/opc-rus>.
108. Федоренко, Д.Ю. Программирование OPC клиентов на C++ и C#. Часть 1. OPC DA. OPC Foundation / Д.Ю. Федоренко, 2012. – 250 с.

109. Благовещенская, М.М. Информационные технологии систем управления технологическими процессами / М.М. Благовещенская, Л.А. Злобин. – М.: Высш. Шк, 2005. – 768 с.
110. Денисенко, В.В. Компьютерное управление технологическим процессом, экспериментом, оборудованием / В.В. Денисенко. – М.: Горячая линия-Телеком, 2009. – 608 с.
111. Анатольев, А.Г. Пакеты прикладных программ: <http://www.4stud.info/ppp/>.
112. Папировский, Р.В. Система управления гидроагрегатами Саяно-Шушенской ГЭС на основе Simatic PCS7 / Р.В. Папировский // Автоматизация в промышленности. – 2012. – №2. – С. 13-16.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А. Акты использования и реализации трудов



АКТ

о внедрении результатов исследования Мардиханова Айрата Ханифовича «Моделирование и оптимизация среднесрочных и краткосрочных режимов функционирования гидроэнергетических систем», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы»

Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационного исследования Мардиханова Айрата Ханифовича «Моделирование и оптимизация среднесрочных и краткосрочных режимов функционирования гидроэнергетических систем» в следующих видах деятельности АО «Татэнерго»:

1. формирование оптимальных среднесрочных режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада для защиты интересов компании на заседаниях Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы гидроузлов Волжско-Камского каскада при Федеральном агентстве водных ресурсов;
2. расчете ограничений мощности Нижнекамской ГЭС для участия на конкурентном отборе мощности;
3. ежедневных расчетов оптимальных краткосрочных (суточных) режимов работы Нижнекамской ГЭС.

Научные исследования Мардиханова А.Х. внедрены в следующих рационализаторских предложениях АО «Татэнерго»:

– «исследование оптимальных ограничений мощности русловых каскадных ГЭС с учетом текущего вибрационного состояния генерирующего оборудования в рамках действующих регламентов ОРЭМ». Экономический эффект в первый год внедрения (2017г.) составил 99,1 млн. рублей, во второй год (2018г.) 99,9 млн. рублей.

лист 1 из 2



– «автоматизированная система оптимального планирования суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию». Экономический эффект в первый год внедрения (2012г.) составил 3,4 млн. рублей, во второй год (2013г.) 3,3 млн. рублей.

В соответствии с п.10 раздела IV Методических указаний о рационализаторских предложениях в Республике Татарстан, утвержденных Постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан, Мардыханову А.Х. выдано удостоверение по обоим рационализаторским предложениям (№414 от 01.11.2012г и №1 от 15.03.2016г).

Члены комиссии:

Начальник ПТУ

А.Г.Филимонов

Начальник ОПИОиА

М.Н.Скворцова



УДОСТОВЕРЕНИЕ
на рационализаторское предложение

№ 1

от 15.03.2016 г.

В соответствии с п.10 раздела IV Методических указаний о рационализаторских предложениях в Республике Татарстан, утвержденных Постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан автору (ам): Мардыханову А.Х.; Сулейманову Э.Р.; Волкову М.А. на принятое ОАО «Генерирующая компания» к использованию рационализаторское предложение под наименованием: «Исследование оптимальных ограничений мощности русловых каскадных ГЭС с учетом текущего вибрационного состояния генерирующего оборудования в рамках действующих регламентов ОРЭМ»

Начальник ПТУ


(подпись)

(А. Г. Филимонов)

«15» марта 2016 г.



УДОСТОВЕРЕНИЕ
на рационализаторское предложение

№ 414от 01.11.2012 г.
дата регистрации

В соответствии с п.10 раздела IV Методических указаний о рационализаторских предложениях в Республике Татарстан, утвержденных Постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан автору Мардыханову Айрату Ханифовичу
(фамилия, имя, отчество)

на принятое филиалом ОАО «Генерирующая компания» - «Нижнекамская ГЭС»

(наименование организации)

к использованию рационализаторское предложение под наименованием:

«Автоматизированная система планирования суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированного тарифа на электроэнергию»

(наименование предложения)

Руководитель организации
М.П.



«29» ноября 2012г.

(подпись)

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель министра экологии
и природных ресурсов
Республики Татарстан

Т.Р. Гилязов

Акт о внедрении результатов исследования

Результаты диссертационного исследования Мардиханова А.Х. на тему «Моделирование и оптимизация среднесрочных и краткосрочных режимов функционирования гидроэнергетических систем», представленного на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы», используются в деятельности Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан (далее – Министерство) в виде практического применения программного комплекса для расчетов среднесрочных режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада (<http://hydrocascade.com>).

Данный программный комплекс разработан на основании результатов диссертационного исследования Мардиханова А.Х., имеет высокую точность прогнозирования и базируется на проведении расчетов среднесрочных режимов функционирования 13 гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада, включая Павловскую и Юмагузинскую ГЭС на реке Белая. Программное решение имеет удобный графический интерфейс с доступом из любого устройства, подключенного к сети интернет.

Расчеты программного комплекса используются Министерством для формирования предложений по установлению режимов работы водохранилищ Волжско-Камского каскада к заседаниям Межведомственной рабочей группы при Федеральном агентстве водных ресурсов.

Учитывая достоинства программного продукта, разработанного, А.Х. Мардихановым, Министерство планирует и в дальнейшем использовать его для решения различных задач, связанных с регулированием режимов работы водохранилищ Волжско-Камского каскада.

Члены комиссии:Начальник Управления
Минерально-сырьевых и
Водных ресурсов

В.Г.Бутаков

Начальник отдела гидрологии и
Регулирования водопользования

Т.Л.Васильева

Приложение Б. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012613398

Программный комплекс оптимального планирования
суточной нагрузки ГЭС в условиях дифференцированного
тарифа на электроэнергию

Правообладатель(ли): *Мардыханов Айрат Ханифович (RU),
Шарифуллин Вилен Насибович (RU)*

Автор(ы): *Мардыханов Айрат Ханифович,
Шарифуллин Вилен Насибович (RU)*

Заявка № 2012611084

Дата поступления 16 февраля 2012 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
11 апреля 2012 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

