

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



СОВБАН ЕКАТЕРИНА АНДРЕЕВНА

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ
ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ БАЛАНСА**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент

Русина Анастасия Георгиевна

Новосибирск - 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.....	12
1.1 Степень разработанности темы.....	12
1.2 Оптовый рынок электроэнергии и мощности в 2017 году.....	18
1.3 Структура установленной мощности Единой энергетической системы России	19
1.4 Планирование электроэнергетического режима работы Единой энергетической системы России	24
Выводы по главе 1.....	35
2 ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СО ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ДОЛЕЙ ГИДРОГЕНЕРАЦИИ.....	37
2.1 Регулирование речного стока.....	37
2.2 Участие ГЭС в энергетических балансах Объединенной энергетической системы.....	49
2.3 Водно-энергетические расчеты.....	52
2.4 Неопределенность исходной информации при составлении балансов, гидрологические прогнозы.....	53
2.5 Установление режимов работы ГЭС	55
2.6 Особенности планирования режима работы Объединенной энергетической системы Сибири.....	57
2.7 Особенности планирования и управления режимами работы ГЭС Объединенной энергетической системы Сибири	65
Выводы по главе 2.....	68
3 АЛГОРИТМЫ РАСЧЕТА ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА РАБОТЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	69
3.1 Алгоритм расчет при условии $Tip(i)=1$ (по расходу)	71
3.2 Алгоритм расчет при условии $Tip(i)=2$ (по уровню верхнего бьефа).....	76
3.3 Алгоритм расчет при условии $Tip(i)=3$ (по средней мощности).....	80
3.4 Алгоритм расчета при условии $Tipsh(i)=4$ (по выработке электроэнергии).....	84
Выводы по главе 3.....	98

4	МОДЕЛЬ ПРОПУСКА РЕЧНОГО СТОКА.....	100
4.1	Суточные режимы работы гидроузлов комплексного назначения .	100
4.2	Использование водных ресурсов ГЭС.....	101
4.3	Модель пропуска полезного притока каскада ГЭС	104
4.4	Методика оценки использования гидроресурсов по объему годового стока	105
4.5	Особенности планирования режимов работы Объединенной энергетической системы Сибири с учетом ограничений на ГЭС.....	107
4.6	Моделирование пропуска полезного притока Ангарского каскада гидроэлектростанций.....	120
4.7	Проведение водно-энергетических расчетов.....	122
	Выводы по главе 4.....	138
5	ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГООТДАЧИ КАСКАДА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	140
5.1	Энергоёмкие потребители	140
5.2	Электрические котельные.....	142
	Выводы по главе 5.....	147
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	148
	Список литературы	152
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Заключение Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири о разработке алгоритмов программы «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада»	163
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Приказ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири о вводе в промышленную эксплуатацию программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» от 16.05.2016 №106	164
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о государственной регистрации программы для электронных вычислительных машин от 11.08.2017 № 2017618953 ...	166
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г План-график мероприятий по разработке и внедрению программы «Водно-Энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада».....	167
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Акт внедрения в учебный процесс НГТУ	170

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации. Актуальность планирования энергетических балансов и управления режимом работы Объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) со значительной долей гидрогенерации в условиях неопределенности её энергетических балансов определяется отсутствием современных методик в части оптимизации использования гидроресурсов. Их рациональное перераспределение является важной задачей как при составлении долгосрочных балансов электроэнергии и мощности, так и на этапе ежедневного планирования и управления режимом электроэнергетической системы (ЭЭС). За годы функционирования Объединенная энергосистема претерпевает изменения и требуется проведение детального анализа современных режимных условий работы для внесения предложений при планировании дальнейшего развития энергосистемы. Актуальность темы диссертации возрастает с вводом новых генерирующих мощностей, в первую очередь, на гидроэлектростанциях (ГЭС), вводом новых потребителей, развитием магистральных электрических сетей и систем автоматизированного диспетчерского управления. В данной диссертации разработанная методика рассмотрена на примере Объединенной энергетической системы Сибири.

В структуре установленной мощности ОЭС Сибири на долю гидроэлектростанций приходится почти половина от всей установленной мощности энергосистемы. В состав Объединенной энергетической системы Сибири входят крупнейшие в России гидроэлектростанции. Часть гидроэлектростанций ОЭС Сибири имеют водохранилища многолетнего типа регулирования, что накладывает особенности при планировании их режимов работы как на годовом, так и на суточном интервалах. По ряду водохранилищ гидроэлектростанций ОЭС Сибири отсутствует актуальная нормативно-техническая база, регламентирующая режимы работы гидроэлектростанций и их водохранилищ. В частности, отсутствуют актуальные Правила использования водных ресурсов водохранилищ Енисейского каскада гидроэлектростанций

(Саяно-Шушенской и Красноярской) и каскада Ангарских гидроэлектростанций (Иркутской, Братской, Усть-Илимской) в соответствии с действующим требованиям водопотребителей и водопользователей.

Применяемые методы планирования и управления режимом работы Объединенной энергетической системы Сибири базируются на исходных данных, которые претерпели существенные изменения за годы функционирования и развития энергосистемы. Ввод в промышленную эксплуатацию Богучанской гидроэлектростанцией совпал с циклом экстремального маловодья в бассейне оз. Байкал и р. Ангара. Но, несмотря на четырехлетний маловодный цикл и сниженные запасы гидроресурсов, выдача мощности гидроэлектростанций Ангаро-Енисейского каскада в летний период, характеризующийся сезонным спадом электропотребления, ограничивается пропускной способностью магистральной электрической сети 500 кВ. Максимально возможная энергоотдача Ангаро-Енисейского каскада гидроэлектростанций соответствует минимальным требованиям по условию навигации. При этом отсутствует возможность проведения ремонтной кампании электросетевого оборудования без открытия холостых водосбросных сооружений для обеспечения навигационных расходов в нижних бьефах гидроэлектростанций.

При этом следует учитывать не только неравномерность годового графика электропотребления, но и параметры водохозяйственного года: изменчивость годового стока, объем годового стока и др. По суммарному объему годового стока циклы делятся на маловодный, средневодный периоды и период повышенной водности.

Особенности планирования и управления электроэнергетическим режимом Объединенной энергетической системы Сибири в условиях маловодья заключаются в необходимости максимальной экономии гидроресурсов для увеличения энергоотдачи гидроэлектростанций в осенне-зимний период, характеризующийся максимальными электрическими

нагрузками, в условиях выполнения жёстких требований участников водохозяйственного комплекса.

В годы средней и повышенной водности ставится задача рассмотреть возможность размещения потребителей электрической энергии непосредственно в энергорайонах с избыточной генерацией для сглаживания неравномерности годового графика нагрузки и возможность реализации избытка гидроресурсов в виде электроэнергии, создания условий для проведения плановых объемов ремонтной кампании, повышения надежности функционирования энергосистемы, минимизации объемов холостых сбросов воды.

Фундаментальные основы изучения режимов работы и управления энергосистем основываются на трудах таких ученых как Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Веников В.А., Глазунов А.А., Горнштейн В.М., Идельчик В.И. Значительный вклад в изучение режимов работы электроэнергетических систем внесли Баринов В.А., Бердин А.С., Воропай Н.И., Гамм А.З., Голуб И.И., Китушин В.Г., Крумм Л.А., Манусов В.З., Осипчук В.М., Паламарчук С.И., Сидоркин Ю.М., Фишов А.Г., Чебан В.М., и многие их коллеги. В части оптимизации и автоматизации планирования режимов работы ГЭС в энергетических системах внесен вклад многими выдающимися исследователями, такими как Александровский А.Ю., Алябышева Т.М., Асарин А.Е., Бестужева К.Н., Мисриханов М.Ш., Носков М.Ф., Обрезков В.И., Филиппова Т.А., Цветков Е.В., Щавелев Д.С. и другие.

Опережение темпов ввода энергоёмких промышленных производств развитием энергетической платформы требует пересмотреть методы планирования и управления текущим электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири в условиях неопределенности её энергетического баланса. Неопределенность баланса энергосистемы со значительной долей гидрогенерации обусловлена не только непостоянством суточного и годового

графика потребления, но и вероятностным характером изменения приточности.

Изменение параметров режима работы Объединенной энергосистемы в условиях отсутствия соответствующего анализа и изменения методик планирования и управления режимом подтверждает актуальность выбранной темы исследования.

Объект исследования – Объединенная электроэнергетическая система с высокой долей гидроэлектростанций в структуре установленной мощности, функционирующая в условиях неопределенности энергетических балансов.

Предмет исследования. Рациональное использование гидроресурсов при составлении долгосрочных балансов электрической энергии, на этапе краткосрочного планирования и при управлении режимом работы Объединенной энергосистемы.

Цель и задачи работы. Целью диссертационного исследования является разработка методики планирования энергетических балансов и управления режимом Объединенной электроэнергетической системы со значительной долей гидрогенерации в условиях неопределенности энергетических балансов, повышающей эффективность использования гидроресурсов.

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие **задачи**:

Анализ существующих методов и подходов по планированию и управлению электроэнергетическим режимом, оценка их применимости в современных условиях развития электроэнергетической системы.

Формирование технических требований и разработка алгоритмов их реализации для повышения эффективности водно-энергетических расчетов.

Разработка математической модели и алгоритмов оценки энергетического потенциала каскада гидроэлектростанций в рамках существующих ограничений для определения максимально возможной энергоотдачи каскада в условиях неопределенности балансов.

Анализ объема генерации тепловых электрических станций в летний период для обеспечения горячего водоснабжения населенных пунктов и промышленных отборов горячей воды и пара с для определения путей увеличения энергоотдачи каскада гидроэлектростанций.

Методы исследования. Полученные в работе результаты основываются на применении теоретических методов исследования в предметной области, базируются на положениях фундаментальных и прикладных наук, таких как теоретические основы электротехники, уравнение водного баланса. Для оценки достоверности полученных результатов выполнялись расчеты электроэнергетических режимов в программном комплексе Bars, а также водно-энергетические расчеты в разработанной автором программе.

Научная новизна работы.

1. Предложена критериальная методика рационального использования гидроресурсов в Объединенной электроэнергетической системе, позволяющая систематизировать ограничения, накладываемые на водно-энергетический режим работы гидроэлектростанций.

2. Впервые разработана универсальная математическая модель каскада гидроэлектростанций и алгоритмы ее реализации, обеспечивающие проведение вариантных расчетов гидроэнергетического ресурса в различных условиях энергетического баланса.

3. Доказана возможность повышения эффективности использования гидроресурсов и энергоотдачи гидроэлектростанций в узлах избытка установленной гидравлической мощности за счет перевода тепловой нагрузки на электрокотельные на основе разработанной оригинальной модели пропуска речного стока каскада водохранилищ.

Практическая значимость результатов работы.

Предложенная универсальная методика повышает эффективность функционирования каскада гидроэлектростанций, а также позволяет получить его максимально возможную энергоотдачу в различные периоды года с учетом баланса электроэнергии (сезонный спад и рост электропотребления).

Оптимизация использования гидроресурсов, минимизация рисков и объемов холостых сбросов воды, определение потенциала для развития промышленности в местах концентрации установленной мощности гидроэлектростанций с низкой себестоимостью позволит вытеснить из графика покрытия электрических нагрузок дорогое и менее эффективное оборудование тепловых электрических станций.

Разработаны технические требования и алгоритмы их реализации для создания программного обеспечения по выполнению водно-энергетических расчётов режима работы каскадов гидроэлектростанций [1-3]. По предложенным алгоритмам на базе Филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы России» Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири (ОДУ Сибири) разработано программное обеспечение «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (ПО ВЭР).

В настоящее время программное обеспечение «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» введено в промышленную эксплуатацию в Филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Красноярское РДУ и Иркутское РДУ. Комплекс используется при планировании режимов работы гидроэлектростанций Ангаро-Енисейского каскада на долгосрочный и краткосрочный периоды, а также при проведении расчетов для формирования предложений Системного оператора на совещания Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал. Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017618953 от 11.08.2017 года. Соответствующая документация приведена в Приложениях А – Г.

Разработанная методика и сформулированные принципы рационального использования гидроресурсов при долгосрочном и краткосрочном планировании водно-энергетического режима работы каскада гидроэлектростанций в Объединенной электроэнергетической системе внедрены в учебный процесс факультета энергетики НГТУ для обучающихся

по программам бакалавриата и магистратуры. Акт внедрения приведен в Приложении Д.

Положения, выносимые на защиту.

1. Разработанная математическая модель и алгоритмы её реализации применены для проведения серии вариантных водно-энергетических расчетов и анализа использования гидроэнергетического ресурса каскада гидроэлектростанций.

2. Предложенная критериальная методика эффективна для оценки использования гидроресурсов, минимизации рисков и объемов холостых сбросов воды.

3. Разработанная оригинальная модель пропуска речного стока каскада водохранилищ позволяет оценить потенциал гидроресурсов и пути повышения энергоотдачи гидроэлектростанций.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Полученные основные научные результаты соответствуют п.6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», п.8 «Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике» и п.13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Достоверность результатов работы. Сформулированные в диссертации научные положения, выводы и рекомендации обоснованы корректным применением методики и результатами многочисленных математических экспериментов на разработанной модели, корреляция с фактическими режимами работы Объединенной электроэнергетической системы Сибири в нормальной и ремонтной электрической схемах, а также корректным использованием математического аппарата и средств расчета электроэнергетического режима (ПО Bars) со статистическими данными о фактических режимах работы ОЭС Сибири.

Апробация результатов работы. Основные положения диссертации, отдельные ее части, а также результаты исследования докладывались и обсуждались на следующих мероприятиях научной среды: V Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г.Томск, 2014г.), I Открытый российский статистический конгресс «Мы продолжаем традиции российской статистики» (г. Новосибирск, 20-22 октября 2015г.), VII Международная научная конференция молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, НГТУ, 2015г.), VII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2016г.) с присвоением Диплома Лауреата, XI Международный форум по стратегическим технологиям (IFOST-2016), VIII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Самара, 2017г.) с присвоением Диплома Лауреата, научные семинары факультета энергетики и дни науки Новосибирского Государственного Технического Университета (г. Новосибирск, НГТУ), XIV International scientific-technical conference “Actual Problems Of Electronic Instrument Engineering”, APEIE-2018 (Novosibirsk, NSTU, 2018), IX Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2018 г.)

Публикации. В рамках настоящей диссертационной работы автором опубликованы научные статьи и доклады. По результатам выполненных исследований опубликовано 13 печатных работ, в том числе 3 в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 2 статьи отмечены в наукометрических системах «Scopus», 8 публикаций в прочих изданиях, получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, зарегистрирован отчет о научно-исследовательской работе.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 111 наименований, и пяти приложений. Общий объем работы составляет 170 страниц, включая 14 таблиц и 37 рисунков.

1 АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1.1 Степень разработанности темы

В условиях необходимости модернизации предприятий ТЭК формирование режимов работы энергосистем тесно связано с экономическими критериями. Поэтому одним из таких критериев является не только обеспечение сбалансированного режима работы энергосистемы и ее надежного функционирования [4,5], но и минимизация суммарных издержек включенного теплового оборудования [6].

Прогнозный суточный график выработки тепловыми станциями электрической энергии, а также включенная мощность, необходимая для обеспечения нормированного резерва третичного регулирования на загрузку [7], определяется не только системным оператором с учетом режимных ограничений, но и проведением конкурентного отбора ценовых заявок [8]. По результатам такого отбора часть генераторов тепловых электростанций (ТЭС) могут быть разгружены, включенные излишние по балансу ЕЭС или с высокими ценовыми заявками полностью остановлены, а наиболее оптимальное (с наименьшей ценой) или необходимое по режиму оборудование отобрано к работе на расчетный период. Отобранный состав генерирующего оборудования может не соответствовать желаемому Субъектом рынка [9] состоянию. Этапы планирования диспетчерского графика более подробно будут рассмотрены далее.

В современной энергетике присутствует множество программных комплексов, осуществляющих сопоставление состава оборудования конъюнктуре энергорынка, проверку экономичности и соответствия требованиям законодательства и т.д. Однако к методам оптимизации и расчету режимов обращались уже тогда, когда величины электропотребления были в сотни раз меньше, а вычислительные машины имели гораздо меньшую производительность.

Под режимом работы каждой энергосистемы и отдельных ее элементов понимается совокупность условий и параметров, характеризующих процесс производства, передачи, распределения и потребления энергии. Для ЭЭС к числу важнейших параметров относятся допустимая нагрузка электротехнического оборудования и трансформаторов, максимальные допустимые перетоки в контролируемых сечениях, токовая загрузка ЛЭП, частота электрического тока и напряжение в контрольных пунктах сети. Изменение параметров режима работы одного элемента немедленно приводит к изменению параметров работы других элементов. Например, изменение реактивной нагрузки генератора изменяет режим напряжения на шинах станции или подстанции, что в свою очередь влияет на работу потребителей, на потери электроэнергии в сетях и их загрузку. Таким образом, ставится задача выбора оптимального режима работы ЭЭС с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества при возможно минимальных эксплуатационных затратах [10,11].

Фундаментальные основы изучения режимов работы и управления энергосистем основываются на трудах таких ученых как В.И. Идельчик, В.А. Веников, Д.А. Арзамасцев, А.А. Глазунов, П.И. Бартоломей, В.М. Горнштейн и другие подробно описывающих методы расчета и оптимизации режимов 80-х и 90-х годов и традиционные инженерные методы расчета, необходимые каждому инженеру-электроэнергетику в ведении практической деятельности в которых рассмотрены основные положения и методология применения системного подхода к анализу развития ЭЭС, основы многоцелевой оптимизации, критерии оптимизации развития, технологические аспекты планирования развития ЭЭС, методы прогнозирования нагрузок и электропотребления. [12-17]. В.И. Идельчик в своем пособии [18] называет перевод экономики на энергосберегающий режим одной из главных научно-технических задач 80-х и 90-х годов. В это время активно разрабатываются способы уменьшения потерь, которым автор уделяет отдельное внимание. Энергетическая отрасль носила централизованный характер развития, работа

осуществлялась по единым техническим стандартам, что обеспечивало возможность объединения отдельных предприятий в энергосистеме, а соседних энергосистем – в объединенные энергосистемы [19].

В конце XX века непрерывно увеличивается производство электроэнергии, растет установленная мощность объединяющихся в энергосистемы станций, повышаются протяженность, пропускная способность и напряжение электропередач, достигаются всё большие единичные мощности генераторов [20]. Размер капитальных затрат на строительство ЛЭП и сетей приближается к общей сумме капиталовложений в электрические станции, поэтому важно учесть особенности протяженных электропередач при создании автоматизированных систем управления энергетическими системами, являющихся инструментом оптимизации. В трудах Поспелова Г.Е. и Керного В.В. [21] демонстрируются принципы внедрения АСУ в энергосистему с учетом баланса производства, распределения и потребления энергии, рассредоточенности объектов управления, требований к качеству и надежности электроснабжения, а также уделяют внимание экономической эффективности АСУ. В [22-24] подробно рассматриваются вопросы управления электроэнергетическим режимом, методы оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и расчет их установившихся режимов.

Централизованное развитие и управление электроэнергетикой, кроме того, позволяло решать задачи развития отрасли в комплексе с другими проблемами. Широкое распространение находит когенерация – выработка наряду с электрической энергией тепловой, предназначенной для отопления и горячего водоснабжения населения. Строительство ГЭС нацеливается, в том числе, на развитие ирригации в засушливых районах [25]. Отрабатывается параллельное существование советской энергосистемы с энергосистемами других государств. Опережающее развитие получают АЭС. Без грамотного оперативно-диспетчерского управления решение подобных задач невозможно. Внедрение АСДУ в эксплуатацию диспетчерскими службами началось после формирования Единой энергетической системы Европейской

части СССР, в 70-х годах XX века. В [26] посвящают главу книги подробному описанию задач и принципов АСДУ.

После распада Советского Союза было принято решение о формировании национальной вертикально-интегрированной компании. Учебное пособие [27] отражает новые информационные технологии управления, используемые при оптимизации режимов больших ЭЭС, представляет критерии оптимизации как для традиционной вертикально-интегрированной энергетики, так и функционирующей в конкурентных условиях отрасли, содержит структуру технологического и коммерческого управления ЭЭС, алгоритмы формирования конкурентных цен.

В начале функционирования в России оптового рынка электроэнергии и мощности в условиях недостаточного понимания принципов рыночной среды роль проведения оптимизационных расчетов возрастает. Бабкин Д.В. в своем автореферате [28] подчеркивает, что для развития конкурентного рынка уже становится неактуальным рассмотрение задачи оптимизации как минимизация затрат на топливо и себестоимости производства. Необходимо учитывать и действующие на момент решения задачи методики расчета стоимости электроэнергии, и систему ограничений, тарифы поставки электроэнергии, отражающие состояние среды, в которой происходит планирование оптимальных режимов. Ученый разрабатывает математическую модель суточного планирования и оптимизацию режимов работы субъектов ОЭС, которая адаптирована к различным условиям энергорынка и предусматривает компенсацию отклонений одного субъекта изменением режима работы другого субъекта (инициатива субъекта и внешняя инициатива системного оператора). Для решения задачи оптимизации предлагается наряду с традиционным критерием использовать первоочередность компенсации отклонения участника по внешней инициативе, а затем по инициативе собственной. По мнению автора, соответствие максимизации и минимизации инициатив сторон оптимально повлияет на стоимостной баланс.

Однако, энергетическая система, также определяется рядом неопределенных и случайных факторов, погрешностями расчетов. Влияние последних может привести к перерасходу средств и принятию необоснованного решения. Доктор технических наук Л.С. Беляев в своей работе [29] указал три способа преодоления отрицательных последствий: улучшение сбора и подготовки информации, совершенствование методологии проектирования и планирования развития системы и создание соответствующих методов оптимизации и принятия решений в условиях неопределенности.

Русина А.Г. [30] считает, что именно прогнозирование является главным инструментом по уменьшению проявления неопределенности.

Одним из типов неопределенности информации при планировании и управлении электроэнергетическим режимом является невозможность заранее точно определить величину потребления [31], а значит, и производства.

При рассмотрении процесса планирования электроэнергетического режима стоит уделить отдельное внимание гидроэлектростанциям [32]. В ряде работ рассматриваются пути эффективного использования гидроресурсов через проведение внутростанционной оптимизации [33-37]. В некоторых энергосистемах доля установленной мощности, приходящаяся на ГЭС, незначительна и существенного влияния на баланс в целом не оказывает. Однако в других ОЭС (например, ОЭС Сибири и Востока) структура установленной мощности характеризуется значительными гидравлическими мощностями. Это вносит еще большую неопределенность на этапе планирования.

Важный вклад в расчет водно-энергетического режима, планирование и управление работой гидроэлектростанций внесены Филипповой Т.А., Халяпиным Л.Е., Мисрихановым М.Ш., Сидоркиным Ю.М., Цветковым Е.В., Щавелевым Д.С. В пособии [38] рассмотрены понятия о типах водохранилищ, их регулирующие возможности, фазы водного режима, принципы проведения водохозяйственных расчетов, с учетом требований водопользователей, а

также основы оптимального планирования гидрорежимов. В работе [39] рассматриваются принципы управления и оптимизация режимов ГЭС в гидротепловой системе.

В научном труде Халяпина Л.Е. [40] приведены принципы долгосрочного планирования режимов работы гидроэлектростанций для определения темпов развития энергосистемы, ввода новых генерирующих мощностей и возможностей обеспечения баланса производства и потребления с учетом требований потребителей на примере ОЭС Сибири, в состав которой входят крупнейшие в России водохранилища многолетнего регулирования. Однако в его работе не рассмотрены последствия для режима работы каскада ГЭС и ОЭС Сибири в целом в случае опережения темпов ввода энергоёмких потребителей вводом генерирующих мощностей.

Цветков Е.В. внес существенный вклад в развитие научно-технического освоения процесса оптимизации режимов работы гидроэлектростанций. В [41] описаны методы планирования графиков работы ГЭС, работающих в гидротепловой энергосистеме. Трудно прогнозируемый характер внутригодового распределения водных ресурсов влияет как на технические, так и на экономические параметры энергосистемы. Но в рассматриваемом труде отсутствует анализ возможных ограничений в электрической сети.

Предпочтительной системой экономических отношений в любой отрасли является свободный рынок, не ограниченный государственным вмешательством и свободный для заключения сделок по рыночным ценам. Конкуренция на свободном рынке обеспечивается избыточностью суммарной мощности производителей по сравнению с суммарным спросом (конкуренция предложения), угрозой прихода новых производителей (конкурентная угроза), возможностью отказа потребителей от покупки (конкуренция спроса) либо сочетанием этих факторов. Вопросы эффективности работы электростанций в условиях рынка нашли отражение в работах [42-44].

1.2 Оптовый рынок электроэнергии и мощности в 2017 году

В настоящее время на территории Российской Федерации действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электроэнергии и мощности [45-49]. Продавцами на оптовом рынке являются генерирующие компании, операторы экспорта/импорта электрической энергии, сетевые компании (покрытие потерь) и сбытовые организации [50-54]. Крупные потребители электрической энергии являются покупателями. Требования для присвоения статуса участника оптового рынка изложены в [55], и в Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка. При этом, субъекты ОРЭМ могут выступать как в роли продавцов, так и покупателей.

В тепловых генерирующих компаниях оптового рынка электроэнергии (ОГК), федеральной гидрогенерирующей компании оптового рынка (ПАО «РусГидро»), 14 территориальных генерирующих компаниях (ТГК) и государственном концерне «Росэнергоатом» сосредоточена большая часть генерирующих активов страны, а магистральными высоковольтными линиями электропередачи управляет ПАО «ФСК ЕЭС». Диспетчерское управление единой энергосистемой России осуществляет Системный оператор (АО «СО ЕЭС») [56]. В числе крупных компаний отрасли следует также упомянуть холдинг ПАО «РАО ЭС Востока», объединяющий генерацию, распределение и сбыт электроэнергии дальневосточных регионов, и ПАО «Интер РАО ЕЭС» – оператора экспорта-импорта электроэнергии, владеющего генерирующими активами в России и за рубежом.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, объединенных в ценовые зоны. В первую ценовую зону входят территории Центрального, Северо-Западного, Южного, Северо-Кавказского, Приволжского и Уральского федеральных округов, во вторую – Сибирского федерального округа. В неценовых зонах (Архангельская и Калининградская области, Республика Коми, регионы Дальнего Востока), где по технологическим причинам организация рыночных отношений в

электроэнергетике пока невозможна, реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам.

Основные принципы функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности.

Как было рассмотрено ранее, на ОРЭМ торгуются два товара – электроэнергия и мощность. При этом покупка мощности предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника.

Проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии [57] на 4 года вперед отдельно для каждого вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования разных видов ВИЭ. По результатам отбора заключаются ДПМ генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, цена в которых определяется исходя из капитальных затрат на строительство объекта ВИЭ.

1.3 Структура установленной мощности Единой энергетической системы России

По данным на конец 2016 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС) [58]. Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

В 2016 году параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2016 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии. Через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии. Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистема Финляндии и Китая. Кроме этого, с энергосистемой Финляндии параллельно работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской и Кольской энергосистем, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы, по линиям электропередач переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в Китай в островном режиме. С ноября 2015 года остаются отключенными со стороны ОЭС Украины ЛЭП, по которым осуществлялось покрытие дефицита энергосистемы Республики Крым и города Севастополь. В мае 2016 года состоялось включение в работу последнего элемента энергомоста «Кубань – Крым». Таким образом, электроснабжение Крымской энергосистемы в 2016 году осуществлялось за счёт собственной генерации и перетока электрической энергии и мощности по внешним связям с Кубанской энергосистемой.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2017 составила 236343,63 МВт. Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 4600,44 МВт. Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 3752,68 МВт.

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России и входящих в ее состав ОЭС приведена на Рисунке 1.1. В тройку крупнейших ОЭС входят ОЭС Центра, Сибири и Урала.

Энергообъединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		ВЭС		СЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	236343,63	160242,19	67,80	48085,94	20,34	10,9	0,01	75,2	0,03	27929,4	11,82
ОЭС Центра	52878,57	37477,32	70,88	1788,85	3,38	-	-	-	-	13612,4	25,74
ОЭС Средней Волги	27003,22	15993,22	59,23	6938,00	25,69	-	-	-	-	4072,0	15,08
ОЭС Урала	51131,73	47733,33	93,35	1856,20	3,63	2,2	0,01	55,0	0,11	1485,0	2,90
ОЭС Северо-Запада	23572,13	14856,49	63,03	2950,34	12,52	5,3	0,02	-	-	5760,0	24,43
ОЭС Юга	20601,65	11667,10	56,63	5931,15	28,79	3,4	0,02	-	-	3000,0	14,56
ОЭС Сибири	51969,83	26668,23	51,31	25281,40	48,65	-	-	20,2	0,04	-	-
ОЭС Востока	9186,50	5846,50	63,6	3340,00	36,4	-	-	-	-	-	-

Рисунок 1.1 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России и входящих в ее состав ОЭС

Доля ГЭС в установленной мощности ЕЭС России составляет 20,34%. По ОЭС процентное соотношение мощности тепловых и гидравлических станций неравномерно: в ОЭС Центра ГЭС занимают только 3,38%, а в ОЭС Сибири – 48,65%. Структура установленной мощности тепловых электрических станций ЕЭС России приведена на Рисунке 1.2.

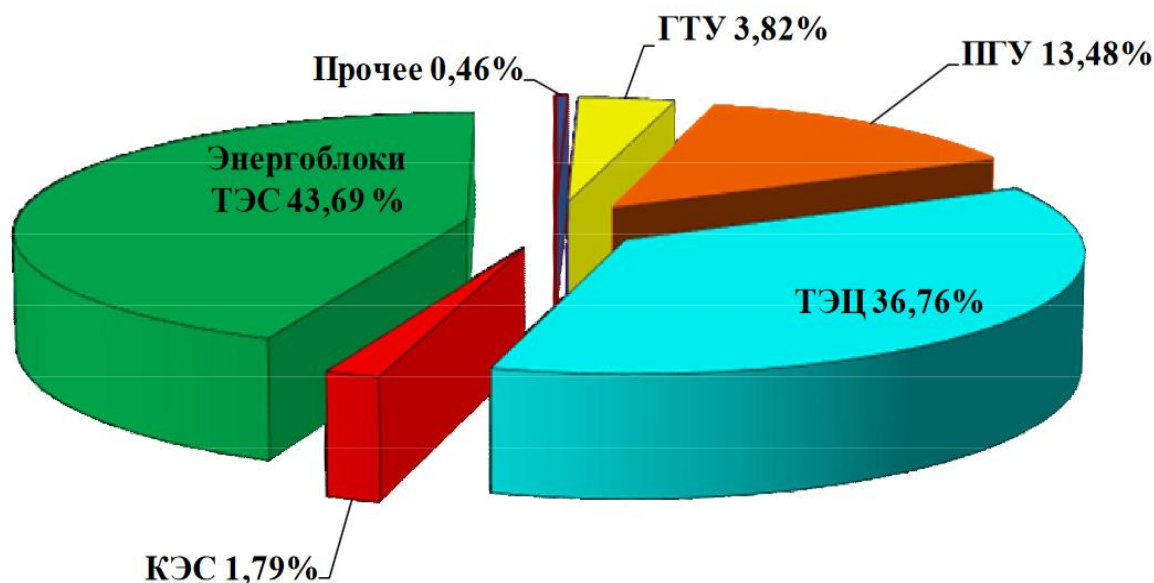


Рисунок 1.2 – Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России

Третью часть занимают теплоэлектроцентрали (36,76%), что обусловлено природно-климатическими условиями. В последнее время всё чаще стали вводиться в эксплуатацию парогазовые и газотурбинные установки, отличающиеся более высоким КПД и маневренностью. Именно такое оборудование может быть использовано в часы максимальных нагрузок для покрытия пиковых часов потребления.

Процентное соотношение установленной мощности между электростанциями, работающими на различном виде топлива, не в полной мере отражает фактическое использование этих мощностей.

Для оценки производимой электроэнергии необходимо знать число часов работы оборудования, коэффициенты использования мощностей и пр. В общем виде структура выработки электроэнергии по типам электростанций приведена на Рисунке 1.3. На долю АЭС и станций, использующих возобновляемые источники энергии, приходится по 18,7% и 17,0% соответственно.

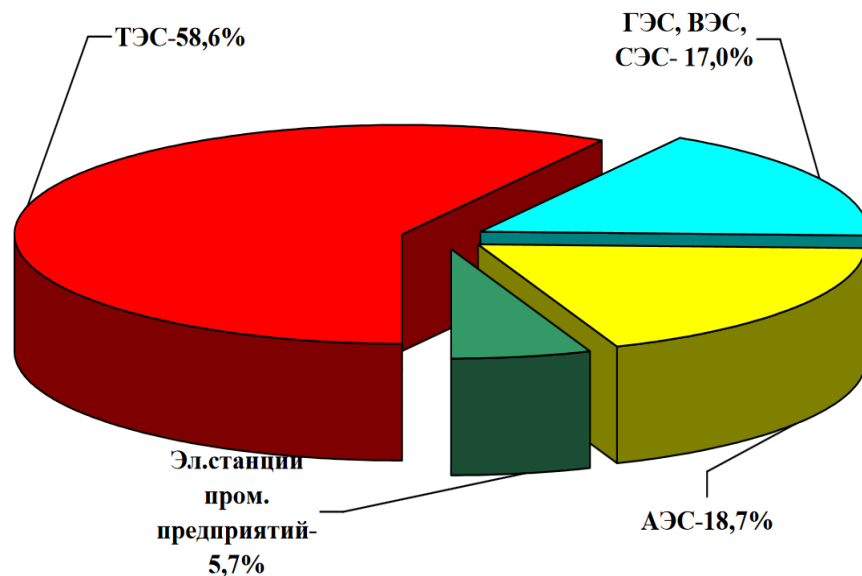
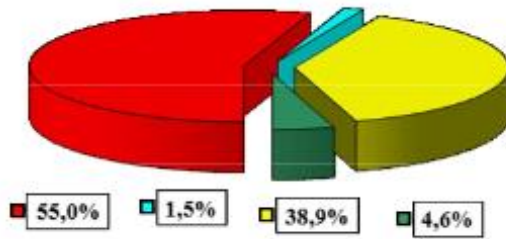


Рисунок 1.3 – Структура выработки электроэнергии ЕЭС России по типам электростанций

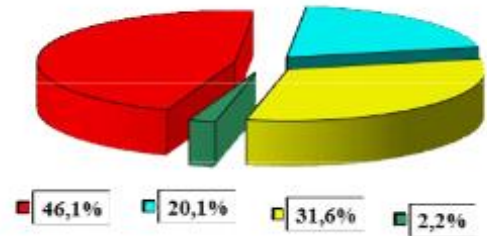
При рассмотрении структуры выработки электроэнергии по типам станций для каждой из ОЭС значительно меняется соотношение атомной и

возобновляемой энергии, влияние промышленности, однако максимальная доля выработки неизменно приходится на тепловые станции (Рисунок 1.4).

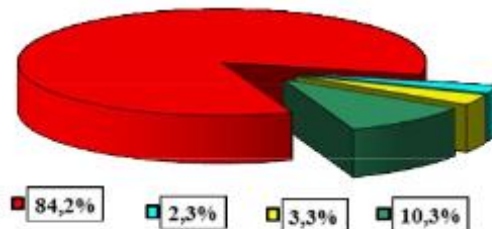
ОЭС Центра



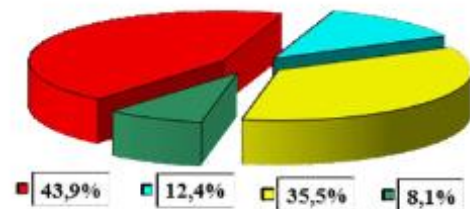
ОЭС Средней Волги



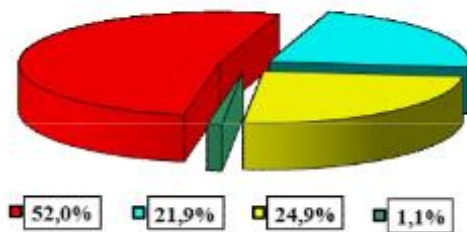
ОЭС Урала



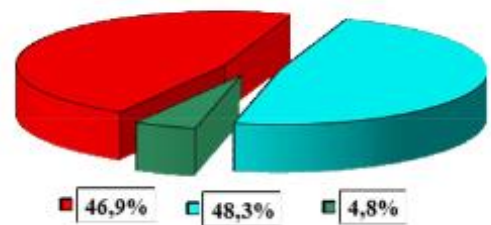
ОЭС Северо-Запада



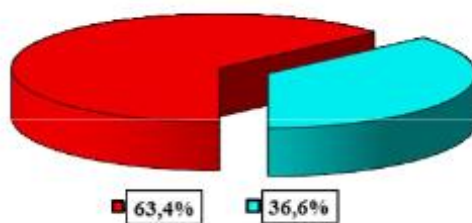
ОЭС Юга



ОЭС Сибири



ОЭС Востока



Условные обозначения:

Доля выработки электростанций от общей выработки соответствующей ОЭС:

- ГЭС
- ГЭС, ВЭС, СЭС
- АЭС
- электростанций пром. предприятий

Рисунок 1.4 – Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки в 2016 году

Структура установленной мощности ОЭС Сибири.

Подробнее рассмотрим ОЭС Сибири, её структуру установленной мощности, особенности планирования и управления режимами.

Как было отмечено ранее, ОЭС Сибири – одна из крупнейших объединенных энергосистем, входящих в состав ЕЭС России. По состоянию на 01.01.2017 года её установленная мощность составляет 51 969,83 МВт, из них на долю тепловых электростанций приходится 26 668,23 МВт (51,31%), ГЭС – 25 281,40 МВт (48,65%), СЭС – 20,2 МВт (0,04%). Благодаря существенной доли мощности, приходящейся на ГЭС, снижается цена на электроэнергию, увеличиваются возможности по регулированию за счет маневренности оборудования гидравлических станций, обеспечивается участие во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности и наличие аварийного резерва мощности ОЭС. Однако, вместе с преимуществами накладываются особенности и ограничения на режимы работы гидроэлектростанций. В данной научной работе подробно будут рассмотрены ограничения водопользователей и водопотребителей, накладываемы на ГЭС.

1.4 Планирование электроэнергетического режима работы Единой энергетической системы России

Планирование электроэнергетического режима заключается в формировании диспетчерского графика [59-62], содержащего в себе почасовую генерацию каждой электрической станции, с учетом прогноза потребления, поддержания третичных резервов на загрузку и разгрузку, ремонтов основного генерирующего оборудования и объектов электросетевого хозяйства, ограничений в контролируемых сечениях и ценовых заявок.

Планирование и расчет электроэнергетического режима осуществляется в программном комплексе ПО Bars [63] (комплекс Rastr версия 3.4), с использованием расчетной модели ОЭС Сибири. В ней содержится

информация по текущим объектам основного генерирующего оборудования (количество генераторов и их параметры, вывод в ремонт и пр.), электросетевого хозяйства (количество и параметры линий электропередачи, схемы выдачи мощности, электрические схемы станций подстанций, ремонтные схемы и др.) и существующие потребители электроэнергии (заводы, предприятия, Энергосбытовые компании) с привязкой их к конкретным территориям.

Все параметры расчетной модели можно разделить на *условно-постоянные* и *условно-переменные*. Условно-постоянные параметры описывают расчетную схему и меняются не чаще, чем раз в месяц в регламентные сроки [64, 65]. К таким изменениям можно отнести появление новых потребителей на оптовом рынке, ввод нового генерирующего оборудования, ввод высоковольтных линий электропередачи, изменение электрической схемы соединений, вывод из эксплуатации генерирующего и сетевого оборудования и пр. Условно-переменная информация описывает текущие системные ограничения (например, вывод в ремонт генерирующего и сетевого оборудования) и изменяется при проведении каждого расчета электроэнергетического режима на всех этапах планирования диспетчерского графика.

Критериями формирования диспетчерского графика при планировании являются:

экономический – минимизация совокупной стоимости плановых почасовых значений производства (поставки) активной мощности по ценовым характеристикам;

технологические:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии ОЭС (с учетом заданных внешних перетоков);
- учет системных ограничений и состояния электрической сети;

- учет состава и параметров генерирующего оборудования и его режимных ограничений;
- обеспечение требований по обеспечению резервов мощности на загрузку и разгрузку.

Первым этапом планирования диспетчерского графика является необходимость определения состав оборудования, участвующего в покрытии графика потребления и обеспечении резервов третичного регулирования на загрузку и разгрузку в текущей схемно-режимной ситуации. Для отбора оборудования Системным оператором проводится технология выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО). Основная цель технологии ВСВГО – формализовать процедуру определения состава включённого генерирующего оборудования ТЭС по рыночным принципам с учетом требований надежности. Задача расчетов – выбор состава включённого генерирующего оборудования ТЭС на три дня, обеспечивающего минимизацию стоимости электрической энергии.

Результатами решения задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования являются:

- Почасовое состояние («включен» или «отключен») генерирующего оборудования на расчетном интервале. При этом изменение состояния оборудования может происходить как по итогам решения оптимизационной задачи, так и в соответствии с признаком вынужденного режима работы или назначенными режимными генераторами.
- Ранжированный перечень оборудования, подлежащий пуску или останову, который должен использоваться в случаях задания пуска/останова оборудования на этапе расчета прогнозного диспетчерского графика, или при отдаче команд диспетчером на пуск/останов при ведении режима, если существует такая необходимость.

Результаты выбора состава включенного генерирующего оборудования обязательны для исполнения станцией, оплата пусков оборудования производится только при включении оборудования станцией в указанное время или ранее в пределах расчётных суток. Если станция не включает в назначенный час оборудование, тогда она обязана подать аварийную заявку. В случае пуска оборудования по инициативе станции пуск не оплачивается.

Конкурентный отбор генераторов осуществляется на основании ценовых заявок, получаемых от поставщиков, которые включают:

- величину расходов на пуск этого оборудования;
- максимальные цены в ценовых заявках на продажу электроэнергии на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке.

В качестве исходной информации для проведения расчета используются следующие параметры:

- Плановые почасовые прогнозы потребления с учетом потерь электроэнергии в сетях. Прогноз потребления формируется Системным оператором;
- Назначенные объемы третичных резервов мощности, в том числе по их территориальному расположению в ЕЭС России;
- Данные об имеющихся системных ограничениях, в том числе о единицах генерирующего оборудования, для которых обязательно включение в сеть для нормального функционирования ЭЭС;
- Информация о единицах генерирующего оборудования, для которых необходимо обязательное включение в сеть, вызванное условиями, связанными с деятельностью участников оптового рынка: проведение испытаний генерирующего оборудования, по окончании ремонтов, несение теплофикационной нагрузки, по режиму топливообеспечения, по режиму работы связанного промышленного оборудования и т.д.

- Ограничения на минимальное количество работающих единиц генерирующего оборудования по условиям обеспечения живучести электростанции, отборов пара и т.д.

- Информация о наличии сетевых ограничениях;
- Ценовые заявки на пуск и работу генерирующего оборудования участников оптового рынка;
- Прогнозируемые объемы сальдо-перетоков по сечениям экспорта-импорта.

Цель оптимизационного расчета – минимизация стоимости электроэнергии, вырабатываемой за расчетный период, с учетом затрат на пуски генераторов и стоимости резерва мощности на загрузку.

Из процедуры расчета выбора состава включенного генерирующего оборудования исключаются единицы генерирующего оборудования, находящиеся в вынужденном состоянии (требования станции под обеспечение графика теплосети, живучести станции и пр.), и единицы генерирующего оборудования, на которых стоит признак режимного генератора (по условию чувствительности и селективности срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, режимные условия и пр.).

Признак вынужденного состояния на единицу генерирующего оборудования проставляется в следующих случаях:

- на выключенное оборудование, если единица генерирующего оборудования находится в ремонте, в вынужденном простое или в холодном резерве с мощностью холодного резерва, равной нулю, из-за вывода в ремонт вспомогательного оборудования.
- на включенное оборудование, если на единице генерирующего оборудования проводятся испытания.
- на включенное оборудование, состояние которых необходимо по условиям обеспечения живучести электростанции, обеспечения отборов пара,

подтвержденным соответствующими документами. Значение соответствует диспетчерской заявке участника оптового рынка электроэнергии (электростанции) на необходимое включенное/отключенное состояние единицы генерирующего оборудования для учёта в выборе состава генерирующего оборудования и суточном планировании.

При согласовании системным оператором «Вынужденного режима» для включения оборудования, необходимого по условиям обеспечения живучести электростанции, обеспечения отборов пара, требуется оформление соответствующей диспетчерской заявки на ЗРР с предоставлением обосновывающих документов. Включение такого оборудования (по требованию станции) не оплачивается.

Последствия от излишне назначенных вынужденно включенных единиц генерирующего оборудования:

- эффективные генераторы простаивают;
- цену электроэнергии на рынке на сутки вперёд формируют вынужденно включенные единицы генерирующего оборудования;
- генераторы вынуждены снижать ценовые заявки при выборе состава основного генерирующего оборудования вплоть до нуля, что приводит к неоправданным перепускам;
- результаты отбора непрогнозируемые.

Критерии выбора состава генерирующего оборудования:

- обеспечение балансов мощности и энергии в ЕЭС и отдельных регионах;
- обеспечение необходимых резервов мощности на загрузку и разгрузку;
- учет пропускной способности контролируемых сечений сети;
- выполнение технологических и режимных ограничений по составу оборудования станций;
- обеспечение экономичности режимов;

- минимизация числа пусков-остановов блоков;
- учет графиков ремонтов оборудования.

Состав оборудования, необходимый ко включению по условиям вынужденного режима (по требованию участника оптового рынка) или для обеспечения нормального функционирования электроэнергетического режима ЕЭС России (по требованию Системного оператора), является обязательным. Оставшийся необходимый объем мощности для покрытия почасового графика потребления определяется исходя из ценовых заявок субъекта, с учетом сетевых ограничений и объема третичного резерва, и является отобранным по оптимизационным условиям.

Режимные генераторы [66] назначаются на конкретные ЕГО, включенное состояние или режим работы которых являются вынуждено необходимыми в целях обеспечения поддержания параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений, в том числе при возникновении нормативных возмущений, без использования аварийной взаимопомощи из сопредельных государств и/или ввода графиков аварийного ограничения потребителя. Необходимость включенного состояния соответствующих единиц генерирующего оборудования определяется системными условиями, не моделируемыми при проведении расчетов выбора состава генерирующего оборудования, а также не относящимися к ограничениям, заявленным участником рынка в отношении единицы генерирующего оборудования и связанными с режимами работами оборудования электростанций.

Назначение режимных генераторов выполняется в том случае, если включенное состояние указанного количества единиц генерирующего оборудования определяется необходимостью выполнения одного из следующих условий:

- Обеспечение допустимых параметров прогнозного электроэнергетического режима.

- Обеспечение допустимых параметров прогнозного электроэнергетического режима в послеаварийных режимах, вызванных одним из нормативных аварийных возмущений.
- Обеспечение чувствительности и селективности работы релейной защиты на электростанциях и в электрических сетях.
- Обеспечение необходимых объемов управляющих воздействий систем противоаварийной автоматики (ЛАПНУ, ЦСПА) или диапазонов автоматического регулирования систем режимной автоматики.
- Обеспечение нормативных параметров электроэнергетического режимам целью выполнения ограничений, имеющих временный характер.

Нормированная величина минимально необходимого объема резерва третичного регулирования (РТР) на загрузку/разгрузку в дефицитных энергосистемах (энергорайонах) ОЭС Сибири должна обеспечивать возможность выполнения за время не более 20 минут перетока активной мощности в контролируемом сечении на уровне, не превышающем максимально допустимого значения в сложившейся схеме, с учетом запаса пропускной способности сечения при отключении:

- Наиболее крупной единицы генерирующего оборудования, в дефицитной части энергосистемы (энергорайона);
- Сетевого элемента, снижающего значение МДП в контролируемом сечении.

В соответствии с [67] определен перечень сечений электрической сети, для которых должна осуществляться проверка выполнений требований данного Стандарта.

При планировании и управлении режимами работы в дефицитных энергосистемах (энергорайонах) ОЭС Сибири в каждый момент времени должны выполняться требования по обеспечению необходимого РТР на загрузку.

Филиалом АО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири (ОДУ Сибири) определены несколько дефицитных энергосистем (энергорайонов), в которых при планировании и управлении электроэнергетическим режимом в реальном времени контролируется РТР:

- Забайкальская энергосистема;
- Бурятская энергосистема;
- Иркутско-Черемховский энергорайон Иркутской энергосистемы. Данные энергосистемы характеризуются:
 - Наличием слабых электрических связей с ЕЭС России;
 - Планирование режима с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях близкими к максимально допустимым значениям;
 - Высокая неравномерность электропотребления на периоде планирования;
 - Дефицит активной мощности.

Последующие этапы планирования диспетчерского графика выполняются с целью актуализации параметров режима работы энергосистемы (аварийные отключения генерирующего и сетевого оборудования, замещение отключенного генерирующего оборудования, корректировка ограничений максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях вследствие отключения сетевых элементов или изменения температуры окружающего воздуха, корректировка графиков генерации активной мощности гидроэлектростанций в случае изменения гидрологической обстановки или указаний по управлению режимом, корректировка почасового прогноза потребления и пр.) и анализ выполнения резервов третичного регулирования по дефицитным энергорайонам.

Следующим этапом планирования диспетчерского графика является расчет рынка на сутки вперед (РСВ), который осуществляется Администратором торговой системы (АТС). Для проведения расчета РСВ Системный оператор подготавливает сбалансированный

электроэнергетический режим на основе отобранного ранее состава оборудования, и передаёт исходную информацию в АТС, а потребители и собственники генерации передают в АТС трехступенчатые ценовые заявки. С учетом этих ценовых заявок определяется сбалансированная цена на рынке и почасовой график генерации для каждого генератора электростанций (торговый график). Именно от него в дальнейшем будут отсчитываться отклонения фактического режима работы электростанций с определением инициативы отклонений [68] и расчетом оплаты Субъекту рынка.

Далее осуществляется проведение расчета Плана балансирующего рынка (ПБР), учитывающий изменения условно-переменной информации, с возможностью корректировки Субъектом оптового рынка объема ценопринимающей заявки на вырабатываемую электроэнергию. Ежечасовые расчеты плана балансирующего рынка позволяют учитывать фактическое изменение состава генерирующего оборудования, сетевых элементов и потребления электрической энергии. Корректировка ожидаемого объема электропотребления имеет существенное значение при планировании электроэнергетического режима. Этому уделяется значительное внимание, регулярно модернизируются программные комплексы, участвующие в данном процессе, и разрабатываются мероприятия по улучшению качества прогнозирования потребления (декомпозиция энергорайонов с выделением крупных потребителей, учет характера нагрузки потребителей, улучшение качества прогноза температуры окружающего воздуха, влияние влажности окружающей среды и облачности на изменение потребления и прочие факторы).

В научной публикации Б. Макоклюева [69] рассмотрено влияние прогноза электропотребления на балансы электроэнергии и мощности, которые планируются на основе прогнозов ожидаемого электропотребления в целом по энергосистеме, энергорайонам, группам и отдельным потребителям [70]. Исследование характера колебаний потребления энергосистем –

необходимый этап для оценки ожидаемого уровня потребления. Приведен анализ регулярных и нерегулярных колебаний суточных графиков потребления российских энергосистем [71, 72]

На этапе формирования краткосрочного прогноза потребления используется программный комплекс «Иерархическая система прогнозирования» (ПО ИСП) [73]. В ПО ИСП автоматически формируется прогноз потребления на часовом интервале суток с возможностью корректировки в ручном режиме. Корректировки вносятся специалистом по планированию при экспертной оценке статистических данных. При формировании автоматического прогноза в ПО ИСП учитывается температура окружающего воздуха по региональным энергосистемам и по ОЭС Сибири в целом. Для улучшения качества и точности прогноза потребления применена декомпозиция региональных энергосистем до энергорайонов с выделением отдельных потребителей [73,74]. Так, например, нагрузка алюминиевых заводов является наиболее стабильной и легко прогнозируемой, а тяговая нагрузка – потребитель с резкопеременным графиком. Доля промышленной и бытовой нагрузки по территориям не постоянна. Зависимость изменения объема потребления от характера нагрузки постоянно изучается.

В ПО ИСП не реализована возможность прогнозирования с требуемой точностью (от 2% до 2,4% в зависимости от времени года) для праздничных дней, так как ежегодно производственный календарь утверждается на государственном уровне и имеет переносы части выходных дней. Такие нехарактерные дни исключаются из статистической базы ПО ИСП и прогнозирование на эти периоды осуществляется непосредственно специалистом расчета.

В целом процесс планирования диспетчерского графика достаточно автоматизирован и продолжает совершенствоваться благодаря развитию информационных технологий [75]. Автоматизация заняла устойчивое место,

однако, роль человека не уменьшается, и его квалификация постоянно поддерживается на высоком уровне [76, 77].

Этапы планирования диспетчерского графика имеют различный период прогнозирования, отличаются по составу исходных данных и задачами проведения расчета. Планирование на этапе ВСВГО осложняется массивом ограничений на режим работы энергосистемы в целом, сетевого и основного генерирующего оборудования, а также необходимой заблаговременностью прогноза электропотребления [78]. Кроме того, неопределенность формирования энергетического баланса создается за счет вероятностного характера наступления приточности к ГЭС ОЭС Сибири и необходимости оперативной корректировки графика генерации гидроэлектростанций. Ввиду значительной доли гидрогенерации в структуре установленной мощности ОЭС Сибири, долгосрочному и краткосрочному планированию использования гидроресурсов уделяется существенное внимание. От качественного подхода к решению данной задачи зависит не только рациональное использование водных ресурсов, но и надежность работы энергосистемы, особенно в период максимальных электрических нагрузок. Подробно рассмотрим весь цикл использования гидроресурсов: от формирования речного стока до его использования в энергосистеме.

Выводы по главе 1

Важным этапом развития электроэнергетики стал переход на рыночную модель. В процессе реорганизации прав собственности разделились и интересы сепарированных компаний. Существующая модель рынка подразумевает снижение стоимости электрической энергии и мощности. С целью определения графика производства и потребления электроэнергии (торгового графика) проводится предварительное планирование диспетчерского графика.

Планирование диспетчерского графика является трудоёмким процессом и, безусловно, нуждается в автоматизации. Сам процесс планирования

декомпозируется на различные задачи и подзадачи, которые и подлежат внедрению информационных технологий. Этапы планирования диспетчерского графика выполняют различные функции и для них требуется определенный состав исходных данных. Их объем и порядок формирования этапов диспетчерского графика определены регламентами оптового рынка и обязательны к исполнению всеми участниками процесса. Несмотря на существующую автоматизацию и технологическое развитие, главенствующая роль принадлежит человеку, который контролирует исходные данные, корректирует условия проведения расчетов, определяет влияющие на процесс планирования влияющие факторы и должен обладать высокой квалификацией.

Достаточно автоматизированы процессы передачи уведомлений субъектов о составе и параметрах работы оборудования и прогноза электропотребления по территориям и различных проверок исходных данных. Значимость качественного прогнозирования объемов электропотребления подтверждается имевшим место системными авариями. Прогнозный график электропотребления влияет на определение и размещение резервов третичного регулирования.

Отдельным массивом выделяется планирование режимов работы ГЭС, работающих в гидротепловой системе, ввиду необходимости учета не только сетевых, но и водохозяйственных ограничений. При этом планирование режима работы каскада ГЭС усложняется наличием гидрологической и энергетической взаимосвязью между станциями. Величина загрузки гидростанций непосредственно влияет на состав отобранного оборудования тепловых электрических станций, а также ГЭС выполняют функции по оказанию услуг по представлению резервов вторичного регулирования, третичного регулирования и регулированию напряжения.

2 ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СО ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ДОЛЕЙ ГИДРОГЕНЕРАЦИИ

2.1 Регулирование речного стока

В области изучения параметров речного стока и формирования основ управления речным стоком [79] фундаментальный вклад внесли Крицкий С. Н. и Менкель М. Ф. [80, 81]. Значительный вклад в изучении гидрологии и регулировании стока внесен Рождественским А.В., Михайловым В.Н., Ивановым А.Н., Плешковым Я.Ф., Ляпичевым Н.Н., Филипповой Т.А. и другими их коллегами [82-91].

Регулирование речного стока является необходимым условием рационального использования гидроресурсов и осуществляется водохранилищами путем перераспределения во времени объема естественного стока в соответствии с требованиями водопользователей и водопотребителей. Объем водохранилища прямо влияет на степень регулирования стока.

Степень регулирования стока β [92] зависит от соотношения полезного объема водохранилища $W_{\text{полезн.}}$ к объему среднегоголетнего стока $W_{\text{ср.мн.}}$ и неравномерности распределения естественного стока во времени (коэффициенты вариации C_v и асимметрии C_s).

Благодаря регулированию стока водохранилищами обеспечивается возможность эффективного использования водных ресурсов для целей водопользования и водопотребления.

Водопользование – использование воды в пределах водного объекта (гидроэнергетика, водный транспорт, рыбное хозяйство, санитарно-экологические попуски, обводнение пойменных земель и дельт рек, рекреация).

Водопотребление – использование воды с отводом от водного объекта (водоснабжение населения, промышленности, сельского хозяйства, орошение и обводнение земель).

Выделяют следующие виды регулирования речного стока, осуществляемого водохранилищами ГЭС: многолетнее, годичное, сезонное, недельное, суточное регулирование и без регулирования (по водотоку). Подробно типы регулирования водохранилищ описаны в учебном пособии Савичева О.Г. [93].

Многолетнее регулирование позволяет перераспределять сток за ряд лет, накапливая сток в водохранилище в многоводные годы и сбрасывая в маловодные. При многолетнем типе регулирования существенно возрастают гарантированная мощность ГЭС и выработка электроэнергии, то есть повышается сток в маловодные годы. При многолетнем регулировании в зависимости от изменчивости стока приблизительно $\beta = 0,3 \div 0,6$ и выше. Уровень водохранилища из года в год не должны проходить полный цикл сработки-наполнения, за счет чего происходит перераспределение ресурсов между несколькими годами (Рисунок 2.1). Сработка водохранилища при таком типе регулирования, как правило, осуществляется до уровня принудительной предполоводной сработки (УПС).

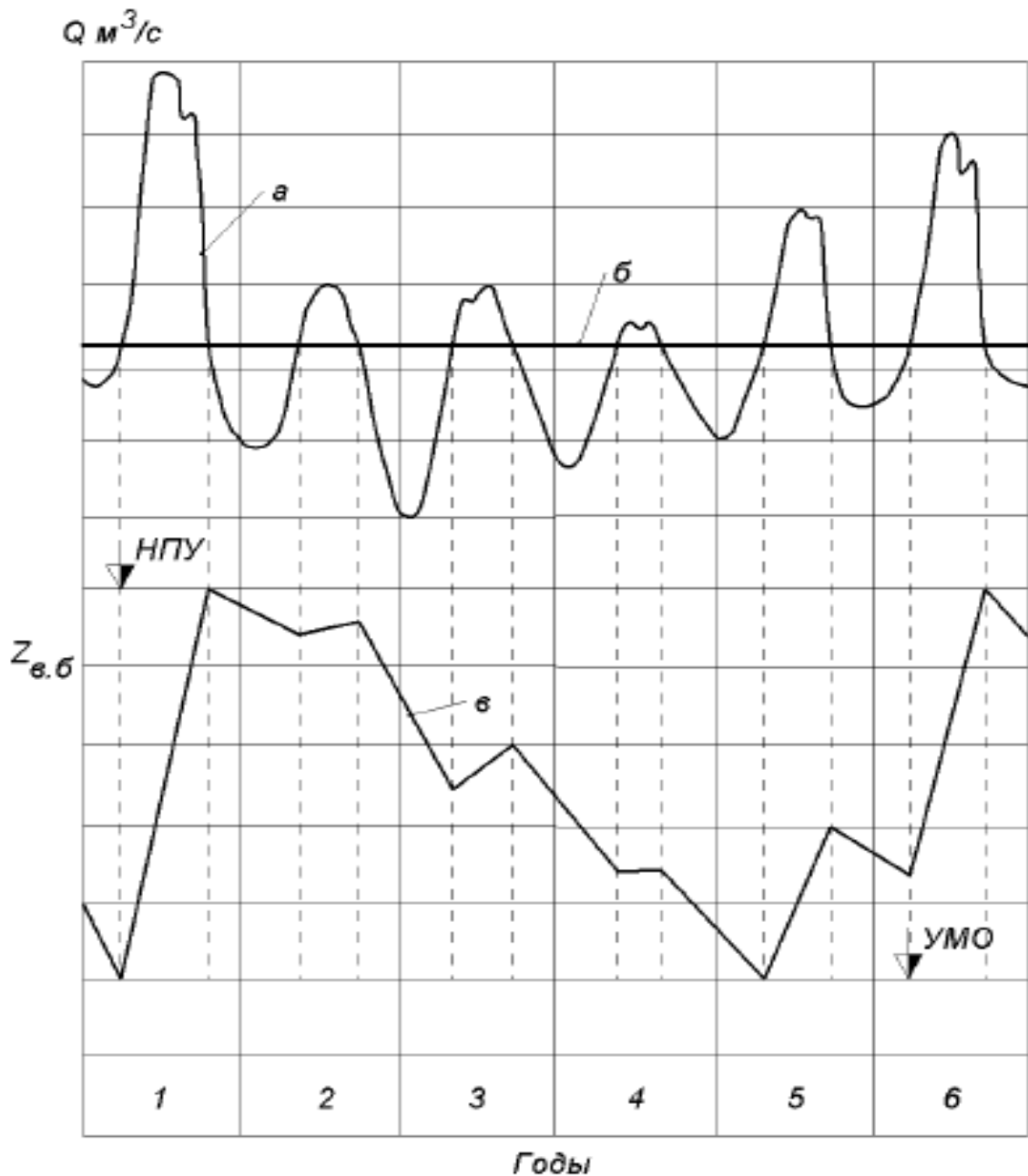


Рисунок 2.1 – Схема многолетнего регулирования стока:

*а – естественный сток, б – зарегулированный сток, в – уровни ВВ
водохранилища*

Годичное или сезонное регулирование осуществляет перераспределение стока внутри года, накапливая гидроресурсы в водохранилище в многоводный сезон (в период половодья и паводков) и сбрасывая их в маловодный сезон (в период летней и/или зимней межени). Это наиболее распространенный тип регулирования стока. При годичном регулировании обычно $\beta > 0,1$. В течение гидрологического года уровень водохранилища проходит полный цикл

сработки-наполнения от уровня мертвого объема до нормального подпорного уровня (Рисунок 2.2).

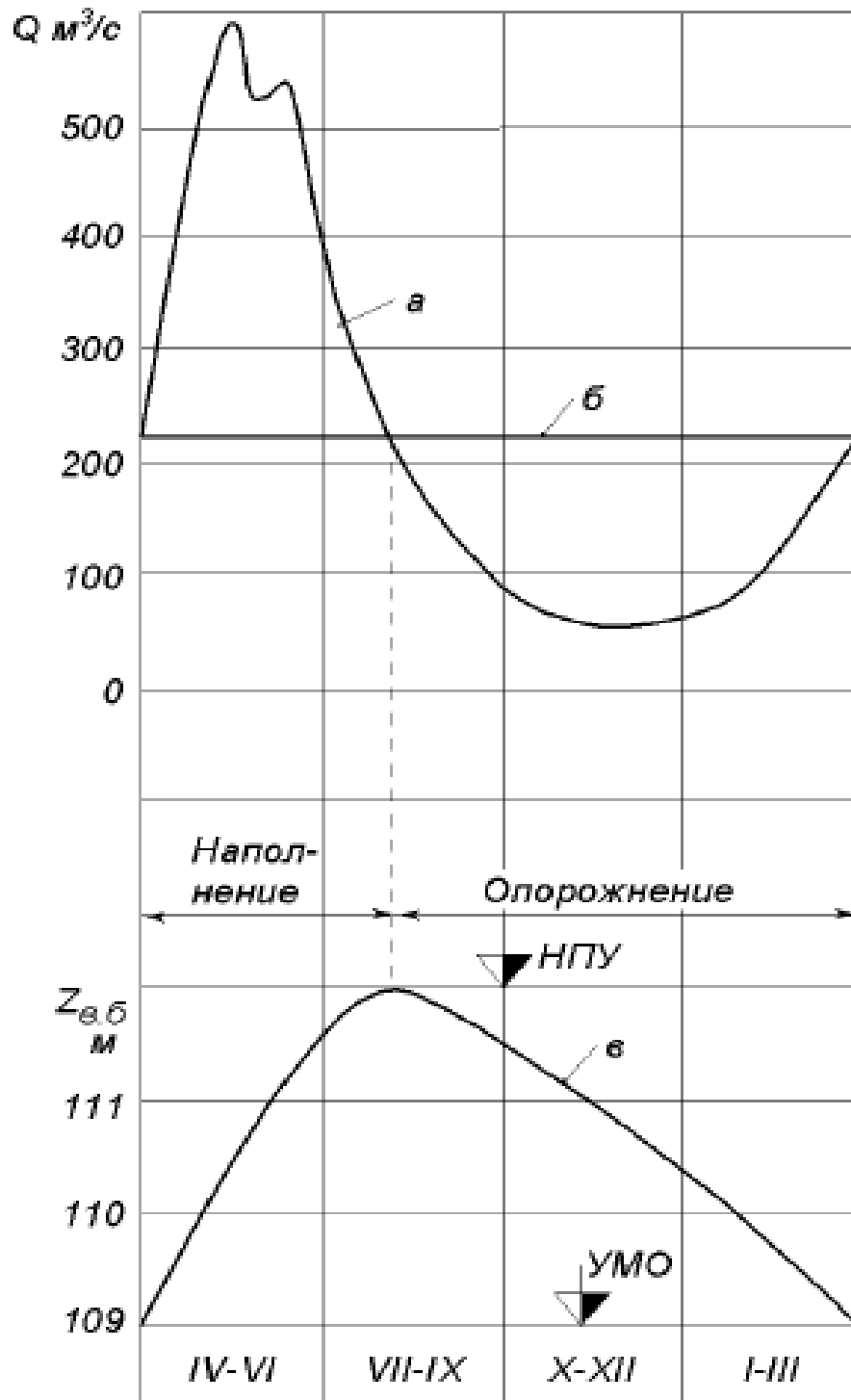


Рисунок 2.2 – Схема годичного регулирования стока:

а – естественный сток, б – зарегулированный сток, в – уровни ВБ водохранилища

Сезонное регулирование стока схоже с годичным, однако его регулирующие способности существенно меньше. Часть времени водохранилище этого вида регулирования работает с отметками, близкими к нормальному подпорному уровню. В случае избытка стока воды пропуск осуществляется с использованием ХВС. Схема сезонного регулирования стока изображена на Рисунке 2.3.

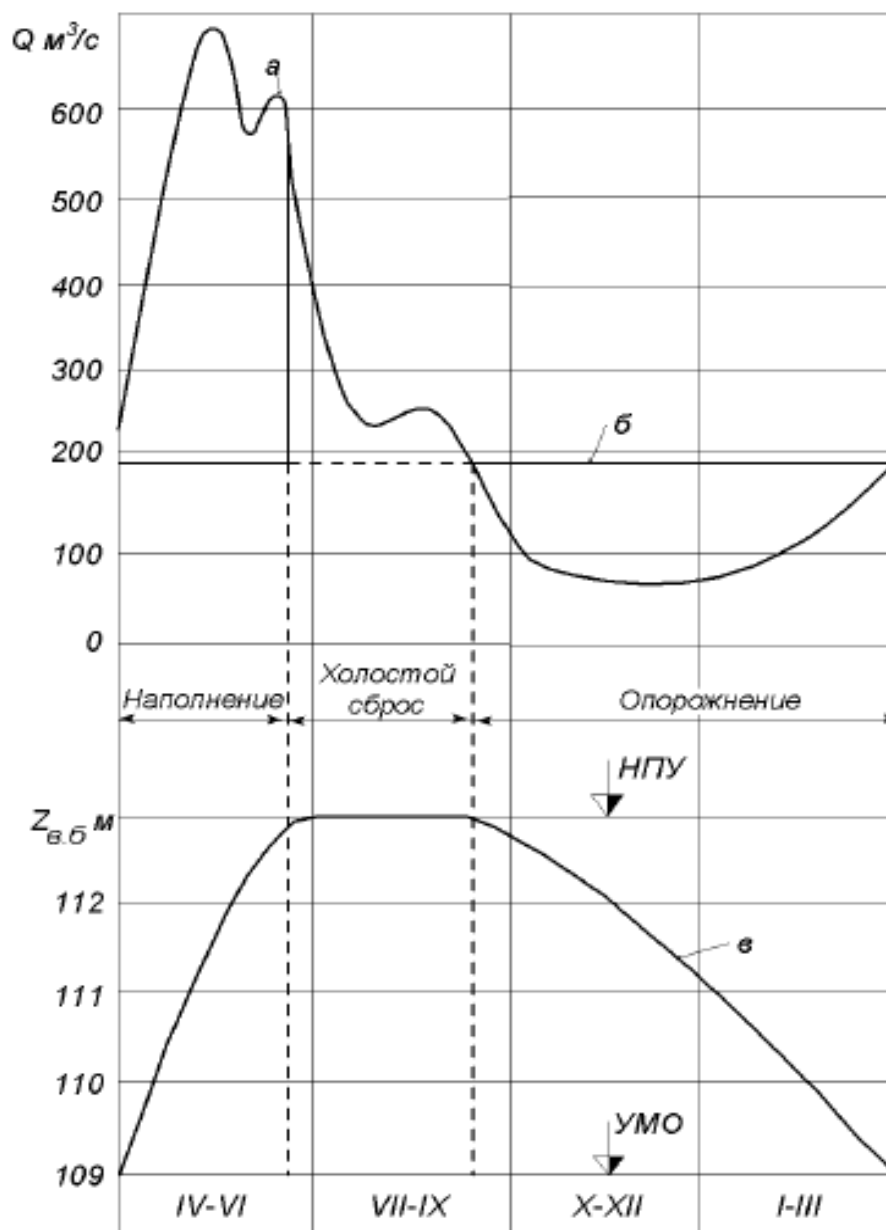


Рисунок 2.3 – Схема сезонного регулирования стока:

а – естественный сток, *б* – зарегулированный сток, *в* – уровни ВВ водохранилища

Недельное регулирование осуществляется в основном в интересах энергетики. Неравномерность графика потребления присутствует не только на суточном интервале, но и на недельном: в рабочие дни объем электропотребления увеличивается, а в выходные и праздничные существенно снижается. При достаточном объеме регулирования водохранилища разгрузка ГЭС в выходные дни позволяет аккумулировать гидроресурсы и использовать в рабочие дни. Недельное регулирование ГЭС позволяет снизить перепуски теплового оборудования. Схема недельного регулирования водохранилища приведена на Рисунке 2.4.

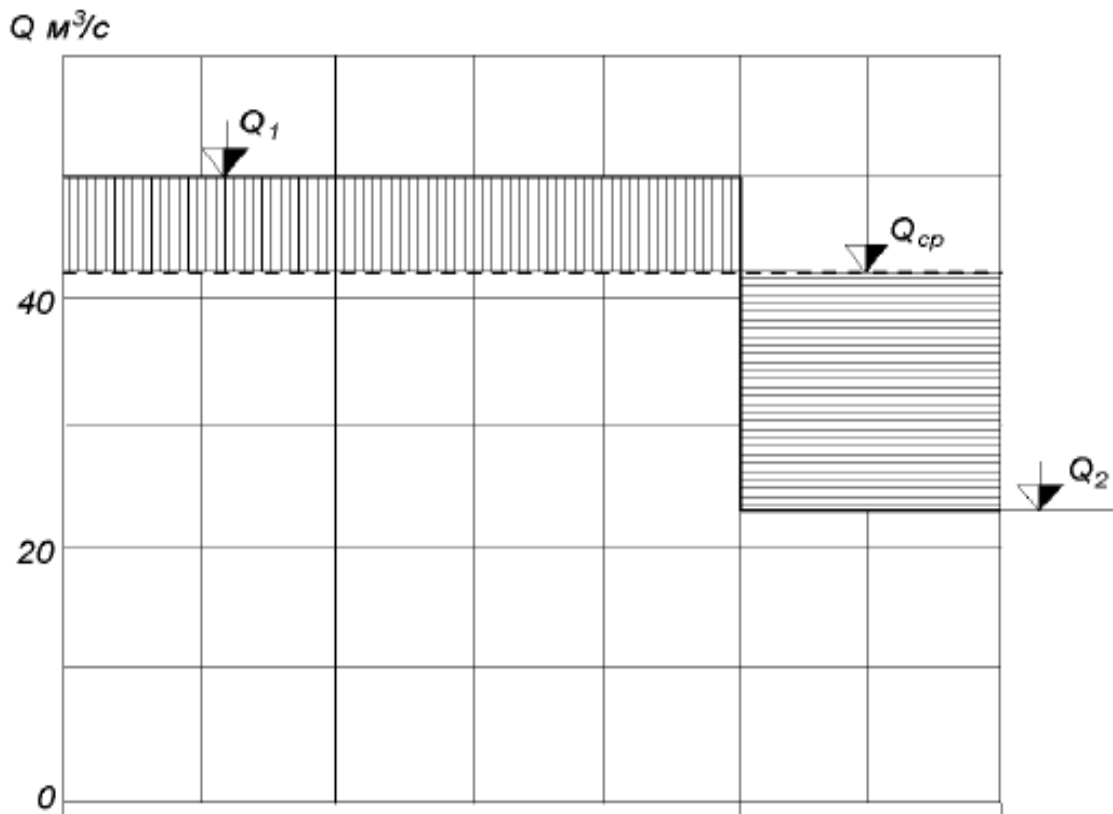


Рисунок 2.4 – Схема недельного регулирования стока

Суточное регулирование, также, как и недельное, осуществляется в целях энергетики для покрытия пиковой части суточного графика нагрузки и разгрузки в ночные часы провала потребления, обеспечивая перераспределение расходов воды в течение суток. Обычно объем воды в водохранилище, необходимый для суточного регулирования, составляет $0,3 \div 0,6$ объема суточного стока через ГЭС (Рисунок 2.5).

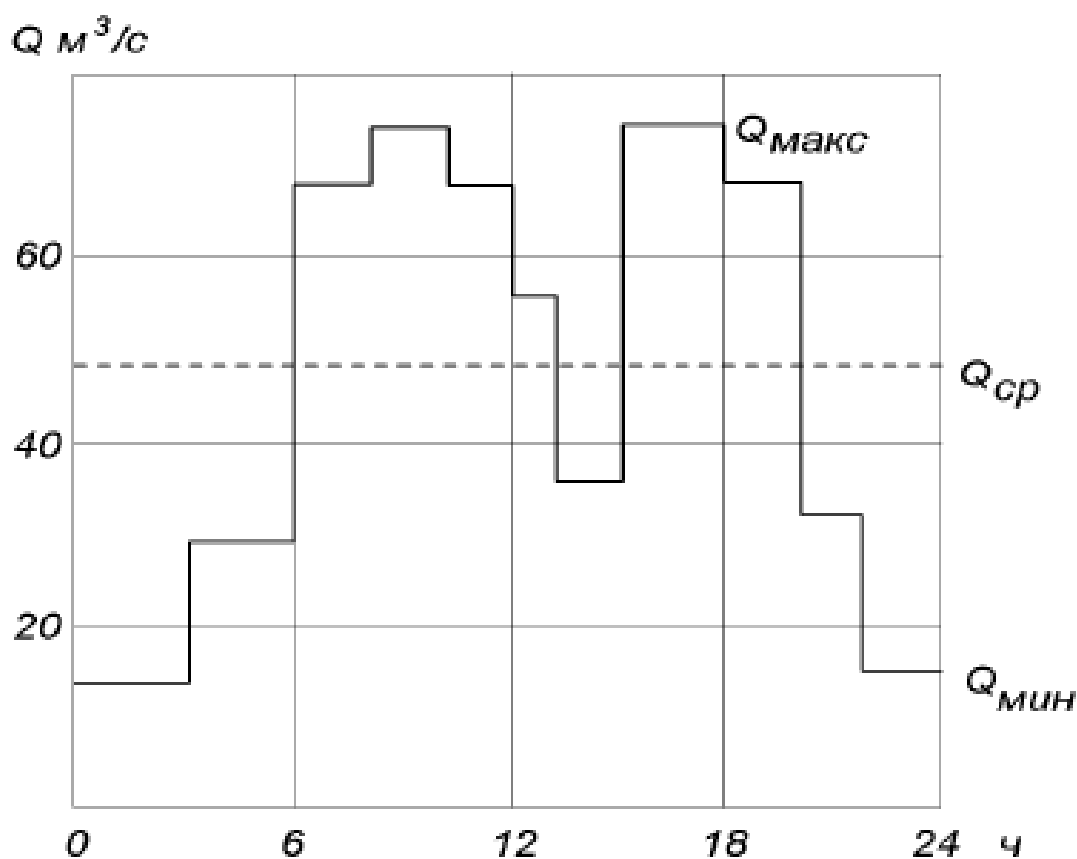


Рисунок 2.5 – Схема суточного регулирования стока

Наиболее эффективным для энергетического использования является многолетнее регулирование стока [94]. При таком типе регулирования бытовой сток перераспределяется между многоводными и маловодными годами. В многоводные он накапливается, в маловодные – расходуется. В период нескольких маловодных лет подряд используются запасы, накопленные в многоводный период, и станция продолжает работать со среднемноголетними расходами. Многолетнее регулирование позволяет повысить сток маловодных лет, однако является дорогим видом регулирования: дороговизна гидротехнических сооружений, значительная площадь затопляемой земли. Такие станции могут сооружаться только в тех географических зонах, в которых значительное затопление возможно и экономически оправдано. Эффект достигается за счет существенного повышения выработки электроэнергии, мощности и увеличения обеспеченности расчетных энергетических параметров. При многолетнем

регулировании возможности водохранилища позволяют осуществлять годовое, недельное и суточное регулирование. Объем водохранилища включает все составляющие и имеет вид:

$$V = V_{\text{мн}} + V_{\text{год}} + V_{\text{нед}} + V_{\text{сут}} \quad (2.1)$$

Выработка электроэнергии включает составляющие:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{быт}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{мн}} \quad (2.2)$$

Мощность:

$$N = N_{\text{быт}} + \Delta N_{\text{мн}} + \Delta N_{\text{год}} + \Delta N_{\text{нед}} + \Delta N_{\text{сут}} \quad (2.3)$$

Полная сработка многолетнего запаса может осуществляться в течение нескольких лет, иногда этот период составляет 10 лет и более.

Резко возрастают возможности регулирования стока рек в условиях каскада ГЭС. При размещении ГЭС с регулирующими водохранилищами выше в каскаде они оказывают влияние на все нижерасположенные ступени, обеспечивая их зарегулированным стоком и повышая гарантированную отдачу.

Баланс расходов на ГЭС

Баланс расходов отражает использование стока на ГЭС и распределение его между участниками водно-хозяйственного комплекса гидроузлов. Баланс расходов составляется по ГЭС, а также верхнему и нижнему бьефам.

В общем виде, баланс расходов по станции – это равенство расходов верхнего и нижнего бьефов:

$$Q_{\text{вб}}(t) = Q_{\text{нб}}(t) \quad (2.4)$$

Часто составляющие расхода на испарение, фильтрацию, ледообразование, изъятие участниками водохозяйственного комплекса учитываются в виде поправок к бытовой приточности, и тогда уравнение баланса принимает вид:

$$Q_{\text{нб}}(t) = Q_{\text{ГЭС}}(t) + Q_{\text{х.сб.}}(t) \quad (2.5)$$

Баланс расходов для каскада ГЭС

При составлении баланса расхода для каскада ГЭС необходимо учитывать ряд особенностей:

- изменение бытовой приточности от верхней ГЭС каскада до нижней за счет боковой приточности в зоне водохранилища каждой ГЭС;
- динамическую емкость водохранилища, которая может и срабатываться, и заполняться. Динамическая емкость – это объем между $Z_{ВБ} = const$ и кривой выклинивания этого уровня в пределах h (динамического напора);
- время добегания расхода воды от вышележащей станции к нижележащей.

Для каскада из n станций уравнения баланса представляются системой уравнений:

$$\left. \begin{aligned} Q_{НБ1}(t) &= Q_{пр1}(t) \pm Q_{в1}(t), \\ Q_{НБ2}(t) &= Q_{НБ1}(t - \tau) \pm Q_{в2}(t) + Q_{б.пр2}(t), \\ &\dots \\ Q_{НБn}(t) &= Q_{НБn-1}(t - \tau_{n-1}) \pm Q_{вn}(t) + Q_{б.прn}(t). \end{aligned} \right\} (2.6)$$

Такие уравнения могут составляться с учетом ХВС и заборов воды.

Особенности режима работы ГЭС в период половодья

Исходя из типа питания сибирских рек, максимальные стоки воды приходятся на весенне-летний период времени. Также реки Енисей и Ангара являются судоходными, что требует поддержание навигационных уровней, как в верхнем, так и в нижнем бьефах в период с мая по октябрь. Расходы гидроузлов в этот период значительно увеличиваются относительно зимнего режима. Но именно в этот период потребность энергосистемы в мощности значительно снижается: сезонный спад электропотребления, необходимость проведения ремонтной кампании объектов электросетевого хозяйства и генерирующего оборудования.

Проведение ремонтов сетевого оборудования накладывает ограничения на максимально-допустимые перетоки в контролируемых сечениях, снижая надежность функционирования энергосистемы, часть мощности и резервов на ГЭС оказываются «запертыми» за сечениями. Также, в связи с избытком «дешевой» мощности ГЭС в летний период зачастую на балансирующем рынке складываются нулевые цены. На режимы работы гидроузлов накладываются не только требования по поддержанию судоходных уровней или расходов, но и многие другие ограничения участников водохозяйственного комплекса. Среди них: требование по уровням верхнего и нижнего бьефов со стороны рыбного хозяйства, ограничения по минимальному (санитарному) попуску, допустимая амплитуда колебания нижнего бьефа и пр.

Назначение режимов работы гидроэлектростанций осуществляется в соответствии с диспетчерскими графиками, разработанными в ПИВР водохранилищ, и являющимися обязательными для исполнения для всех участников водохозяйственного комплекса.

В предполоводный период обязательна подготовка водохранилищ к приему стока – сработка до УМО (УПС). В рамках планирования режимов в данный период необходимо руководствоваться указанными ранее регламентирующими документами, используя принцип рационального использования гидроресурсов. Планирование режимов следует осуществлять с максимально возможным срезом пика половодья и аккумуляцией стока для перераспределения внутри интервала регулирования. Расчет режимов осуществляется на основании предоставляемого Гидрометцентром прогноза притока (декадного, месячного, квартального). В общем виде к особенностям режимов работы в период половодья (паводков) можно отнести:

- Увеличение расходов НБ относительно зимних (обеспечение навигационных расходов и/или уровней, пропуск паводков малой обеспеченности и пр.);

- Снижение уровней ВБ (предполоводная сработка) и, как следствие, снижение напора и увеличение удельного расхода ГЭС;
- Вероятностный характер прогноза притока и, как следствие, корректировки установленных расходных режимов БВУ, а также графиков сработки и наполнения водохранилищ;
- Повышенная энергоотдача станции (в т.ч. в ночные часы) в период сезонного спада потребления в связи с увеличением расхода ГЭС для целей навигации и пропуска половодья;
- Ограничение режимов работы станции в период проведения ремонтных кампаний электросетевого оборудования основной системообразующей сети, приводящее к снижению максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, влияющих на возможность выдачи мощности ГЭС;
- Снижение (либо полное отсутствие) резерва мощности и регулировочного диапазона на электростанциях.

Особенности планирования режима работы ГЭС в зимний период

Планирование режимов работы гидростанций в зимний период (с ноября по апрель) является менее сложной задачей. В период зимней межени объемы стока незначительны как по величине, так и по диапазону изменчивости. В межнавигационный (зимний) период на режимы работы ГЭС существенное влияние оказывает ледовая обстановка в НБ. В периоды установления ледостава и начала ледохода не разрешаются резкие колебания уровней НБ с целью исключения разрушения ледяного покрова, а также предотвращение появления зажорных и заторных явлений.

Ограничения режимов ГЭС в данный период назначаются в зависимости от складывающихся гидрологических и метеорологических условий, таких как: место расположения кромки льда, уровни НБ (снижение/повышение уровней), температурный режим окружающей среды, температурный режим плотины (по условиям промерзания тела плотины) и др.

Основной задачей при назначении режимов для станций годичного и сезонного регулирования в зимний период является обязательная предполоводная сработка водохранилищ до УМО для высвобождения полезной ёмкости водохранилища и принятия избыточного стока в период половодья. Для станций многолетнего регулирования сработка водохранилища осуществляется до уровня принудительной предполоводной сработки, который для такого типа регулирования водохранилища выше уровня УМО. Как было описано ранее, при осуществлении многолетнего регулирования не обязательны ежегодные режимы сработки и наполнения до уровня мертвого объема и нормального подпорного уровня соответственно. Задачей многолетнего регулирования как раз и является перераспределение годового стока между циклами многоводного и маловодного периодов.

Характерными особенностями зимнего режима являются:

- Ограничение максимальных расходов в НБ;
- Максимально длительно возможная работа станции при уровнях ВБ, близких к НПУ, для увеличения энергоотдачи ГЭС в период максимальных нагрузок электропотребления;
- По возможности плавная сработка водохранилища для не разрушения ледяного покрова в НБ.

Ограничения на режимы работы ГЭС.

Основные виды ограничений при планировании режимов работы ГЭС:

- Минимальные попуски (коммунальное хозяйство; навигация; санитарные требования)
- Уровни ВБ и НБ
- Амплитуды колебаний ВБ и НБ
- Интенсивности сработки / наполнения
- Зимние ограничения (максимальные и минимальные расходы; уровни; амплитуды)
- Ограничения по выдаче мощности

Минимальная нагрузка станции (по требованию потребителей; при проведении ремонтов электросетевого хозяйства и пр.).

2.2 Участие ГЭС в энергетических балансах Объединенной энергетической системы

Участие станций в балансе определяется их техническими, режимными и экономическими возможностями [95]. При составлении балансов задаются функции станций, их параметры, характеристики и ограничения.

Функции гидроэлектростанций в системе различны и зависят они от технических возможностей станций. Основными из них являются:

1. Выдача рабочей мощности и энергии в требуемом по балансу ОЭС режиме. Суточный график нагрузки содержит три зоны: пиковая, полупиковая и базовая. Значит и рабочая мощность может быть: базовой, то есть неизменной в течение определённого интервала времени (например, за сутки); полупиковой с изменением рабочей мощности до 20%; пиковой – изменение мощности зависит от переменного режима нагрузки потребителей.

2. Обеспечение резерва активной мощности. Эта функция необходима для надежного электроснабжения потребителей. Резерв может располагаться как на включенном, но недогруженном генерирующем оборудовании, так и на отключенном от сети.

3. Выдача реактивной мощности.

4. Обеспечение резерва реактивной мощности. Регулирование реактивной мощности осуществляется как за счет гидроагрегатов в генераторном режиме, так и за счет их перевода в режим синхронного компенсатора при наличии конструктивной и технической возможностей.

5. Поддержание качества электроэнергии по частоте.

6. Регулирование напряжения на шинах станции.

Участие ГЭС в балансах определяется следующими факторами и параметрами:

- Функции в ОЭС.
- Располагаемая мощность.
- Нагрузочный диапазон.
- Ограничение по энергоресурсам.
- Регулирующая способность.
- Маневренность.
- Экономичность.
- Надежность.
- Системы управления.

Ограничения по ресурсам, или «интегральные ограничения» задаются для определенного периода времени, чаще всего – суток, при наличии ограниченности ресурсов. Такое ограничение имеет место не только в периоды паводка.

При составлении баланса мощности ОЭС используются различные принципы в зависимости от структуры энергосистемы, размеров и различных особенностей. Общие положения приведены ниже.

1. Определение располагаемой мощности энергосистемы. Она состоит из располагаемых мощностей станций, которые в свою очередь зависят от ремонтных ограничений, запасов гидроресурсов, напора ГЭС и пр. По величине располагаемой мощности проверяется возможность покрытия максимума нагрузки. Исходя из возможностей покрытия ЭЭС может быть самобалансирующейся, избыточной или дефицитной.

2. Определяются функции электрических станций в системе. В базовой части располагаются вынужденные рабочие мощности, такие как: график теплосети на ТЭС, отборы пара и горячего водоснабжения на ТЭС, минимальные требования водохозяйственного комплекса на ГЭС, по надежности, по условиям чувствительности и селективности работы устройств РЗ и др. Определяется порядок размещения резервов.

3. Составляется предварительный баланс мощности для максимальной нагрузки, который в последствии корректируется и уточняется. Определяются максимальные рабочие и резервные мощности.

4. Составляется баланс мощностей для всего суточного графика нагрузки. На этом этапе учитываются все ограничения, а также в определенной степени учитываются требования экономичности. Учитывается себестоимость электроэнергии, и в первую очередь загружаются станции с наименьшей себестоимостью, как например ГЭС.

5. Оптимизация по критерию минимума затрат по ЭЭС или по другим критериям.

6. Составляются плановые графики мощностей электростанций, что и является основой для управления.

7. Определяется баланс выработки электрической энергии.

8. Плановый баланс постоянно корректируется в связи с уточнением прогноза потребления, состава генерирующего оборудования и элементов сети.

Если рассматриваются перспективные задачи сроком на несколько лет, то прогнозирование суточных графиков нагрузки становится трудоемкой задачей с высокой долей погрешности. Так возникает самостоятельная задача баланса электроэнергии, которая имеет меньшую погрешность и не учитывает суточный график нагрузок.

Принципиальное значение при составлении балансов электроэнергии имеет распределение выработки между ТЭС и ГЭС. Для ГЭС, имеющих регулирующее водохранилище, естественных приток воды перераспределяется за цикл регулирования в соответствии с требованиями как энергетических, так и неэнергетических водопользователей. При этом жесткой связи между располагаемой мощностью и выработкой на ГЭС нет. При наличии большой располагаемой мощности может возникнуть дефицит электроэнергии или, наоборот, возникает недостаток располагаемой мощности для использования всей возможной электроэнергии. При этом

баланс мощности на конкретные сутки окажет влияние на дальнейшую выработку. Балансы электрической энергии смешанной ЭЭС необходимо составлять как на период наполнения водохранилищ ГЭС, так и на период сработки.

2.3 Водно-энергетические расчеты

Гидрологическим годом для проведения водно-энергетических расчетов принято считать период с мая по апрель следующего года включительно. Реки, расположенные на территории Сибири, в основном относятся к типу рек с весенним половодьем (по классификации Б.Д. Зайкова). Два крупнейших каскада Сибирских ГЭС расположены на реке Енисей и на его самом многоводном правом притоке – реке Ангара. При проведении расчетов необходимо соблюдение водного баланса [96].

Питание реки Енисей снеговое (около 50%) и дождевое (36–38%) при менее значительном грунтовом. По водному режиму в верхнем течении Енисей принадлежит к алтайскому типу, с растянутым до осени половодьем, вследствие таяния снегов на различных высотах в горах, а ниже по течению – к Восточно-Сибирскому с высоким весенним половодьем, летне-осенней меженью и паводочным периодом. Зимняя межень (ноябрь–апрель) характеризуется низким стоком. На Нижнем Енисее половодье начинается в мае и оканчивается в конце июля. На долю стока талых вод приходится в это время 83%. Максимальные расходы воды отмечаются в конце мая – середине июня. Сток реки регулируют Саяно-Шушенский гидроузел (годовое регулирование) и Красноярский гидроузел (многолетнее регулирование).

В питании Ангары основная роль принадлежит талым и дождевым водам. Сток реки регулируют четыре крупных гидроузла – Иркутский (многолетнее регулирование), Братский (многолетнее регулирование), Усть-Илимский (сезонное регулирование) и Богучанский (сезонное регулирование). Черты водного режима Ангары определены влиянием водохранилищ. Оно обуславливает выравненность расходов и уровней воды во времени. К устью

это влияние становится менее заметным вследствие впадения притоков, имеющих естественный режим стока воды. За осень проходит в среднем 33%, весной – 24, летом и зимой – 21 и 22% годового стока. При планировании режима работы водохранилища на долгосрочную перспективу выполняется выбор реки-аналога [97].

2.4 Неопределенность исходной информации при составлении балансов, гидрологические прогнозы

Эффективность использования гидроресурсов при регулировании речного стока во многом зависит от знания его особенностей и характеристик, поэтому гидрология является частью гидроэнергетики. Она помогает правильно определять характеристики стоки и водно-энергетические параметры режима работы ГЭС. Большое значение при выполнении гидрологических расчетов [98-100] и планировании режимов работы ГЭС имеют гидрологические прогнозы. В части оказания услуг на коммерческой основе Гидрометеоцентр предоставляет прогнозы притока на квартал, месяц, декаду, запасы воды в снежном покрове, сроки установления ледостава и начала половодья. По заблаговременности гидрологические прогнозы различаются на долгосрочные и краткосрочные.

К *долгосрочным* прогнозам относятся прогнозы с заблаговременностью 1-2 месяца к *краткосрочным* – до 10 суток. Долгосрочные прогнозы притока воды в водохранилища имеют большое значение для определения режима сработки водохранилища – при ожидаемом большом притоке воды производится предполоводная сработка водохранилищ, с целью создания свободной емкости для приема воды и избежания холостых сбросов, при ожидаемом малом притоке принимаются меры по уменьшению сработки. Краткосрочные прогнозы уровней воды в период навигации регулярно составляются и используются при определении судоходных уровней на лимитирующих участках рек. Также краткосрочные прогнозы необходимы при назначении режимов работы в период пропуска половодья и паводков.

Прогнозы притока воды к гидроэлектростанциям способствуют рациональному перераспределению гидроресурсов, дополнительной выработке электроэнергии и рациональному планированию её выработки.

Сложность задачи управления режимами ГЭС заключается в изменчивости речного стока. Целью её решения является рациональное использование гидроресурсов. На величину стока и гидрограф повлиять нельзя, это природный непредсказуемый процесс. Также известно, что гидрографы на реках никогда не повторяются.

Схема использования водно-энергетических ресурсов зависит от требований энергетической системы и технических решений на ГЭС. Эффективность их использования может изменяться на 10-15%.

Режим оборудования и технологический процесс могут изменить эффективность использования водно-энергетических ресурсов, подведенных к ГЭС, на 3-5%.

Водохранилища ГЭС, как правило, имеют комплексное назначение, и регулирование стока подчинено удовлетворению нужд всех водопотребителей и водопользователей. ГЭС в электроэнергетической системе связаны между собой режимом электроснабжения потребителей и техническими связями по ЛЭП. Каскады ГЭС могут иметь как гидравлическую связь по водотоку, так и энергетическую по напору (разомкнутые и сомкнутые каскады). Все эти условия должны учитываться при разработке правил управления режимами работы ГЭС.

Управление режимами ГЭС при этом осуществляется в условиях неполноты и недостаточной достоверности исходной информации. Элементы случайности присутствуют при формировании естественного режима стока, графика нагрузки системы, в значениях располагаемых мощностей, в составе работающего оборудования электростанций и энергоресурсов. Таким образом, задачи об управлении режимами ГЭС должны быть отнесены к стохастической области, что приводит к неоднозначности получаемых

решений. Наиболее сильно неопределенность влияет на решения об управлении режимами, когда исходная информация вообще отсутствует или представлена в виде функции распределения.

Прогнозирование исходной информации на краткосрочный период (до месяца) в настоящее время имеет вполне достоверный характер. При этом не исключается, что отдельные факторы отклоняются от прогнозируемых под влиянием случайных обстоятельств, например, графики нагрузки. В случае возникновения таких отклонений режим оперативно корректируется.

При расчете режима регулирования на долгосрочную перспективу гидрологическая информация является в принципе вероятностной. Следовательно, применяемые методы расчета также должны быть вероятностными. В этом заключается основное отличие в принципиальной постановке оптимизации краткосрочного и длительного режимов.

Следует учитывать, что краткосрочные и долгосрочные режимы неразрывно связаны друг с другом. Именно долгосрочные режимы дают информацию для краткосрочных. Различие в формах представления исходной информации приводит к разным моделям расчета оптимальных режимов и разным способам управления.

2.5 Установление режимов работы ГЭС

Водное законодательство и изданные в соответствии с ним нормативные правовые акты, в частности Правила использования водных ресурсов, определяют основные задачи использования водных ресурсов водохранилищ, которыми являются удовлетворение нужд водопотребителей и водопользователей в водных ресурсах и обеспечение безопасного функционирования основных гидротехнических сооружений водохранилища. В случае достаточной полезной емкости водохранилищ – и регулирование речного стока путем управления режимами наполнения и сработки водохранилищ с обеспечением нормативной безопасности населения и хозяйственных объектов в верхних и нижних бьефах ГУ водохранилищ.

ПИБР регламентируют режимы работы гидроузлов водохранилищ и использования их водных ресурсов в условиях нормальной эксплуатации. Переход на режимы, не предусмотренные ПИБР, допускается только при возникновении непредвиденных обстоятельств, угрожающих безопасности основных водоподпорных сооружений гидроузлов водохранилищ и требующих принятия экстренных мер.

Указания по назначению режимов работы ГЭС устанавливаются Бассейновыми водными управлениями (БВУ) Федерального агентства водных ресурсов по результатам заседаний межведомственной рабочей группы (МРГ), либо по обращению заинтересованных участников водохозяйственного комплекса с предоставлением обоснований для изменения режима работы.

Заблаговременно, до проведения заседания МРГ, участники водохозяйственного комплекса направляют в адрес БВУ обоснованные предложения по установлению режимов работы ГЭС на предстоящий период, не противоречащие ПИБР и иным нормативно-правовым актам в сфере водного законодательства. В процессе проведения совещания рабочей группы по получению информации от субъектов электроэнергетики о состоянии гидротехнических сооружений, а также с учетом информации о прогнозе приточности от представителя гидрометеорологической службы, формируется решение о предложениях МРГ об установлении режимов работы путем проведения голосования, определяется период установления режимов и дата проведения следующего заседания. Периодичность проведения заседаний МРГ назначается фактической гидрологической обстановкой. Указания БВУ подлежат корректировкам в зависимости от складывающейся гидрологической обстановки.

Режимы работы Ангаро-Енисейского каскада ГЭС устанавливаются Енисейским бассейновым водным управлением (Енисейское БВУ). Режим работы Новосибирской ГЭС устанавливается Верхне-Обским бассейновым водным управлением (Верхне-Обским БВУ).

При отклонении режима работы ГЭС, от установленного БВУ, по команде диспетчера Системного оператора или вследствие действия противоаварийной автоматики, диспетчер Системного оператора незамедлительно уведомляет БВУ об указанных изменениях.

2.6 Особенности планирования режима работы Объединенной энергетической системы Сибири

Расположение значительной доли гидравлической генерирующей мощности в Восточной части ОЭС в период минимальных электрических нагрузок и необходимости увеличения энергоотдачи в навигационный период для поддержания судоходных уровней на Ангаре приводит к планированию и управлению режимом ОЭС Сибири в условиях загрузки электрической сети до значений перетоков активной мощности, близкой к максимально допустимым значениям по ряду контролируемым сечениям. Общая информация о водохранилищах ОЭС Сибири приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Общая информация о водохранилищах ГЭС ОЭС Сибири

Параметры	Нуст	НПУ	УМО	Vполн	Vполез	Регулирование
Гидростанция	МВт	м	м	км ³	км ³	вид
Иркутская	662,4	457	455,54	63	46	многолетнее
Братская	4500	402	392	169,3	48,2	многолетнее
Усть-Илимская	3840	296	294,5	58,9	2,74	сезонное
Богучанская	2997	208	207	58,2	2,3	сезонное
Саяно- Шушенская	6400	539	500	30,73	14,71	годовое
Майнская	321	324	319	0,095	0,074	суточное (частично недельное)
Красноярская	6000	243	225	73,3	30,4	многолетнее
Новосибирская	470	113,5	108,5	8,8	4,4	сезонное
Мамаканская	86	280	268	197,3 млн. м ³	105,2 млн. м ³	не глубокое сезонное

Рассмотрим особенности планирования режимов работы ГЭС в рамках планирования электроэнергетического режима ОЭС Сибири. Гидроагрегаты имеют высокую маневренность и коэффициент полезного действия (КПД).

Гидроэлектростанции ОЭС Сибири подключаются к централизованной системе автоматического вторичного регулирования перетоков активной мощности [101]. Гидрогенераторы участвуют в противоаварийном управлении (автоматическая загрузка генераторов, отключение генераторов и др.), что повышает надежность функционирования энергосистемы.

Гидроэлектростанции, входящие в состав операционной зоны ОДУ Сибири:

Ангарский каскад:

- Иркутская ГЭС;
- Братская ГЭС;
- Усть-Илимская ГЭС;
- Богучанская ГЭС;

Енисейский каскад

- Саяно-Шушенский ГЭС;
- Красноярская ГЭС;

Новосибирская ГЭС;

Мамаканская ГЭС.

Схемы Ангарского и Енисейского каскадов водохранилищ приведены на Рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.



Рисунок 2.6 – Схема каскада водохранилищ на р. Ангара



Рисунок 2.7 – Схема каскада водохранилищ на р. Енисей

Классы напряжения ЛЭП (Рисунок 2.8), по которым осуществляется выдача мощности ГЭС ОЭС Сибири: 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ.

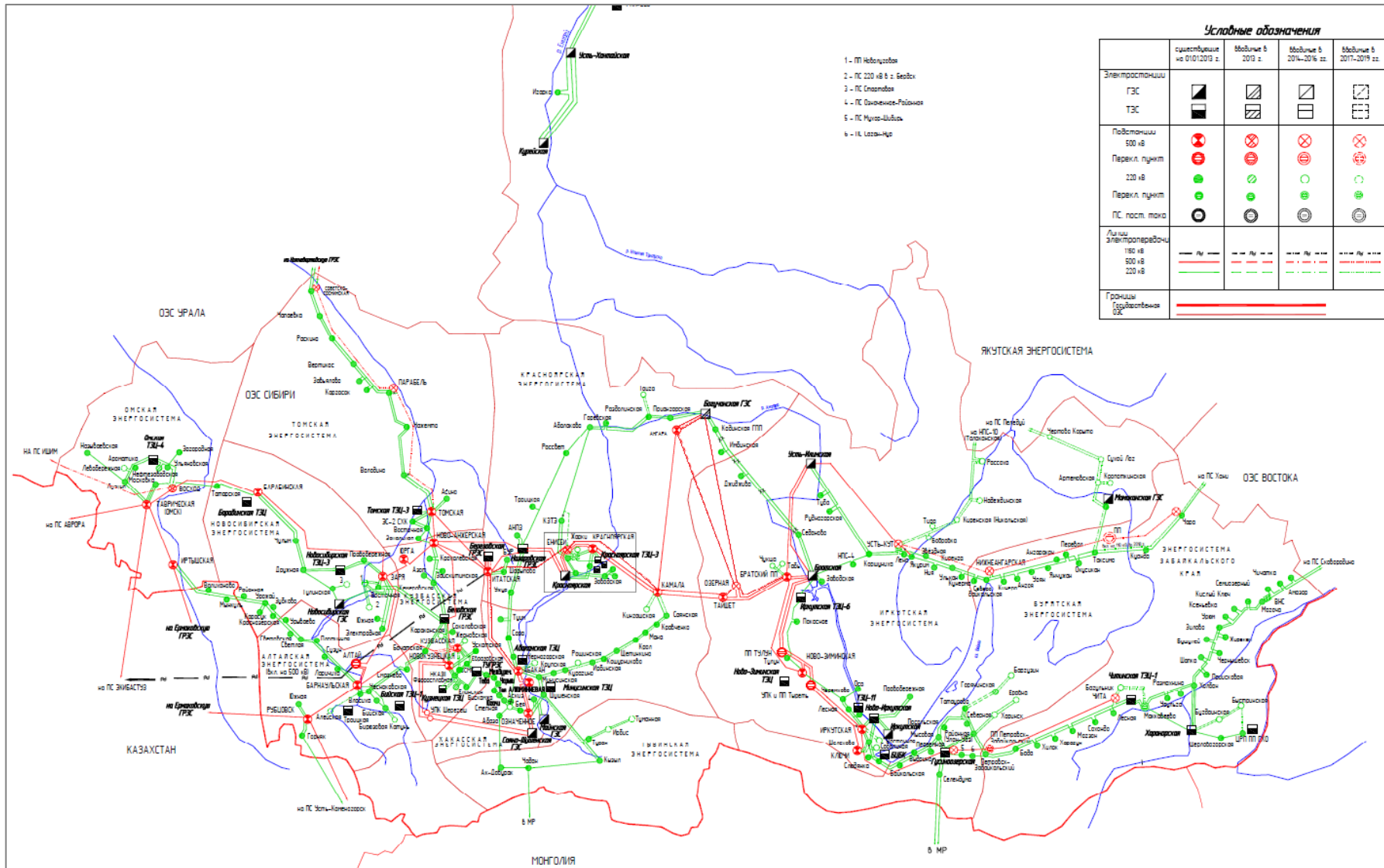


Рисунок 2.8 – Схема ОЭС Сибири

На Рисунках 2.9 и 2.10 представлены наглядные диаграммы структуры баланса мощности в зимний и летний рабочие дни соответственно.

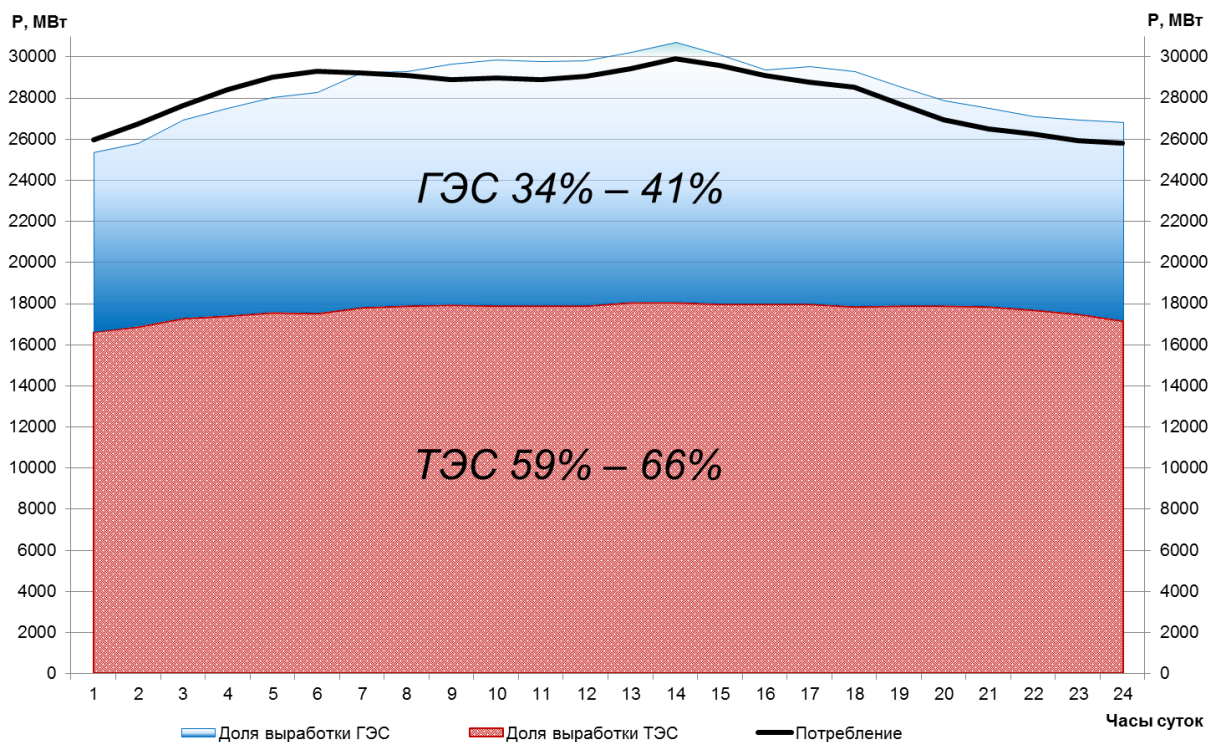


Рисунок 2.9 – Доля выработки ГЭС и ТЭС в структуре баланса мощности в зимние сутки

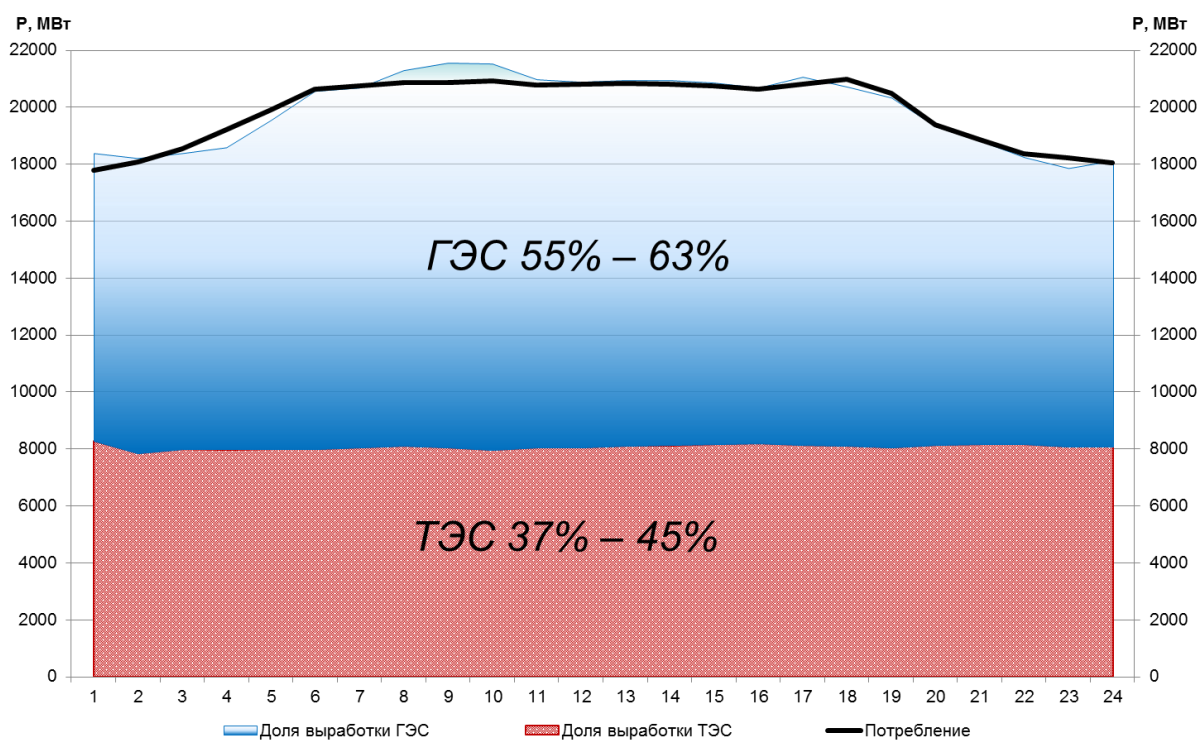


Рисунок 2.10 – Доля выработки ГЭС и ТЭС в структуре баланса мощности в летние сутки

В зимний период доля ГЭС в суточном балансе мощности составила порядка 34-41%, в летний период 55-63%. Значительная доля выработки ГЭС в летний период обусловлена избытком гидроресурсов вследствие пропуска половодья и паводков, а также необходимостью обеспечения требований по поддержанию судоходных уровней и расходов.

При рассмотрении покрытия графика нагрузки генерирующими мощностями (Рисунок 2.11) тепловых и гидравлических станций их можно разделить на две части: базовая и регулирующая.

К базовой мощности относится тот объем генерации, ниже которого станция не может разгрузиться в каждый час суток. Для тепловых станций это может быть номинальная минимальная мощность турбины, минимальная нагрузка по условию живучести станции, график тепловой нагрузки для целей горячего водоснабжения и отопления населения, теплофикационные отборы для промышленных предприятий и пр. Для гидравлических станций к базовой части нагрузки относятся базовые санитарные или коммунальные расходы, ниже которых внутри суток в нормальном режиме работы станция разгружаться не должна.

Оставшаяся часть диапазона рабочей мощности на станции может быть использована для покрытия графика электропотребления. При этом для ГЭС обязательным является выполнение требований органа исполнительной власти (Федерального агентства водных ресурсов) в части установленного диапазона среднесуточного и/или среднего за определенный период расхода.

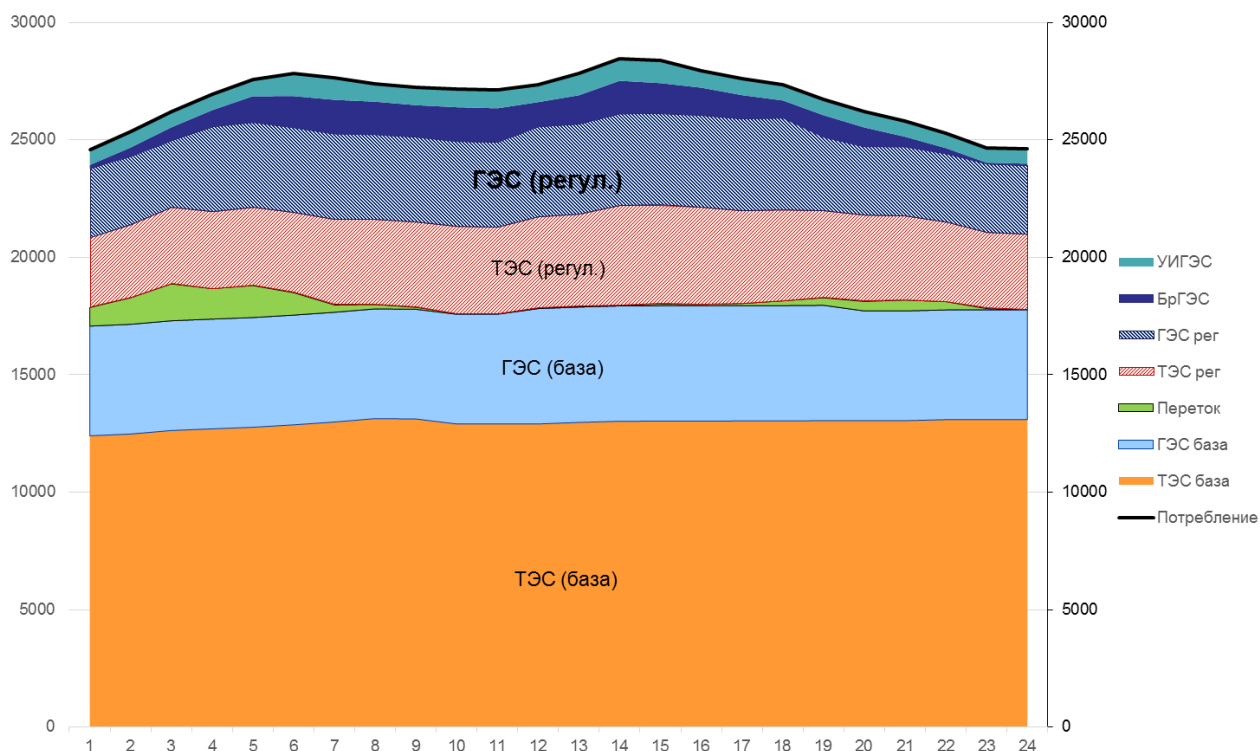


Рисунок 2.11 – Обобщенная структура баланса мощности на этапе суточного планирования

Планирование режимов работы гидроэлектростанций на различных этапах формирования диспетчерского графика осуществляется Системным оператором при взаимодействии с Субъектом рынка. При этом для всех станций операционной зоны ОДУ Сибири задается почасовой график генерации с учетом требований и располагаемой мощности ГЭС, кроме двух ГЭС, замыкающих баланс мощности: Братской и Усть-Илимской ГЭС. Планирование суточного режима работы этих двух станций Ангарского каскада заключается в определении необходимой суточной выработки электроэнергии, часть из которой будет являться «базовой», а часть – «регулирующей» и доступной для оптимизации в ПО Vars. Использование регулирующего диапазона Братской и Усть-Илимской ГЭС позволяет максимально приближено описать конфигурацию графика потребления, особенно в пиковые часы нагрузки, сгладить график генерации тепловых станций, снизить перепуски теплового оборудования, тем самым обеспечивая их надежную и экономичную работу.

2.7 Особенности планирования и управления режимами работы ГЭС Объединенной энергетической системы Сибири

Гидростанции ОЭС Сибири выполняют в энергосистеме ряд функций, в том числе: генерация активной и реактивной мощности и выработка электроэнергии, участие в суточном и недельном регулировании графиков нагрузки энергосистемы, оперативное вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, аварийного резерва ОЭС Сибири по мощности и энергии, участие в противоаварийном управлении режимами работы энергосистемы, регулирование уровней напряжения в контрольных пунктах. Однако, их географическое расположение вблизи крупных населенных пунктов оказывает существенное влияние на их режимы работы. Водохозяйственные ограничения назначаются в части: базовых, минимальных и максимальных летних и зимних расходов; расходов, обеспечивающих судоходные уровни; поддержания уровней воды в водохранилищах в заданных диапазонах; допустимых амплитуд колебаний нижнего и верхнего бьефов; интенсивности сработки и наполнения водохранилищ и др.

По электрической части ограничения накладываются на минимально включенную мощность (нагрузка алюминиевых заводов, проведение ремонтов электросетевого оборудования и т.д.), ограничение минимальной и максимальной мощности гидроагрегата в связи с участием в противоаварийном управлении и оказанием системных услуг.

В связи с этим планирование режимов работы ГЭС ОЭС Сибири является трудоёмкой задачей.

Рассмотрим подробнее ограничения, накладываемые на гидростанции ОЭС Сибири.

Иркутская ГЭС: Минимальный расход: летний – 1400 м³/с;
зимний – 1300 м³/с;

Базовый расход: летний – 1300 – 1400 м³/с;

зимний – 1250 – 1300 м³/с;

Навигационный расход – 1500 м³/с;

Амплитуда колебаний в нерестовый период при суточном и недельном регулировании не более 20 – 30 см в сутки.

Братская ГЭС: Минимальный расход – 1000 м³/с;

Базовый расход – 1000 м³/с;

Минимальный навигационный уровень – 395,5 м;

Амплитуда колебаний в нерестовый период при суточном и недельном регулировании не более 20 – 30 см в сутки.

Усть-Илимская ГЭС: Минимальный расход – 2000 м³/с;

Базовый расход – 1000 м³/с (не более 6 часов);

Минимальный навигационный уровень – 295,5 м;

Амплитуда колебаний в нерестовый период при суточном и недельном регулировании не более 20 – 30 см в сутки.

Богучанская ГЭС: Минимальный расход – 2000 м³/с;

Базовый расход – 1500 м³/с (не более 6 часов);

Навигационный расход – 3050 м³/с;

Минимальный навигационный уровень 207,5 м.

Саяно-Шушенский ГЭС: Минимальный расход – 700 м³/с;

Базовый расход – 700 м³/с;

Максимальный расход в период ледовых ограничений – 1200 м³/с.

Красноярская ГЭС: Минимальный расход – 1900 м³/с;

Базовый расход – 1900 м³/с;

Навигационный расход – 2800 – 3100 м³/с;

Максимальный расход в период ледовых ограничений может быть ограничен величиной 2300 – 2600 м³/с;

Амплитуда колебаний уровня НБ:

в навигационный период – 1,0 м

в межнавигационный период – 1,25 м.

Новосибирская ГЭС:

Минимальный расход – 450 м³/с;

Минимальный уровень в/п г. Новосибирска в зимний период должен быть не ниже (-15) – (-20) относительно «0» водпоста;

Навигационный расход – 1400 м³/с;

Навигационный расход 75 – 95% обеспеченности – 1300 м³/с (при базовом расходе 1200 м³/с);

Интенсивность сработки водохранилища:

в зимний период – 5 см/сут;

в предпаводковый период – не более 10 см/сут.

Мамаканская ГЭС

Водные ресурсы водохранилища используются для нужд энергетики и водоснабжения поселка Мамакан. Река Мамакан впадает в р. Витим. В районе впадения река Витим судоходна. Паводки рек Витим и Мамакан накладываются и в судоходный период (июнь — октябрь месяцы) обе реки многоводны, поэтому река Мамакан и образованное на ней водохранилище не оказывают регулирующего влияния на уровни реки Витим, даже при полном прекращении подачи воды из Мамаканского водохранилища.

Наполнение Мамаканского водохранилища осуществляется естественным притоком. Предусмотрено наполнение до НПУ отм. 280,0 м в мае месяце при начале весеннего паводка на реке. При наступлении весеннего половодья наполнение водохранилища начинает производиться лишь после того, как приточные расходы превысят водопропускную способность всех четырех турбин. В зимнее время гидростанция работает на водотоке, а уровень воды в

водохранилище поддерживается на отм. 280,0 м НПУ до марта месяца, со сработкой в мае до отм. 268,0 м УМО.

Выводы по главе 2

Все водохранилища делятся по типу регулирующей возможности. Водоохранилища могут быть многолетнего, годового, сезонного, недельного и суточного регулирования. Многолетнее регулирование позволяет перераспределять избыточный сток между различными по водности годами: накапливать в многоводные и использовать на водохозяйственные нужды в маловодные. Водоохранилище годового регулирования ежегодно проходит полный цикл наполнения-сработки водохранилища. Водоохранилища сезонного регулирования после наполнения часть периода года работают на водотоке, затем выполняют сработку. Недельное и суточное регулирование, как правило, используется для нужд электроэнергетики и обеспечивает покрытие неравномерность графика электропотребления, снижая перепуски и износ оборудования тепловых электростанций.

Режимы работы гидроэлектростанций в период половодья и зимний межень существенно отличаются расходами, напорами, выработками и накладываемыми ограничениями. Несмотря на очевидные преимущества гидроэлектростанций, такие как маневренность, диапазон регулирования, экономичность, надежность и пр, со стороны участников водохозяйственного комплекса накладывается ряд ограничений, снижающих использование гидроресурсов для нужд энергетики.

Массив ограничений режимов работы ГЭС необходимо учитывать, как при долгосрочном, так и на краткосрочном периоде планирования, что, учитывая объем этих ограничений, является трудоёмкой задачей и требует автоматизации. Вероятностный характер притока воды к створу гидроузлов требует проведения серии водноэнергетических расчетов. Актуальность качественного планирования режимов ГЭС в ОЭС Сибири определяется существенной долей ГЭС в структуре установленной мощности энергосистемы.

3 АЛГОРИТМЫ РАСЧЕТА ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА РАБОТЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Планирование режимов работы ГЭС осуществляется на долгосрочный [102] и краткосрочный период. Для каждого из указанных этапов планирования используются различные показатели работы ГЭС. При планировании на долгосрочную перспективу (от месяца до нескольких лет) необходимо соблюдение проектного режима работы водохранилища, предусмотренного Правилами использования водных ресурсов, выполнения им регулирующих функций в соответствии с проектным типом регулирования водохранилища, обеспечение гарантированной энергоотдачи гидроэлектростанций в рамках формирования сводного годового графика ремонта электросетевого оборудования на каждом интервале регулирования.

На этапе краткосрочного планирования режимы работы ГЭС устанавливаются бассейновыми водными управлениями с учетом складывающейся гидрологической обстановки путём задания разрешенных диапазонов среднесуточных расходов гидроузлов, отметок наполнения и сработки водохранилищ, требований по поддержанию судоходных уровней и др. При краткосрочном планировании диспетчерского графика гидроэлектростанции учитываются ограничения максимально-допустимых перепадов в контролируемых сечениях, влияющих на загрузку ГЭС ОЭС Сибири, в зависимости от складывающихся схемно-режимных условий, а также диапазоны суточного и недельного регулирования для каждой гидроэлектростанции с учетом запорной мощности и условий по подключению к комплексу противоаварийной автоматики ОЭС Сибири.

Используемое Системным оператором до недавнего времени программное обеспечение для проведения водно-энергетических расчетов, не в полной мере отвечало требуемым условиям. В частности, отсутствовала возможность моделирования режима с использованием холостых водосбросов до момента достижения отметки водохранилища нормального подпорного уровня. Однако, действующие и вновь разрабатываемые Правила использования водных

ресурсов в соответствии с фактической гидрологической обстановкой и интенсивностью наполнения водохранилища, обязывают к пропуску половодья с использованием водосливных сооружений, не достигая отметки НПУ. При отсутствии автоматизированной возможности расчета таких режимов процессы моделирования пропуска половодья и оценка достоверности полученных результатов усложняются.

Исходя из недоработок и ограниченной функциональности используемого ПО, было принято решение о разработке технического задания на создание нового комплекса «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (ПО ВЭР), удовлетворяющего требованиям к проводимым расчетам. В основу алгоритма положен классический водно-энергетический расчет на основе существующих гидроэнергетических характеристик водохранилищ и основного генерирующего оборудования станций.

Программное обеспечение «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» предназначено для расчета водно-энергетического расчета режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада. Программа предназначена для использования специалистами ОДУ Сибири и РДУ операционной зоны ОДУ Сибири при планировании водно-энергетического режима работы ГЭС.

Ограничения на режимы работы гидроэлектростанций накладываются как со стороны участников водохозяйственного комплекса, так и по балансу энергосистемы [103]. Соблюдение массива ограничений специалистом расчета – крайне трудоёмкая задача и влечет за собой определенные погрешности расчета. При анализе выполняемых задач для краткосрочного и долгосрочного планирования было выделено четыре основных типа расчета для их реализации, а именно: оптимизация (при необходимости минимизация) расхода в нижний бьеф, контроль наполнения в период пропуска половодья (паводков) и интенсивности сработки водохранилища в соответствии с уровнем верхнего бьефа, максимум средней мощности станции и, как производная, максимум суточной выработки электроэнергии. Математически описаны четыре алгоритма

расчёта по указанным параметрам: по расходу, по отметке, по мощности, по выработке.

Система ограничений включает в себя уравнения (3.1-3.5):

- по уровням водохранилищ на начало и конец интервала расчета:

$$Zvb(i,j)min \leq Zvb(i,j) \leq Zvb(i,j)max \quad (3.1)$$

- по турбинным расходам:

$$Qt(i,j)min \leq Qt(i,j) \leq Qt(i,j)max \quad (3.2)$$

- по суммарным расходам воды в нижний бьеф:

$$Qnb(i,j)min \leq Qnb(i,j) \leq Qnb(i,j)max \quad (3.3)$$

- по средней мощности:

$$P(i,j)min \leq P(i,j) \leq P(i,j)max \quad (3.4)$$

- по отметке водохранилища на конец расчетного периода:

$$Zvbkon(j) = Zvbzad(i,j) \quad (3.5)$$

3.1 Алгоритм расчет при условии $Tip(i)=1$ (по расходу)

Алгоритм расчета приведет в пунктах 3.1.1. – 3.1.8. Задание интервала регулирования на минимальное значение ограничивается одним часом.

Алгоритм расчета «по расходу» представлен на Рисунке 3.1.

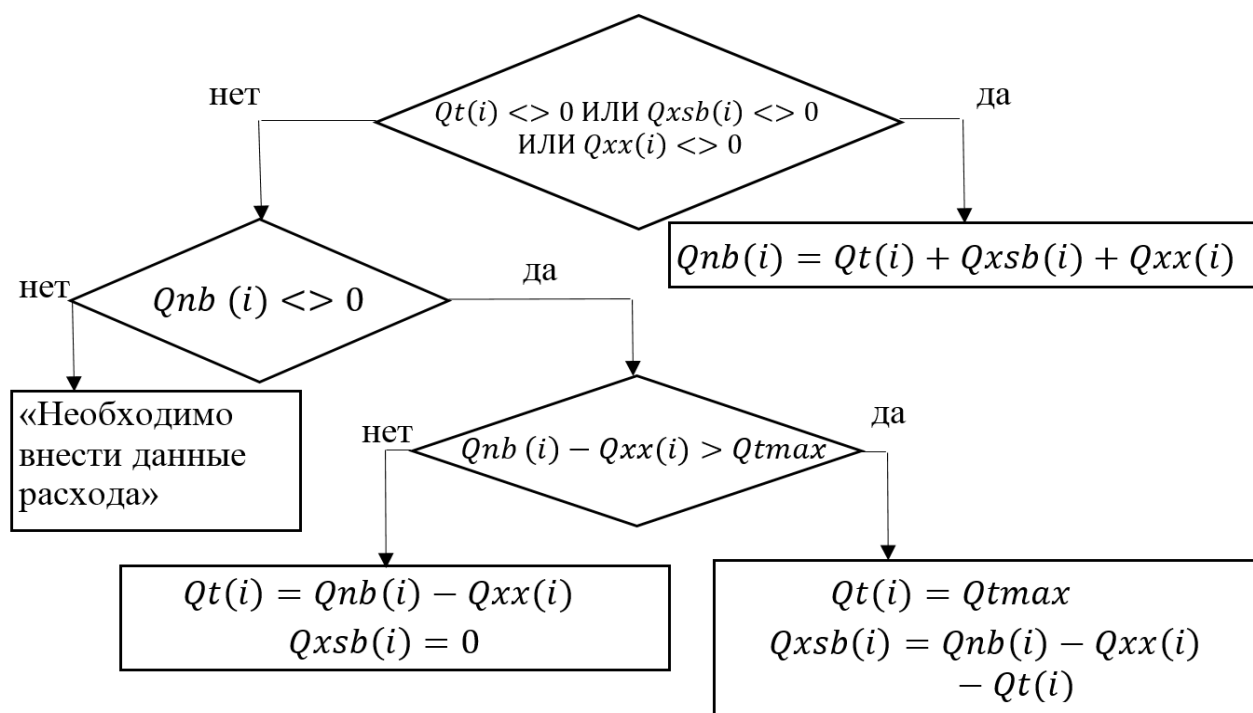


Рисунок 3.1 – Алгоритм расчета «по расходу»

Где $Qt(i)$ – расход через турбины, $\text{м}^3/\text{с}$; $Qxsb(i)$ – расход холостых сбросов, $\text{м}^3/\text{с}$; $Qxx(i)$ – расход холостого хода, $\text{м}^3/\text{с}$; $Qnb(i)$ – расход в нижний бьеф, $\text{м}^3/\text{с}$; $Qtmax$ – максимальный расход через турбины, $\text{м}^3/\text{с}$.

Так как интервал может быть задан в часах или сутках, формула интервала T (в расчете T всегда в секундах) будет зависеть от этого выбора.

Алгоритм:

Если "час", то

$$T(i) = T(i) * 3600 \quad (3.1.1)$$

Если "сутки", то

$$T(i) = T(i) * 3600 * 24 \quad (3.1.2)$$

3.1.1. Расчет приращения объема

Алгоритм:

$$\Delta W(i) = (Qpr(i) - Qnb(i)) * T / 10^9 \quad (3.1.3)$$

где $Qpr(i)$ – для нижележащих станций в каскаде (все кроме Саяно-Шушенской и Иркутской ГЭС):

$$Qpr(i) = Qprbok(i) + Qnbges_{-1}(i) \quad (3.1.5)$$

где $Q_{prbok}(i)$ – приток боковой м³/с, $Q_{nbges(-1)}(i)$ – приток от вышележащей станции м³/с.

3.1.2. Расчет уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета

По рассчитанному приращению объема водохранилища сначала находится объем водохранилища на конец интервала, а после определяется соответствующий уровень верхнего бьефа по характеристике «ГЭС объем».

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$W(i) = W0 + \Delta W(i) \quad (3.1.6)$$

Иначе

$$W(i) = W(i - 1) + \Delta W(i) \quad (3.1.7)$$

$$Z_{vb}(i) = Z1 - (W1 - W(i)) * (Z1 - Z2) / (W1 - W2) \quad (3.1.8)$$

где $Z_{vb}(i)$ – уровень верхнего бьефа (УВБ), м; $W1$ - ближайшее большее значение $W(i)$ по характеристике «ГЭС объем», км³; $W2$ - ближайшее меньшее значение $W(i)$ по характеристике «ГЭС объем», км³; $Z1$ - значение УВБ, соответствующее $W1$, м; $Z2$ - значение УВБ, соответствующее $W2$, м.

3.1.3. Проверка уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета.

Если рассчитанный УВБ $Z_{vb}(i)$ превысил нормальный подпорный уровень (НПУ) $Z_{при}$ или опустился ниже уровня мертвого объема (УМО) $Z_{умо}$, то ячейки УВБ строки (i) выделяются желтым цветом.

3.1.4. Определение уровня нижнего бьефа.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для Майнской, Красноярской, Иркутской и Богучанской ГЭС.

По заданному расходу в нижний бьеф определяется соответствующий объем водохранилища по характеристике «ГЭС расход»

Алгоритм:

$$Z_{nb}(i) = Z1 - (Q1 - Q_{nb}(i)) * (Z1 - Z2) / (Q1 - Q2) \quad (3.1.9)$$

где – $Q1$ - ближайшее большее значение $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход», m^3/c ; $Q2$ - ближайшее меньшее значение $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход», m^3/c ; $Z1$ - значение уровня нижнего бьефа (УНБ) «Знб», соответствующее $Q1$, м; $Z2$ - значение УНБ «Знб», соответствующее $Q2$, м.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для Саяно-Шушенской, Братской и Усть-Илимской ГЭС.

Для определения нижнего бьефа предварительно рассчитывается УВБ нижележащей станции. После расчета УВБ нижележащей станции по характеристике «ГЭС расход» определяется уровень нижнего бьефа.

Алгоритм:

Расчет по нижележащей ГЭС

Если $i = 1$, то

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1} + Zvbg_{+1}(i))/2 \quad (3.1.10)$$

Иначе

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1}(i - 1) + Zvbg_{+1}(i))/2 \quad (3.1.11)$$

$$Z_{Q1} = Z_{Q1Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q1Z1} - Z_{Q1Z2}) / (Z1 - Z2) \quad (3.1.12)$$

$$Z_{Q2} = Z_{Q2Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q2Z1} - Z_{Q2Z2}) / (Z1 - Z2) \quad (3.1.13)$$

$$Znb(i) = Z_{Q1} - (Q1 - Qnb(i)) * (Z_{Q1} - Z_{Q2}) / (Q1 - Q2) \quad (3.1.14)$$

где $Q1$ - ближайшее большее значение $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход», m^3/c ; $Q2$ - ближайшее меньшее значение $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход», m^3/c ; $Z1$ - ближайшее большее значение $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» с учетом с уровня нижележащей станции, м; Z - ближайшее меньшее значение $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» с учетом с уровня нижележащей станции, м; Z_{Q1Z1} - значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q1$ и $Z1$, м; Z_{Q2Z1} - значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q2$ и $Z1$, м; Z_{Q1Z2} - значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q1$ и $Z2$, м; Z_{Q2Z2} - значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q2$ и $Z2$, м.

3.1.5. Расчет напора.

Напор $H(i)$ определяется разностью среднего уровня верхнего бьефа $Zvb_sr(i)$ и нижнего бьефа $Znb_sr(i)$. После чего необходимо проверить рассчитанный напор на допустимые значения.

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$Zvb_sr(i) = (Zvb0 + Zvb(i))/2 \quad (3.1.15)$$

Иначе

$$Zvb_sr(i) = (Zvb(i - 1) + Zvb(i))/2 \quad (3.1.16)$$

$$H(i) = Zvb_sr(i) - Znb_sr(i) \quad (3.1.17)$$

3.1.6. Определение удельного расхода.

По рассчитанному напору определяется соответствующий удельный расход $qud(i)$ по характеристике «ГЭС уд».

Алгоритм:

$$qud(i) = q1 - (H1 - H(i)) * (q1 - q2)/(H1 - H2) \quad (3.1.18)$$

где $H1$ - ближайшее большее значение $H(i)$ по характеристике «ГЭС объем», м; $H2$ - ближайшее меньшее значение $H(i)$ по характеристике «ГЭС объем», м; $q1$ - значение удельного расхода, соответствующее $H1$, $\text{м}^3 \cdot \text{МВт}/\text{с}$; $q2$ - значение удельного расход, соответствующее $H2$, $\text{м}^3 \cdot \text{МВт}/\text{с}$;

3.1.7. Расчет средней мощности $P(i)$.

Алгоритм:

$$P(i) = Qt(i)/qud(i). \quad (3.1.19)$$

3.1.8. Расчет выработки электроэнергии $E(i)$.

Алгоритм:

$$E(i) = P(i) * T(i)/(3600 * 1000) \quad (3.1.20)$$

Пример выполненного расчета по рассмотренному типу приведен на Рисунке 3.2.

№	Дата начала интервала	Интервал, сутки	Приток, м³/с	Тип расчета	ВБ, м	Δ ВБ, м	Q _{губ.} , м³/с	Q _{х.к.} , м³/с	Q _{х.сбр.} , м³/с	Q _{н.б.} , м³/с	Q _{уд.} , м³/кВтч	Р _{сред.} , МВт	Выработка эл. эн., млн.кВтч
1	28.03.2018	1	460	1. По расходу	506,83	-0,34	1500	0	0	1500	0,600	2499,896	59,998
2	29.03.2018	1	470	1. По расходу	506,508	-0,323	1500	0	0	1500	0,601	2495,793	59,899
3	30.03.2018	1	500	1. По расходу	506,188	-0,32	1500	0	0	1500	0,602	2491,823	59,804
4	31.03.2018	1	500	1. По расходу	505,868	-0,32	1500	0	0	1500	0,603	2487,884	59,709
5	01.04.2018	1	510	1. По расходу	505,551	-0,317	1500	0	0	1500	0,604	2483,976	59,615
6	02.04.2018	1	510	1. По расходу	505,234	-0,317	1500	0	0	1500	0,605	2480,101	59,522
7	03.04.2018	1	520	1. По расходу	504,917	-0,317	1500	0	0	1500	0,606	2475,555	59,413

Рисунок 3.2 – Пример выполненного расчета в ПО ВЭР «по расходу»

3.2 Алгоритм расчет при условии $Tip(i)=2$ (по уровню верхнего бьефа)

Алгоритм расчета приведет в пунктах 3.2.1. – 3.2.9. Пользователем должны быть заполнены ячейки столбцов «интервал», «тип расчета» =2, «приток» и «Zвб» (дополнительно может быть задан «Q_{хх}»)

3.2.1 Проверка уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета.

Если рассчитанный уровень верхнего бьефа $Zvb(i)$ превысил $Z_{при}$ или опустился ниже $Z_{ито}$, то выделяются ячейки строки (i) столбца «ВБ» желтым цветом.

Так как интервал может быть задан в часах или сутках, формула интервала T (в расчете T всегда в секундах) будет зависеть от этого выбора и аналогична (3.1.1) и (3.1.2).

3.2.2 Определение объема водохранилища на конец интервала.

По заданному пользователем уровню верхнего бьефа на конец интервала необходимо определить соответствующий объем водохранилища по характеристике «ГЭС объем»

Алгоритм:

$$W(i) = W1 - (Z1 - Zvb(i)) * (W1 - W2) / (Z1 - Z2) \quad (2.1)$$

где Z1 - «Ближайшее большее значение» Zvb(i) по характеристике «ГЭС объем» в столбце «Zвб», Z2 - «Ближайшее меньшее значение» Zvb(i) по характеристике «ГЭС объем» в столбце «Zвб», W1 - Значение столбца «W», соответствующее Z1, W2 - Значение столбца «W», соответствующее Z2

3.2.3 Расчет расхода в нижний бьеф.

По рассчитанному объему на конец интервала определяем приращение объема и соответствующий ему расход в нижний бьеф.

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$\Delta W = W_0 - W(i) \quad (3.2.2)$$

Иначе

$$\Delta W(i) = W(i - 1) - W(i) \quad (3.2.3)$$

$$Q_{nb}(i) = Q_{pr}(i) - \Delta W(i) * 10^9 / T(i) \quad (3.2.4)$$

$Q_{pr}(i)$ – для нижележащих станций в каскаде (все кроме СШГЭС, ИрГЭС):

$$Q_{pr}(i) = Q_{prbok}(i) + Q_{nbges-1}(i) \quad (3.2.5)$$

3.2.4 Распределение расхода по составляющим.

Необходимо проверить превышает ли расход в нижний бьеф максимальный турбинный расход. Если превышает, то разницу распределить на расход холостых сбросов, если не превышает, то турбинный расход приравнять к расходу в нижний бьеф.

Алгоритм:

Если $Q_{nb}(i) > Q_{tmax}$, то

$$Q_t(i) = Q_{tmax} \quad (3.2.6)$$

$$Q_{xsb}(i) = Q_{nb}(i) - Q_t(i) - Q_{xx}(i) \quad (3.2.7)$$

Иначе

$$Q_t(i) = Q_{nb}(i) - Q_{xx}(i) \quad (3.2.8)$$

3.2.5 Определение уровня нижнего бьефа.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для МГЭС, КГЭС, ИрГЭС, БоГЭС

По заданному пользователем расходу в нижний бьеф необходимо определить соответствующий объем водохранилища по характеристике «ГЭС расход»

Алгоритм:

$$Znb(i) = Z1 - (Q1 - Qnb(i)) * (Z1 - Z2)/(Q1 - Q2) \quad (3.2.9)$$

$Q1$ - «Ближайшее большее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; $Q2$ - «Ближайшее меньшее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; $Z1$ - Значение столбца «Zнб», соответствующее $Q1$; $Z2$ - Значение столбца «Zнб», соответствующее $Q2$.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для СШГЭС, БрГЭС, УИГЭС.

Для определения нижнего бьефа необходимо предварительно рассчитать уровень верхнего бьефа нижележащей станции. После расчета верхнего бьефа нижележащей станции по характеристике «ГЭС расход» определяем уровень нижнего бьефа.

Алгоритм:

«Запуск расчета по нижележащей ГЭС»

Если $i = 1$, то

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1} + Zvbgges_{+1}(i))/2 \quad (3.2.10)$$

Иначе

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1}(i - 1) + Zvbgges_{+1}(i))/2 \quad (3.2.11)$$

$$Z_{Q1} = Z_{Q1Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q1Z1} - Z_{Q1Z2})/(Z1 - Z2) \quad (3.2.12)$$

$$Z_{Q2} = Z_{Q2Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q2Z1} - Z_{Q2Z2})/(Z1 - Z2) \quad (3.2.13)$$

$$Znb(i) = Z_{Q1} - (Q1 - Qnb(i)) * (Z_{Q1} - Z_{Q2})/(Q1 - Q2) \quad (3.2.14)$$

где $Q1$ - «Ближайшее большее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; $Q2$ - «Ближайшее меньшее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; $Z1$ - «Ближайшее большее значение» $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в строке с уровнем нижележащей станции; $Z1$ - «Ближайшее меньшее значение» $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в строке с уровнем нижележащей станции; Z_{Q1Z1} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q1$ и $Z1$; Z_{Q2Z1} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q2$ и $Z1$; Z_{Q1Z2} – значение уровня

нижнего бьефа, соответствующее Q1 и Z2; Z_{Q2Z2} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее Q2 и Z2.

3.2.6 Расчет напора.

Напор определяется разностью среднего уровня верхнего бьефа и нижнего бьефа. После чего необходимо проверить рассчитанный напор на допустимые значения.

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$Zvb_sr(i) = (Zvb0 + Zvb(i))/2 \quad (3.2.15)$$

Иначе

$$Zvb_sr(i) = (Zvb(i - 1) + Zvb(i))/2 \quad (3.2.16)$$

$$H(i) = Zvb_sr(i) - Znb_sr(i) \quad (3.2.17)$$

3.2.7 Определение удельного расхода.

По рассчитанному напору определим соответствующий удельный расход по характеристике «ГЭС уд».

Алгоритм:

$$qud(i) = q1 - (H1 - H(i)) * (q1 - q2)/(H1 - H2) \quad (3.2.18)$$

где H1 - «Ближайшее большее значение» $H(i)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «H»; H2 - «Ближайшее меньшее значение» $H(i)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «H»; q1 - Значение столбца «qud», соответствующее H1; q2 - Значение столбца «qud», соответствующее H2.

3.2.8 Расчет средней мощности.

Алгоритм:

$$P(i) = Qt(i)/qud(i) \quad (3.2.19)$$

3.2.9 Расчет выработки электроэнергии.

Алгоритм:

$$E(i) = P(i) * T(i)/(3600 * 1000) \quad (3.2.20)$$

Пример выполненного расчета по рассмотренному типу приведен на Рисунке 3.3.

№	Дата начала интервала	Интервал, сутки	Приток СШ.ГЭС, м³/с	Приток Бок, м³/с	Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м	Δ ВБ, м	Q _{урб.г.} , м³/с	Q _{ж.г.} , м³/с	Q _{ж.сбр.г.} , м³/с	Q _{н.б.г.} , м³/с	Q _{уд.г.} , м³/кВтч	P _{сред.г.} , МВт	Выработка эл.эн., млн.кВтч
1	28.03.2018	1	1500	0	1500	2. По уровню верхнего бьефа	323.50	0,00	1500	0		1500	7,682	195,272	4,687
2	29.03.2018	1	1500	0	1500	2. По уровню верхнего бьефа	323.50	0,00	1500	0		1500	7,682	195,272	4,687
3	30.03.2018	1	1500	0	1500	2. По уровню верхнего бьефа	323.50	0,00	1500	0		1500	7,682	195,272	4,687
4	31.03.2018	1	1500	0	1500	2. По уровню верхнего бьефа	323.50	0,00	1500	0		1500	7,682	195,272	4,687
5	01.04.2018	1	1500	0	1500	2. По уровню верхнего бьефа	323.50	0,00	1500	0		1500	7,682	195,272	4,687
6	02.04.2018	1	1500	0	1500	2. По уровню верхнего бьефа	323.50	0,00	1500	0		1500	7,682	195,272	4,687

Рисунок 3.3 – Пример выполненного в ПО ВЭР расчета «по уровню ВБ»

3.3 Алгоритм расчет при условии $Tip(i)=3$ (по средней мощности)

Алгоритм расчета приведет в пунктах 3.3.1. – 3.3.10. Пользователем должны быть заполнены ячейки столбцов «интервал», «тип расчета» =3, «приток» и «Рсред» (дополнительно может быть задан «Qxx»).

Алгоритм выполнен в виде цикла из 5 итераций. Цель расчета с помощью цикла определить значение удельного расхода, зная только среднюю мощность.

Переменные в алгоритме будут иметь префикс «j», обозначающий номер итерации.

3.3.1 Начальные условия для расчета:

qud_0 – минимальное значение столбца "qud" по характеристике "ГЭС уд"

3.3.2 Обработка интервала.

Так как интервал может быть задав в часах или сутках, формула интервала T (в расчете T всегда в секундах) будет зависеть от этого выбора и аналогичен (3.1.1) и (3.1.2).

3.3.3 Расчет средней мощности.

Алгоритм:

$$E(i) = P(i) * T(i) / 1000 * 3600 \quad (3.3.1)$$

Далее расчет производится по циклу:

3.3.4 Расчет расхода в нижний бьеф.

Алгоритм:

Если $j = 1$, то

$$Qt(j) = P(i) * qud0 \quad (3.3.2)$$

Иначе

$$Qt(j) = P(i) * qud(j - 1) \quad (3.3.3)$$

$$Qnb(j) = Qt(j) + Qxx(i) \quad (3.3.4)$$

3.3.5 Расчет приращения объема.

Алгоритм:

$$\Delta W(j) = (Qpr(i) - Qnb(j)) * T / 10^9 \quad (3.3.5)$$

где $Qpr(i)$ – для нижележащих станций в каскаде (все кроме СШГЭС, ИрГЭС):

$$Qpr(i) = Qprbok(i) + Qnbges_{-1}(i) \quad (3.3.6)$$

3.3.6 Расчет уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета.

По рассчитанному приращению объема водохранилища сначала найдем объем водохранилища на конец интервала, а после определим соответствующий уровень верхнего бьефа по характеристике «ГЭС объем».

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$W(j) = W0 + \Delta W(j) \quad (3.3.7)$$

Иначе

$$W(j) = W(i - 1) + \Delta W(j) \quad (3.3.8)$$

$$Zvb(j) = Z1 - (W1 - W(j)) * (Z1 - Z2) / (W1 - W2) \quad (3.3.9)$$

где $W1$ - «Ближайшее большее значение» $W(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «W», $W2$ - «Ближайшее меньшее значение» $W(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «W», $Z1$ - Значение столбца «Zвб», соответствующее $W1$, $Z2$ - Значение столбца «Zвб», соответствующее $W2$

3.3.7 Определение уровня нижнего бьефа.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для МГЭС, КГЭС, ИрГЭС, БоГЭС.

По заданному пользователем расходу в нижний бьеф необходимо определить соответствующий объем водохранилища по характеристике «ГЭС расход»

Алгоритм:

$$Znb(i) = Z1 - (Q1 - Qnb(i)) * (Z1 - Z2)/(Q1 - Q2) \quad (3.3.10)$$

где Q1 - «Ближайшее большее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Q2 - «Ближайшее меньшее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Z1 - Значение столбца «Zнб», соответствующее Q1; Z2 - Значение столбца «Zнб», соответствующее Q2.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для СШГЭС, БрГЭС, УИГЭС.

Для определения нижнего бьефа необходимо предварительно рассчитать уровень верхнего бьефа нижележащей станции. После расчета верхнего бьефа нижележащей станции по характеристике «ГЭС расход» определяем уровень нижнего бьефа.

Алгоритм:

«Запуск расчета по нижележащей ГЭС»

Если $i = 1$, то

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1} + Zvbges_{+1}(i))/2 \quad (3.3.11)$$

Иначе

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1}(i - 1) + Zvbges_{+1}(i))/2 \quad (3.3.12)$$

$$Z_{Q1} = Z_{Q1Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q1Z1} - Z_{Q1Z2})/(Z1 - Z2) \quad (3.3.13)$$

$$Z_{Q2} = Z_{Q2Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q2Z1} - Z_{Q2Z2})/(Z1 - Z2) \quad (3.3.14)$$

$$Znb(i) = Z_{Q1} - (Q1 - Qnb(i)) * (Z_{Q1} - Z_{Q2})/(Q1 - Q2) \quad (3.3.15)$$

где Q1 - «Ближайшее большее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Q2 - «Ближайшее меньшее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Z1 - «Ближайшее большее

значение» $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в строке с уровнем нижележащей станции; $Z1$ - «Ближайшее меньшее значение» $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в строке с уровнем нижележащей станции; Z_{Q1Z1} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q1$ и $Z1$; Z_{Q2Z1} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q2$ и $Z1$; Z_{Q1Z2} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q1$ и $Z2$; Z_{Q2Z2} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее $Q2$ и $Z2$.

3.3.8 Расчет напора.

Напор определяется разностью среднего уровня верхнего бьефа и нижнего бьефа. После чего необходимо проверить рассчитанный напор на допустимые значения.

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$Zvb_sr(j) = (Zvb0 + Zvb(j))/2 \quad (3.3.16)$$

Иначе

$$Zvb_sr(j) = (Zvb(i - 1) + Zvb(j))/2 \quad (3.3.17)$$

$$H(j) = Zvb_sr(j) - Znb_sr(j) \quad (3.3.18)$$

3.3.9 Определение удельного расхода

По рассчитанному напору определим соответствующий удельный расход по характеристике «ГЭС уд».

Алгоритм:

$$qud(j) = q1 - (H1 - H(j)) * (q1 - q2)/(H1 - H2) \quad (3.3.19)$$

где $H1$ - «Ближайшее большее значение» $H(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «Н»; $H2$ - «Ближайшее меньшее значение» $H(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «Н»; $q1$ - Значение столбца «quд», соответствующее $H1$; $q2$ - Значение столбца «quд», соответствующее $H2$.

Далее переходим к следующей итерации ($j+1$) и повторяется расчет п.3.3.4 – 3.3.7. Значения удельного расхода последней итерации становятся результирующими.

3.3.10 Проверка уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета.

Если рассчитанный уровень верхнего бьефа $Zvb(i)$ превысил $Z_{при}$ или опустился ниже $Z_{ито}$, то должны быть выделены ячейки строки (i) столбца «ВБ» желтым цветом.

Пример выполненного расчета в ПО ВЭР по рассмотренному типу приведен на Рисунке 3.4.

№	Дата начала интервала	Интервал, сутки	Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м	Δ ВБ, м	Qтурб., м³/с	Qд.ж., м³/с	Qд.сбр., м³/с	Qн.б., м³/с	Qуд., м³/кВтч	Рсред., МВт	Выработка эл.эн., млн.кВтч
1	23.01.2017	1	440	3. По средней мощности	523,70	-0,18	1251,5	0		1251,5	0,544	2300	55,200
2	24.01.2017	1	430	3. По средней мощности	523,519	-0,181	1248,941	0		1248,941	0,548	2280	54,720
3	25.01.2017	1	430	3. По средней мощности	523,337	-0,182	1252,099	0		1252,099	0,549	2280	54,720
4	26.01.2017	1	420	3. По средней мощности	523,153	-0,184	1250,104	0		1250,104	0,550	2275	54,600
5	27.01.2017	1	420	3. По средней мощности	522,968	-0,185	1247,741	0		1247,741	0,550	2270	54,480
6	28.01.2017	1	410	3. По средней мощности	522,795	-0,173	1148,858	0		1148,858	0,550	2090	50,160

Рисунок 3.4 – Пример выполненного в ПО ВЭР расчета «по средней мощности»

3.4 Алгоритм расчета при условии $Tipsh(i)=4$ (по выработке электроэнергии)

Алгоритм расчета приведет в пунктах 3.4.1. – 3.4.11. Пользователем заполняются ячейки столбцов «интервал», «тип расчета» =4, «приток» и «Выработка эл.эн» (дополнительно может быть задан «Q_{хх}»)

Алгоритм выполнен в виде цикла из 5 итераций. Цель расчета с помощью цикла определить значение удельного расхода зная только среднюю мощность.

Переменные в алгоритме будут иметь префикс «j», обозначающий номер итерации.

3.4.1 Начальные условия для расчета:

qud_0 – минимальное значение столбца «quд» по характеристике «ГЭС уд».

3.4.2 Обработка интервала.

Так как интервал может быть задан в часах или сутках, формула интервала T (в расчете T всегда в секундах) будет зависеть от этого выбора, аналогично (3.1.1) и (3.1.2).

3.4.3 Расчет средней мощности.

Алгоритм:

$$P(i) = E(i) * 1000 * 3600 / T(i) \quad (3.4.1)$$

Далее расчет производится по циклу:

3.4.5. Расчет расхода в нижний бьеф.

Алгоритм:

Если $j = 1$, то

$$Qt(j) = P(i) * qud0 \quad (3.4.2)$$

Иначе

$$Qt(j) = P(i) * qud(j - 1) \quad (3.4.3)$$

$$Qnb(j) = Qt(j) + Qxx(i) \quad (3.4.4)$$

3.4.6. Расчет приращения объема.

Алгоритм:

$$\Delta W(j) = (Qpr(i) - Qnb(j)) * T / 10^9 \quad (3.4.5)$$

$Qpr(i)$ – для нижележащих станций в каскаде (все кроме СШГЭС, ИрГЭС):

$$Qpr(i) = Qprbok(i) + Qnbg_{es-1}(i) \quad (3.4.6)$$

3.4.7. Расчет уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета.

По рассчитанному приращению объема водохранилища сначала найдем объем водохранилища на конец интервала, а после определим соответствующий уровень верхнего бьефа по характеристике «ГЭС объем»

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$W(j) = W0 + \Delta W(j) \quad (3.4.7)$$

Иначе

$$W(j) = W(i - 1) + \Delta W(j) \quad (3.4.8)$$

$$Zvb(j) = Z1 - (W1 - W(j)) * (Z1 - Z2)/(W1 - W2) \quad (3.4.9)$$

где W1 - «Ближайшее большее значение» $W(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «W»; W2 - «Ближайшее меньшее значение» $W(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «W»; Z1 - Значение столбца «Zвб», соответствующее W1; Z2 - Значение столбца «Zвб», соответствующее W2.

3.4.7. Определение уровня нижнего бьефа.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для МГЭС, КГЭС, ИрГЭС, БоГЭС

По заданному пользователем расходу в нижний бьеф необходимо определить соответствующий объем водохранилища по характеристике «ГЭС расход».

Алгоритм:

$$Znb(i) = Z1 - (Q1 - Qnb(i)) * (Z1 - Z2)/(Q1 - Q2) \quad (3.4.10)$$

где Q1 - «Ближайшее большее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Q2 - «Ближайшее меньшее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Z1 - Значение столбца «Zнб», соответствующее Q1; Z2 - Значение столбца «Zнб», соответствующее Q2.

- Алгоритм определения уровня нижнего бьефа для СШГЭС, БрГЭС, УИГЭС

Для определения нижнего бьефа необходимо предварительно рассчитать уровень верхнего бьефа нижележащей станции. После расчета верхнего бьефа нижележащей станции по характеристике «ГЭС расход» определяем уровень нижнего бьефа.

Алгоритм:

«Запуск расчета по нижележащей ГЭС»

Если $i = 1$, то

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1} + Zvbgges_{+1}(i))/2 \quad (3.4.11)$$

Иначе

$$Zvbsrges_{+1}(i) = (Zvb0ges_{+1}(i - 1) + Zvbgges_{+1}(i))/2 \quad (3.4.12)$$

$$Z_{Q1} = Z_{Q1Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q1Z1} - Z_{Q1Z2}) / (Z1 - Z2) \quad (3.4.13)$$

$$Z_{Q2} = Z_{Q2Z1} - (Z1 - Zvbsrges_{+1}(i)) * (Z_{Q2Z1} - Z_{Q2Z2}) / (Z1 - Z2) \quad (3.4.14)$$

$$Znb(i) = Z_{Q1} - (Q1 - Qnb(i)) * (Z_{Q1} - Z_{Q2}) / (Q1 - Q2) \quad (3.4.15)$$

где Q1 - «Ближайшее большее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Q2 - «Ближайшее меньшее значение» $Qnb(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в столбце «Q»; Z1 - «Ближайшее большее значение» $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в строке с уровнем нижележащей станции; Z1 - «Ближайшее меньшее значение» $Zvbsrges_{+1}(i)$ по характеристике «ГЭС расход» в строке с уровнем нижележащей станции; Z_{Q1Z1} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее Q1 и Z1; Z_{Q2Z1} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее Q2 и Z1; Z_{Q1Z2} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее Q1 и Z2; Z_{Q2Z2} – значение уровня нижнего бьефа, соответствующее Q2 и Z2.

3.4.8. Расчет напора.

Напор определяется разностью среднего уровня верхнего бьефа и нижнего бьефа. После чего необходимо проверить рассчитанный напор на допустимые значения.

Алгоритм:

Если $i = 1$, то

$$Zvb_sr(j) = (Zvb0 + Zvb(j))/2 \quad (3.4.16)$$

Иначе

$$Zvb_sr(j) = (Zvb(i - 1) + Zvb(j))/2 \quad (3.4.17)$$

$$H(j) = Zvb_sr(j) - Znb_sr(j) \quad (3.4.18)$$

3.4.10. Определение удельного расхода

По рассчитанному напору определим соответствующий удельный расход по характеристике «ГЭС уд».

Алгоритм:

$$q_{ud}(j) = q_1 - (H_1 - H(j)) * (q_1 - q_2) / (H_1 - H_2) \quad (3.4.19)$$

где H_1 - «Ближайшее большее значение» $H(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «Н»; H_2 - «Ближайшее меньшее значение» $H(j)$ по характеристике «ГЭС объем» в столбце «Н»; q_1 - Значение столбца « $q_{уд}$ », соответствующее H_1 ; q_2 - Значение столбца « $q_{уд}$ », соответствующее H_2 .

Далее переходим к следующей итерации ($j+1$) и повторяется расчет 3.4.4–3.4.10. Значения последней итерации становятся результирующими.

3.4.11. Проверка уровня верхнего бьефа на конец интервала расчета.

Если рассчитанный уровень верхнего бьефа $Z_{vb}(i)$ превысил $Z_{пг}$ или опустился ниже $Z_{ито}$, то должны быть выделены ячейки строки (i) столбца «ВБ» желтым цветом.

Пример выполненного расчета в ПО ВЭР по рассмотренному типу расчета приведен на Рисунке 3.5.

ГЭС: Саяно-Шушенская ГЭС

Январь БВУ

Дата расчета: 23.01.2017

Значение начального уровня верхнего бьефа (м): 523,88 Объем водохранилища, соответствующий значению начального уровня верхнего бьефа (км³): 23,133

№	Дата начала интервала	Интервал, сутки	Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м	Δ ВБ, м	Q _{турб.} , м³/с	Q _{ж.к.} , м³/с	Q _{к.сбр.} , м³/с	Q _{н.б.} , м³/с	Q _{уд.} , м³/кВтч	Р _{сред.} , МВт	Выработка эл.эн., млн.кВтч
1	23.01.2017	1	440	4. По выработке электроэнергии	523,70	-0,18	1251,5	0		1251,5	0,544	2300	55,200
2	24.01.2017	1	430	4. По выработке электроэнергии	523,519	-0,181	1248,941	0		1248,941	0,548	2280	54,720
3	25.01.2017	1	430	4. По выработке электроэнергии	523,337	-0,182	1252,099	0		1252,099	0,549	2280	54,720
4	26.01.2017	1	420	4. По выработке электроэнергии	523,153	-0,184	1250,104	0		1250,104	0,550	2275	54,600
5	27.01.2017	1	420	4. По выработке электроэнергии	522,968	-0,185	1247,741	0		1247,741	0,550	2270	54,480

Рисунок 3.5 – Пример выполненного расчета в ПО ВЭР «по выработке э/э»

В основе базы данных заложены три типа характеристик: характеристика объема водохранилища в зависимости от уровня верхнего бьефа («ГЭС объем»), определяющая полезный объем водохранилища на конкретную отметку, Рисунок 3.6; зависимость удельного расхода от напора, для определения выработки станции («ГЭС уд»), Рисунок 3.7; кривая связи горизонтов и расходов, определяющая зависимость уровня нижнего бьефа от расхода через гидроузел («ГЭС расход»), Рисунок 3.8. При этом для станций с каскадной

связью и наличием кривой подпора от нижерасположенной станции в каскаде приведена сложная зависимость с учетом подпора.

	Zвб	W
✗	455	0
✗	455,01	0,33
✗	455,02	0,66
✗	455,03	0,99
✗	455,04	1,32
✗	455,05	1,65
✗	455,06	1,98
✗	455,07	2,31
✗	455,08	2,64
✗	455,09	2,97
✗	455,1	3,1

Рисунок 3.6 – Характеристика объема водохранилища в зависимости от уровня верхнего бьефа на примере Иркутской ГЭС

	H	q
✗	10	12,82
✗	11	11,11
✗	12	10
✗	13	9,091
✗	14	8,333
✗	15	7,936
✗	16	7,299
✗	17	6,849
✗	18	6,494
✗	19	6,135
✗	20	5,618

Рисунок 3.7 – Зависимость удельного расхода от напора на примере Майнской ГЭС

	Q	Уровень верхнего бьефа БОГУЧ.ГЭС				
		✘ 206,5 Знб	✘ 207 Знб	✘ 207,5 Знб	✘ 208 Знб	✘ 208,5 Знб
✘	0	206,5	207	207,5	208	208,5
✘	1000	206,65	207,12	207,55	208,01	208,501
✘	2000	206,82	207,24	207,63	208,05	208,51
✘	3000	207,08	207,41	207,75	208,14	208,56
✘	4000	207,36	207,65	207,94	208,28	208,63

Рисунок 3.8 – Характеристика связи горизонтов и расходов на примере Усть-Илимской ГЭС

Расчет может осуществляться по 4 алгоритмам в зависимости от значения переменной $Tip(i)$, где i – это номер итерации (номер строки рабочей таблицы).

ПО ВЭР обеспечивает выполнение следующих функций:

- Ручное формирование исходной информации для решения задач.
- Использование архива данных в качестве исходной информации.
- Расчет режимов ГЭС Ангарского и Енисейского каскадов в зависимости от заданного интервала времени.
- Расчет водно-энергетических показателей в соответствии с заданным типом расчета.
- Проверка полученного расчета на предмет допустимости значений по отметкам верхнего бьефа и расходам через станцию.
- Отображение информации в табличном виде.
- Хранение информации по фактическим режимам работы и выполненным расчетам, с целью проведения оперативных корректировок режима.
- Формирования на основе расчетов отчетных форм.

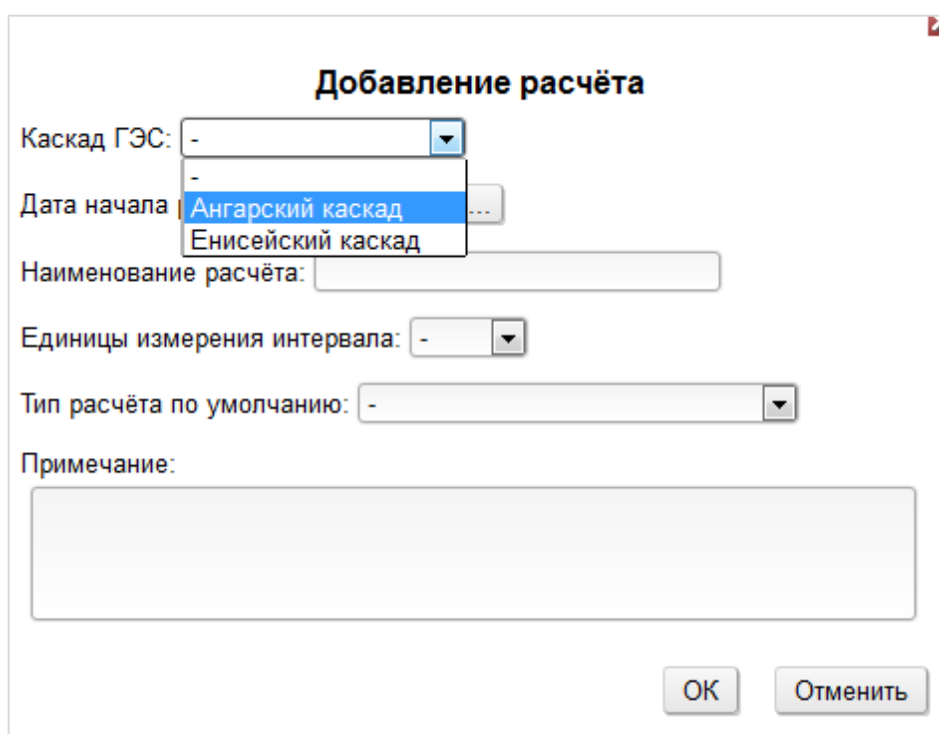
Формы отображения

Главная форма ПО ВЭР содержит список расчётов с указанием даты начала расчёта, имени пользователя, каскада по которому выполнялся расчёт, а также примечания. Форма содержит поля для фильтрации по наименованию расчёта, периоду расчёта и по примечанию, при этом поиск по текстовым полям

без учёта регистра и по введённому фрагменту. По умолчанию фильтр установлен в период за последние три месяца.

При создании нового расчёта, выводится окно для заполнения служебной информации по расчёту: наименование расчёта, дата начала расчёта, каскад (из выпадающего списка) и примечание (не обязательное для заполнения поле) (Рисунок 3.9), после чего выводится рабочая форма (Рисунок 3.10).

Редактируемая рабочая форма имеет функцию автоматического сохранения введённых/изменённых данных (по мере изменения каждого параметра), а также возможность принудительного сохранения всех данных.



Добавление расчёта

Каскад ГЭС: -

Дата начала: -

Наименование расчёта:

Единицы измерения интервала: -

Тип расчёта по умолчанию: -

Примечание:

OK Отменить

Рисунок 3.9 – Добавление нового расчета в ПО ВЭР

ГЭС: Иркутская ГЭС

АК

Дата расчёта: 01.01.2018

Значение начального уровня верхнего бьефа (м): 455,79 Объём водохранилища, соответствующий значению начального уровня верхнего бьефа (км³): 24,88

№	Дата начала интервала	Интервал, сутки	Приток, м³/с	Тип расчёта	ВБ, м	Δ ВБ, м	Q _{проб.} , м³/с	Q _{х.к.} , м³/с	Q _{х.ср.} , м³/с	Q _{н.в.} , м³/с	Q _{ид.} , м³/кВтч	P _{ср.} , МВт	Выработка эл.эн., млн.кВтч
1	01.01.2018	1		1. По расходу									
2	02.01.2018	1		1. По расходу									
3	03.01.2018	1		1. По расходу									
4	04.01.2018	1		1. По расходу									
5	05.01.2018	1		1. По расходу									
6	06.01.2018	1		1. По расходу									
7	07.01.2018	1		1. По расходу									
8	08.01.2018	1		1. По расходу									
9	09.01.2018	1		1. По расходу									
10	10.01.2018	1		1. По расходу									

Добавить строку Добавить несколько строк... Добавить строку с данными архива 017 макета... Удалить все строки

Примечание: добавляемые строки будут иметь тип расчёта по умолчанию "1. По расходу"

Рисунок 3.10 – Рабочая форма ПО ВЭР

Сохранённые расчёты доступны для других пользователей только для чтения, с возможностью копирования в новый расчёт. Удаление расчётов доступно только пользователю, создавшему расчёт.

При создании нового расчёта, отображается одна строка в рабочей таблице для редактирования, по мере заполнения таблицы информацией добавляется новая пустая строка. Добавление строк в рабочую таблицу и заведение интервалов доступно только для первой станции в каскаде, для остальных станций, количество строк и интервалы копируются.

Особенностью ГЭС, связанных каскадом, является то, что уровень нижнего бьефа вышележащей станции зависит от кривой подпора водохранилища нижележащей станции. Исходя из этого, расчет начинается со станции, замыкающей каскад. После расчета верхнего бьефа нижележащей ГЭС по характеристикам определяется уровень нижнего бьефа вышерасположенной станции, что позволяет учесть снижение напора и, как следствие, снижение мощности. На небольшом по длительности интервале планировании величина снижения мощности вследствие подпора может не играть существенной роли, однако при планировании на долгосрочную перспективу, с целью определения суммарной энергоотдачи за осенне-зимний период или на годовом интервале, общее снижение выработки по ГЭС может быть значительно.

Для начала расчета в ПО ВЭР необходимо ввести исходный уровень верхнего бьефа. Автоматически дорасчетом определяется соответствующий ему объем водохранилища. Далее задается один из приведенных ранее типов расчета и определяется объем необходимых исходных данных. Планирование может быть выполнено для часового и суточного интервала времени. Для задания месячного интервала необходимо указание количества суток в соответствующем столбце.

В разработанном ПО существует возможность загрузки фактического режима работы ГЭС из базы данных. В каждом возможном варианте загрузки данных из архива определяется состав загружаемых параметров, а именно: турбинный расход, расход холостых сбросов, отметка верхнего бьефа, приток или боковой приток (в зависимости от станции и контролируемого стока). При этом при интеграции значений за период под уровнем верхнего бьефа принимается отметка на начало указанного периода, а остальные расходные параметры усредняются на заданном интервале (Рисунок 3.11).

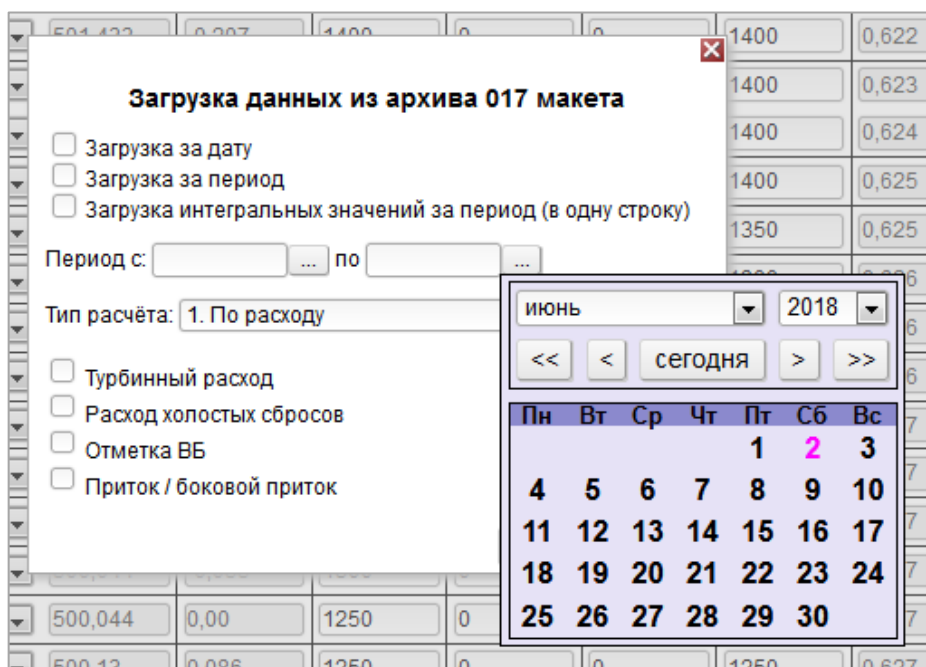


Рисунок 3.11 – Загрузка фактических параметров из архива базы данных

В соответствии с заданным типом расчета к вводу исходных данных доступны только ячейки, значение которых необходимо для проведения

конкретного типа расчета. Состав задаваемых параметров изменяется для каждого типа выполняемого расчета.

В основе алгоритма лежит цикл расчетов по интервалам, соответствующим строкам базовой таблицы. Перед началом цикла производится обработка исходных данных (уровень верхнего бьефа). По заданному технологом начальному уровню верхнего бьефа Z_{vb0} определяется соответствующий объем водохранилища по характеристике объема водохранилища в зависимости от уровня верхнего бьефа.

$$W_0 = W_1 - (Z_1 - Z_{vb0}) * (W_1 - W_2) / (Z_1 - Z_2) \quad (3.5)$$

где W_0 - объем соответствующий начальному уровню верхнего бьефа; Z_1 - ближайшее большее значение уровня верхнего бьефа (УВБ) Z_{vb0} по характеристике «ГЭС объем»; Z_2 - ближайшее меньшее значение УВБ по характеристике «ГЭС объем»; W_1 - значение объема, соответствующее Z_1 ; W_2 - значение объема, соответствующее Z_2 . Далее расчет осуществляется по 4 алгоритмам в зависимости от значения переменной интервала $Tip(i)$, где i – номер итерации (номер строки расчета).

При проведении каждой итерации расчетов выполняется проверка на наличие и величину необходимых введенных значений. Проверке подлежат и рассчитанные параметры: УМО, НПУ, максимальная пропускная способность станции и пр. В ПО ВЭР предусмотрены два вида результатов проверки: критические ошибки и предупреждающие сообщения.

Критические ошибки (например, отсутствие необходимого параметра) не позволяют продолжать расчёт. При появлении сообщений о критических ошибках, как на Рисунок 24, требуется корректировка исходных данных. При формировании режима в ПО ВЭР необходимо заполнить все параметры для каждой из ГЭС каскада, поскольку учитываются зависимости кривых подпора. При отсутствии значений для нижележащих ГЭС каскада расчет всего каскада невозможен.

Предупреждающие сообщения информируют о достижении граничных условий с возможностью продолжения расчёта (например, достижение УМО на

Рисунках 3.12-3.13). Данное допущение необходимо при эксплуатации станции в нехарактерных режимах работы, а также при вероятности изменения ограничений, накладываемых на параметры работы водохранилища, такие как минимально допустимая отметка сработки.

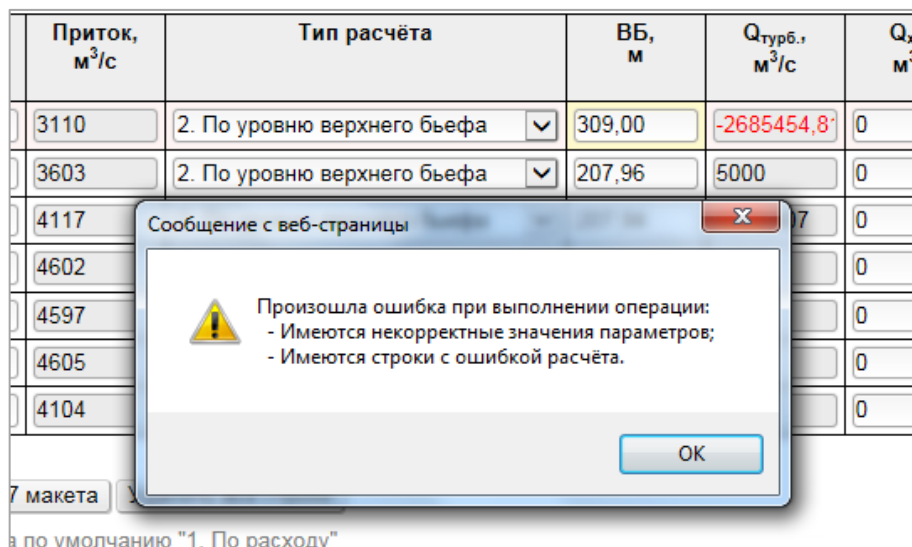


Рисунок 3.12 – Пример проверки с результатом «критическая ошибка»

ВБ, м	Qтурб., м³/с	Qх.х., м³/с	Qх.сбр., м³/с	Qн.б., м³/с
455,74	1300	0	500	1800
455,739	1300	0	500	1800
455,739	1300	0	500	1800
455,738	1300	0	0	1300
455,738	1300	0	0	1300
455,738	1300	0	0	1300

Рисунок 3.13 – Пример проверки с результатом «предупреждающее сообщение»

В программном обеспечении «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» реализована автоматическая проверка выполнения требований участников водохозяйственного комплекса в различные периоды года. Основные водохозяйственные ограничения лежат в области поддержания уровней верхних бьефов гидростанций и расходов в нижний бьеф в заданных пределах. Для этого выбирается период действия конкретного ограничения, указывается контролируемый параметр, тип ограничений и заданное значение параметра (Рисунок 3.14).

Система уравнений:

$$Zvb(i, j)(\leq; \text{or } \geq; \text{or } <; \text{or } >)Zvzbzad \quad (3.6)$$

$$Qnb(i, j)(\leq; \text{or } \geq; \text{or } <; \text{or } >)Qnbzad \quad (3.7)$$

$$Qt(i, j)(\leq; \text{or } \geq; \text{or } <; \text{or } >)Qtzad \quad (3.8)$$

$$P(i, j)(\leq; \text{or } \geq; \text{or } <; \text{or } >)Pzad \quad (3.9)$$

Изменение ограничения

Дата начала действия: день месяц

Дата окончания действия: день месяц

Параметр: Тип ограничения: Значение:

Примечание:

В случае невыполнения указанных требований, ячейка с соответствующим параметром в таблице расчёта будет выделена желтым цветом.

Рисунок 3.14 – Задание ограничений на режим работы ГЭС

В случае невыполнения указанных требований, ячейка с соответствующим параметром в таблице расчёта будет выделена желтым цветом (Рисунок 3.15).

	Период действия ограничения	Параметр	Тип ограничения	Значение	Примечание
▼	с 01.01 по 31.01	Qн.б.	<=	2600,0	
▼	с 01.01 по 31.01	Qн.б.	>=	2300,0	
▼	с 01.02 по 30.04	Qн.б.	<=	5000,0	
▼	с 01.02 по 30.04	Qн.б.	>=	1800,0	
▼	с 01.05 по 31.10	Qн.б.	<=	2600,0	
▼	с 01.11 по 14.12	Qн.б.	<=	5000,0	
▼	с 01.11 по 14.12	Qн.б.	>=	1800,0	
▼	с 15.12 по 31.12	Qн.б.	<=	2600,0	
▼	с 15.12 по 31.12	Qн.б.	>=	2300,0	

Рисунок 3.15 – Пример задания ограничений на режим работы ГЭС

Результат внедрения

В настоящее время ПО ВЭР введено в промышленную эксплуатацию в Филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Красноярское РДУ и Иркутское РДУ. Комплекс используется при планировании режимов работы ГЭС АЕК на долгосрочный и краткосрочный периоды, а также при проведении расчетов для формирования предложений Системного оператора на совещания Межведомственной рабочей группы по регулированию режимов работы водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада и Северных ГЭС, уровня воды озера Байкал.

Функции, осуществляемые ПО ВЭР, реализованы в полном объеме, в соответствии с разработанным техническим заданием, а именно:

Набор рассчитываемых водно-энергетических параметров позволяет не только осуществлять планирование режимов на разные по длительности интервалы, но и анализировать удельные затраты гидроресурсов для производства электрической энергии.

Области дальнейшего развития ПО

1) Направление развития и доработки комплекса лежит в сфере проведения оптимизации градиентным методом по критерию максимуму выработки электроэнергии, с учётом ограничений, накладываемых на режимы работы ГЭС операционной зоны ОДУ Сибири участниками водохозяйственного комплекса. В их числе: обеспечение гарантированного попуска на нужды коммунального хозяйства, обеспечение навигационных уровней или расходов, уровни верхнего бьефа по условию нормальной работы лесосплавного хозяйства, амплитуда колебаний уровней в нижнем бьефе станции, санитарные расходы и др. Такие ограничения, как правило, носят сезонный характер и изменяются в течение года. В настоящее время приведенный массив водохозяйственных требований, расходные режимы работы станций задаются и контролируются непосредственно расчётчиком. Необходимо включить данные ограничения в условия проверки на предмет допустимости программным обеспечением «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского

каскада». Информацию о нарушениях граничных условий необходимо представить в виде предупреждений, с возможностью продолжения расчета.

2) Значительные отличия фактического режима работы гидроэлектростанций от планируемого могут стать следствием участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. Участие в регулировании приводит к неоптимальному режиму работы станции и перерасходу гидроресурсов. Для улучшения качества планирования гидроэнергетических режимов, в качестве проведения тестовых расчетов, составляется расширенная база данных (с момента ввода станций в эксплуатацию) с возможностью моделирования на её основе (по существующим фактическим водно-энергетическим показателям) прогнозных режимов работы гидроэлектростанций операционной зоны ОДУ Сибири.

3) Для оценки фактического режима работы гидроэлектростанций, а также с целью улучшения качества прогнозирования, необходимо обеспечить наполнение статистической базы данных фактическими режимами работы и реализовать возможность их графического отображения по набору выбранных параметров.

Выводы по главе 3

Планирование режимов работы каскада ГЭС на долгосрочную перспективу отличается от краткосрочного по своим целям и задачам. При планировании на период от месяца до года необходимо соблюдение проектного режима работы водохранилища, предусмотренного Правилами использования водных ресурсов, выполнения ГЭС регулирующих функций в соответствии с проектным типом регулирования водохранилища, обеспечение требований водопотребителей и гарантированной энергоотдачи гидроэлектростанций, в том числе в рамках формирования сводного годового графика ремонта электросетевого оборудования на каждом интервале регулирования.

При краткосрочном планировании диспетчерского графика гидроэлектростанции учитываются ограничения максимально-допустимых перетоков в контролируемых сечениях, влияющих на загрузку ГЭС ОЭС Сибири

в зависимости от складывающихся схемно-режимных условий, а также диапазоны суточного и недельного регулирования для каждой гидростанции с учетом запорной мощности и условий по подключению к комплексу противоаварийной автоматики ОЭС Сибири. Массив описанных ограничений требует автоматизации данного процесса.

Разработанный комплекс «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» предназначен для расчета водно-энергетического расчета режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада и удовлетворяет требованиям к проводимым расчетам. В основу алгоритма положен классический водно-энергетический расчет на основе существующих гидроэнергетических характеристик водохранилищ и основного генерирующего оборудования станций.

В ПО ВЭР математически реализованы четыре алгоритма, обеспечивающие выполнения расчета параметров водно-энергетического режима работы каскада ГЭС в соответствии с предъявляемыми требованиями. Данный программный комплекс удовлетворяет потребности по планированию на долгосрочную перспективу, позволяет минимизировать расход и максимально эффективно использовать гидроресурсы, учесть ограничения по пропускной способности путем задания максимальной величины мощности, а также автоматически выполняет проверку корректности исходных данных и расчетных параметров на предмет соответствия водохозяйственным требованиям.

Разработанный комплекс внедрен в технологические процессы Системного оператора, проходит постоянную модернизацию и имеет значительную область дальнейшего развития.

4 МОДЕЛЬ ПРОПУСКА РЕЧНОГО СТОКА

4.1 Суточные режимы работы гидроузлов комплексного назначения

Большинство гидроузлов имеет назначение комплексного характера, и их работа подчиняется требованиям энергетики, речного транспорта, водоснабжения и др. Для различных гидроузлов приоритет деятельности участников непостоянен и изменяется. Но учет всех требований является обязательным на этапе планирования, поэтому в алгоритмах оптимизации все эти ограничения учитываются. В период эксплуатации гидроузла эти требования изменяются и происходит корректировка правил использования водных ресурсов.

Для балансов мощности энергосистемы значительную роль играет суточное регулирование мощности ГЭС. В суточном графике генерации ограничения, накладываемые участниками водохозяйственного комплекса, учитываются в виде ограничений на мощность и суточную выработку электроэнергии ГЭС. Ограничения могут накладываться как на минимальное, так и на максимальное значения мощности и интегральной суточной выработки, а также на диапазон и интенсивность их изменения.

В общем виде ограничения, которые учитываются при планировании суточных графиков нагрузки, можно записать:

$$Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}, \quad (4.1)$$

$$Q_{сут\ min} \leq Q_{сут} \leq Q_{сут\ max}, \quad (4.2)$$

$$Z_{ВВ\ min} \leq Z_{ВВ} \leq Z_{ВВ\ max} \quad (4.3)$$

$$Z_{НБ\ min} \leq Z_{НБ} \leq Z_{НБ\ max}, \quad (4.4)$$

$$\left(\frac{\Delta Z_{ВВi}}{\Delta t} \right) < \delta_{ВВ}, \quad (4.5)$$

$$\left(\frac{\Delta Z_{НБi}}{\Delta t} \right) < \delta_{НБ}, \quad (4.6)$$

$$\left(\frac{\Delta N}{\Delta t} \right) < \delta_n, \quad (4.7)$$

где Q – значение расхода воды на определенном интервале времени и его допустимые максимальные Q_{max} и минимальные Q_{min} значения; $Q_{сут}$ –

среднесуточное значение расхода и его допустимые величины $Q_{сут\ max}$ и $Q_{сут\ min}$; $Z_{ВБ\ max}$ и $Z_{ВБ\ min}$ – значения уровня верхнего бьефа для i -того створа; $Z_{НБ\ max}$ и $Z_{НБ\ min}$ – значения уровня нижнего бьефа для i -того створа; δ – нормируемые значения изменения параметров.

4.2 Использование водных ресурсов ГЭС

Как уже говорилось ранее, современные гидростанции работают в составе водохозяйственного комплекса (ВХК), при этом их роль в различных ВХК неодинакова. В некоторых комплексах энергетике принадлежит ведущая роль, в других – ведущим участником становится другая отрасль, например, лесосплавное хозяйство. В таком случае ставится задача рационального использования водных ресурсов, удовлетворяя требования неэнергетических водопользователей, которые необходимо выполнять.

Управление режимами работы ГЭС в жестких условиях водохозяйственных ограничений, которые нередко противоречат друг другу. Это приводит к дополнительным затруднениям. При этом требования неэнергетических участников со временем начинают возрастать, а энергетическая значимость гидроузла снижаться.

Принципы управления режимами ГЭС

При управлении режимами работы ГЭС задаётся цель управления и в соответствии с ней находится оптимальное решение:

$$\Phi = \Phi(X, Y) \Rightarrow \text{extr} \quad (4.8)$$

Целевая функция, как основной элемент математической модели, должна полно учитывать все особенности объекта управления. Это приводит к необходимости решать сложную математическую задачу с огромным количеством управляемых переменных, разнообразных исходных данных, различного рода нелинейных зависимостей, а также ограничений. Расчеты усложняются при наличии каскадов ГЭС, являющихся частью водохозяйственного комплекса. Основная исходная информация, используемая при планировании режимов, меняется. Поэтому применяют

последовательную корректировку планового решения на основе поступающей информации.

Задачи оптимизации

В общем случае задача оптимизации формулируется как задача математического программирования.

Задается целевая функция нескольких переменных

$$F = F(Z) \quad (4.9)$$

Переменные связаны между собой уравнениями связи

$$W(Z) = 0 \quad (4.10)$$

Переменные должны быть неотрицательны или находиться в пределах

$$Z_{min} \leq Z \leq Z_{max}. \quad (4.11)$$

Уравнения вида (4.9 – 10) – это ограничения типа равенств.

Переменные могут быть связаны ограничениями типа неравенств:

$$h(Z) \geq 0 \quad (4.12)$$

При оптимизации необходимо найти вектор переменных Z , обеспечивающий минимум целевой функции F . Если целевая функция и ограничения линейны, то задачу можно решать методами линейного программирования. Если хотя бы одна из функций нелинейна, то это задача нелинейного программирования. Для энергетических задач характерна нелинейность целевой функции и ограничений. Например, нелинейные параметры электрических нагрузок (статические характеристики), потери мощности нелинейны относительно параметров режима, уравнения установившегося режима системы, энергетические характеристики агрегатов и станций и др. Поэтому для решения задач оптимизации режима энергетической системы применяются методы нелинейного программирования.

В основе методов нелинейного программирования лежат методы дифференциального исчисления в совокупности с различными методами учета ограничений типа равенств и неравенств. В зависимости от вида неизвестных методы математического программирования подразделяют на

методы непрерывного, дискретного и целочисленного программирования. Подробно методы оптимизации энергетических систем рассматриваются в [95].

При оптимизации долгосрочных режимов применяются в основном методы нелинейного программирования – градиентные и неопределённых множителей Лагранжа. На долгосрочной перспективе – градиентные, неопределённых множителей Лагранжа, случайного поиска и др. При выборе состава работающих агрегатов – методы дискретного программирования – динамическое программирование, ветвей и границ и др. Методы линейного программирования применяются в основном в задачах проектирования и в задачах электроэнергетического рынка, а математический метод играет главную роль в разработке математической модели и алгоритма расчета задачи.

Математические модели управления режимами

Оптимизационная модель.

Математическая модель любого одноцелевого объекта управления включает следующие уравнения.

1. Уравнение цели (целевая функция), которое связано с параметрами входа X и параметрами выхода Y .
2. Уравнения связи показывают зависимость выходных параметров объекта от входных.
3. Уравнения ограничений показывают допустимые условия изменения входных и выходных параметров и могут задаваться в виде неравенств и равенств.
4. Уравнения оптимального управления, или уравнение оптимизации, определяется некоторой функцией, показывающей зависимость между параметрами X и Y , которые дают решение по уравнению цели. Вид функции определяется математическим методом оптимизации, применяемым при решении задачи.

5. Уравнение адаптации в общем случае распространяется лишь на те объекты, для которых предусматривается звено «приспосабливания». При адаптации может меняться цель расчетов, уравнения ограничений и уравнения связи. Чаще автоматическая адаптация отсутствует, и изменение условий учитывается при корректировках исходной информации.

Упрощенные математические модели.

В них используются эвристические методы оптимизации, которые широко распространены благодаря своей простоте и доступности, и не требуют особой математической подготовки. Во многих случаях их применение оправдано допустимыми погрешностями.

Имитационная модель.

Имитационная модель имеет вид «что будет, если?» и включает первые три уравнения оптимизационной модели. Они широко применяются для вариантных расчетов, когда задаются параметры на входе и определяются параметры на выходе или задается какое-то сочетание параметров входа и выхода. Решения, получаемые в таких моделях, чаще оценивает человек. Имитационные модели применяются при долгосрочном и краткосрочном планировании как инструмент определения решений. Имеются имитационные модели вероятностных задач.

4.3 Модель пропуска полезного притока каскада ГЭС

При долгосрочном планировании режимов работы ГЭС в ОЭС определяющими параметрами оценки использования гидроресурсов являются выработка электроэнергии \mathcal{E} (кВт·ч) и объем годового стока W (км³). Оба параметра определяются в процессе водно-энергетического расчета и коррелируются через удельный расход. Для каждой гидроэлектростанции удельный расход вычисляется отдельно в соответствии с расходными и эксплуатационными характеристиками гидроагрегатов.

В приведенной методике оценка гидроэнергетического потенциала речного стока и использования гидроресурсов может производиться как по объему стока, так и по объему выработки электроэнергии.

4.4 Методика оценки использования гидроресурсов по объему годового стока

Для сопоставления объема полезного притока каскада гидроэлектростанций с объемом максимально возможного турбинного расхода каскада ГЭС с целью определения рисков холостых сбросов воды необходимо привести модель такого каскада ГЭС (Рисунок 4.1).

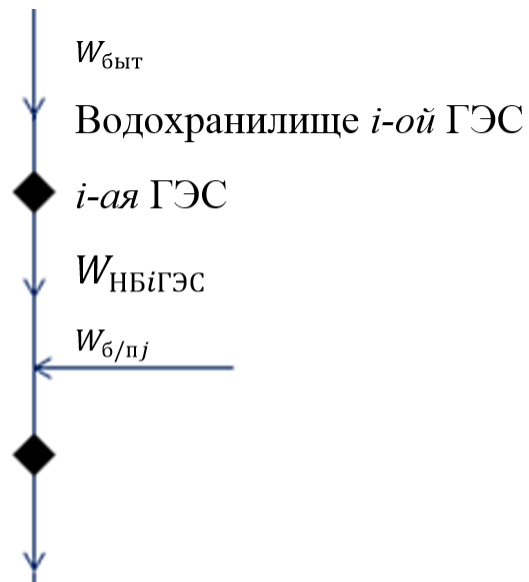


Рисунок 4.1 – Схема каскада гидроэлектростанций

Принятые обозначения: $W_{\text{быт}}$ – объем бытового полезного стока в водохранилище первой ступени каскада, км³; $W_{\text{НБ } i \text{ ГЭС}}$ – объем стока через гидроузел, км³; $W_{\text{б/п } j}$ – объем бокового притока между створами двух гидроузлов, км³. Для первой станции каскада объем полезного притока является бытовым, то есть не зарегулированным вышерасположенной станцией ($W_{\text{быт}}$), и имеет наиболее вероятностных характер. В случае, если первая ступень каскада имеет водохранилище многолетнего регулирования, а величина бокового притока невелика, то для остальных станций каскада сток

становится наиболее зарегулированным и имеет менее вероятностный характер. Количество станций в каскаде может быть неограниченно.

Целевая функция будет иметь вид:

$$W_{\text{НБ К}} \rightarrow \max \quad (4.13)$$

Система ограничений:

$$W_{\text{пр К}} \leq W_{\text{НБ К}} \quad (4.14)$$

$$W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} \leq W_{\text{турб. max } i\text{ГЭС}} + W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (4.15)$$

$$W_{\text{турб. max } i\text{ГЭС}} \leq P_{\text{ЭЭ max } i\text{ГЭС}} \cdot q_{\text{уд}} \cdot 24 \cdot 0 \cdot t / (10^9) \quad (4.16)$$

Суммарный объем притока, необходимый пропустить через гидроузлы каскада $W_{\text{пр К}}$ равен:

$$W_{\text{пр К}} = W_{\text{быт}} + \sum W_{\text{НБ } (i-1)\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{б/п}j} \quad (4.17)$$

Суммарный объем стока в нижний бьеф гидростанций каскада $W_{\text{НБ К}}$ найдем, как сумму расходов каждой из ГЭС каскада:

$$W_{\text{НБ К}} = \sum W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} \quad (4.18)$$

При этом, объем стока в НБ каждой i -ой станции каскада является суммой турбинного расхода $W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}}$ и расхода холостого сброса $W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}}$:

$$W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}} + W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (4.19)$$

$$W_{\text{НБ К}} = \sum W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = \sum W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (4.20)$$

Помимо пропуска стока через гидроузлы каскада часть гидроресурсов может быть аккумулирована в свободном полезном объеме водохранилищ многолетнего регулирования до отметки нормального подпорного уровня. Однако следует иметь в виду необходимость осуществления обязательной предуполоводной сработки таких водохранилищ. В данной универсальной модели свободный для аккумулирования полезный объем многолетнего водохранилища $W_{\text{полезнГЭС}}$ (где n – водохранилище многолетнего регулирования) будет заключен между фактической отметкой на начало расчета с соответствующим объемом $W_{\text{факт}}$ и уровнем принудительной предуполоводной сработки на конец расчета с объемом $W_{\text{упс}}$. Расчет производится на водохозяйственный год в период с 01 мая по 30 апреля.

Водный баланс соблюдается, при выполнении условия:

$$\begin{aligned} W_{\text{пр } K} &= W_{\text{НБ } K} + W_{\text{полез } K} = \\ &= \sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез}n\text{ГЭС}} \end{aligned} \quad (4.21)$$

В случае, когда объем максимально возможных турбинных расходов превышает суммарный сток в водохранилища каскада $\sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} > W_{\text{пр } K}$, весь полезный приток может быть реализован турбинами ГЭС и риски открытия ХВС минимальны.

При наступлении притока, превышающего по объему максимально возможные турбинные расходы и отсутствии достаточного свободного объема водохранилища для аккумуляции стока $W_{\text{пр } K} > \sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез}n\text{ГЭС}}$, возникает избыток стока и требуется использование холостых водосбросных сооружений в объеме:

$$\sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} = W_{\text{пр } K} - (\sum W_{\text{турб.мах } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез}n\text{ГЭС}}) \quad (4.22)$$

Если ограничения на выдачу мощности накладываются в целом на каскад гидроэлектростанций, то нет необходимости определять объем холостых сбросов воды (ХВС) для каждой конкретной станции и влияния на баланс энергосистемы это не окажет. Распределение ХВС между ГЭС может быть осуществлено непосредственно собственником. Если ограничения на выдачу мощности распространяются на конкретную станцию из каскада ГЭС и не носят временных характер (например, на период вывода в ремонт высоковольтных линий электропередачи), то необходимо определить объем ХВС для каждой из таких станций каскада и суммарный объем ХВС.

4.5 Особенности планирования режимов работы Объединенной энергетической системы Сибири с учетом ограничений на ГЭС

В состав операционной зоны ОДУ Сибири входят два крупнейших каскада гидроэлектростанций: Енисейский и Ангарский, расположенные на реках Енисей и Ангара, соответственно. В состав Енисейского каскада ГЭС входят Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс и Красноярская ГЭС; в состав Ангарского – Иркутская, Братская, Усть-Илимская и

Богучанская ГЭС. Водоохранилища Иркутского, Братского и Красноярского ГУ – многолетнего типа регулирования, что позволяет осуществлять ими многолетнее, годовое, недельное и суточное регулирование.

Ввод в эксплуатацию Богучанской ГЭС и выход на проектные параметры работы ознаменовал завершение 30-ти летнего этапа строительства и реализацию энергетических возможностей для развития промышленности в районах севера Красноярского края. Установленная мощность Ангарского каскада ГЭС составила порядка 12 ГВт, а суммарная установленная мощность гидроэлектростанций в ОЭС Сибири превысила 25 ГВт – почти половина от всех генерирующих мощностей ОЭС Сибири. Однако темпы освоения гидроэнергетического потенциала существенно превзошли темпы развития промышленности: Богучанский алюминиевый завод работает на 20% от проектной мощности, а сроки ввода Тайшетского алюминиевого завода имеют долгосрочную перспективу ввода.

Годовой график электропотребления

Ежегодно с марта в ОЭС Сибири наблюдается сезонное снижение потребления. Учитывая заданный график работы водохранилищ в период предполоводной сработки, снижение потребности энергосистемы в электроэнергии в основном балансируется отключением теплового оборудования, работающего в оптимизационном режиме. Годовой график электропотребления ОЭС Сибири приведен на Рисунке 4.2.

Основная часть речного стока приходится на период с мая по июль за счет таяния равнинного и горных снегов, а также питания летне-осенними дождевыми паводками. Схематично распределение годового стока приведено на Рисунке 4.3.

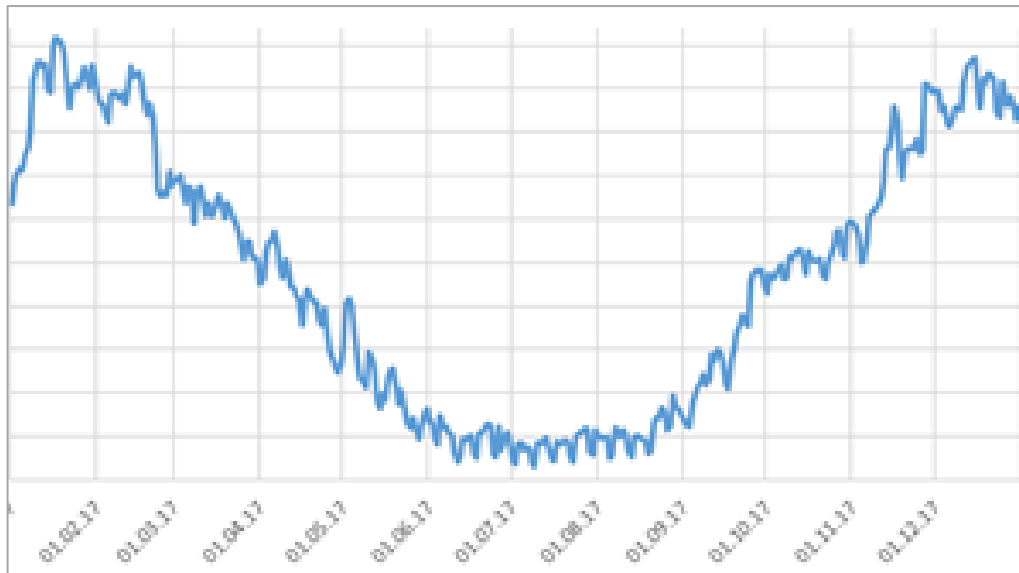


Рисунок 4.2 – Годовой график электропотребления ОЭС Сибири

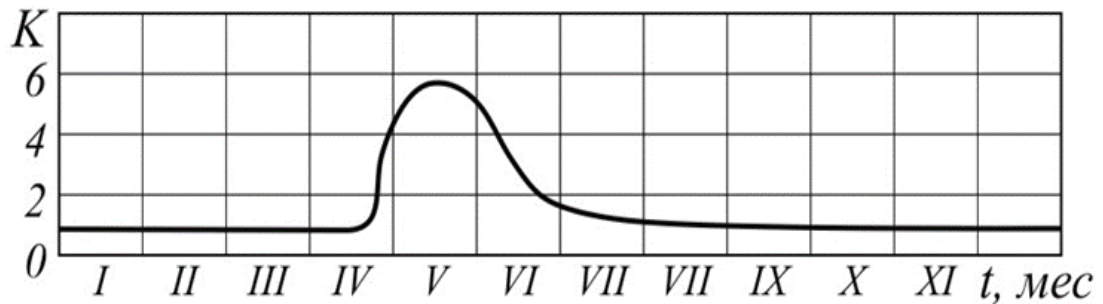


Рисунок 4.3 – Внутригодовое распределение стока для рек западносибирского типа

Сопоставление двух приведенных графиков показывает, что период пропуска половодья приходится на период минимальных электрических нагрузок в энергосистеме. Станции многолетнего регулирования максимально аккумулируют избыточный летний сток для использования его в зимнюю межень, когда достигаются максимальные значения активной нагрузки потребителей в энергосистеме.

Несмотря на возможности водохранилищ многолетнего регулирования по приёму стока, в летний период времени осуществляется загрузка ГЭС – река Ангара ниже створа Богучанской ГЭС является судоходной, а требования к навигационным расходам существенно выше санитарных. Среднегодовое распределение расходов ГЭС по месяцам приведены на Рисунке 4.4.

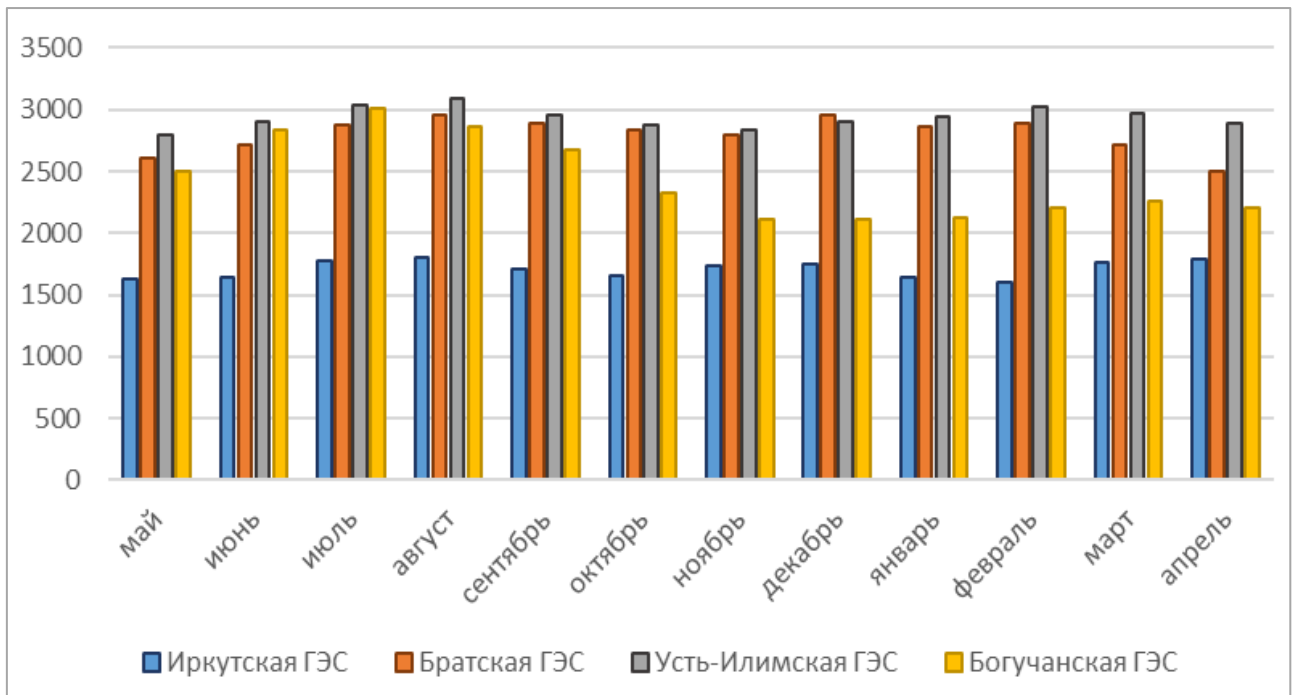


Рисунок 4.4 – Среднегодовые расходы нижнего бьефа ГЭС Ангарского каскада

Ограничение выдачи мощности ГЭС

В период с мая по октябрь осуществляется проведение ремонтной кампании объектов электросетевого хозяйства, что существенно снижает максимально-допустимые перетоки в контролируемых сечениях и ограничивает возможности по передаче электроэнергии.

С 2014 года в бассейне оз. Байкал и реки Ангара наблюдается экстремальное маловодье. Ввод мощности Богучанской ГЭС с одной стороны компенсировал снижение энергоотдачи Ангарского каскада из-за низких запасов гидроресурсов, с другой стороны усложнил ситуацию по выдаче электроэнергии в энергосистему в навигационный период, ввиду отсутствия энергоёмких потребителей. Годовая отдача Ангарского каскада в сравнении со среднемноголетней величиной без и с учетом Богучанской ГЭС приведена и на Рисунке 4.5.

Анализ предшествующих лет работы Ангарских ГЭС показал, что в текущей балансовой ситуации загрузка рассматриваемого каскада выше навигационных расходов в летний период не представляется возможной, а зачастую негативно сказывается на проведении ремонтной кампании:

неплановые и аварийные отключения электротехнического оборудования приводят к сокращению сроков выполняемых работ, отказу в проведении работ в запланированные сроки, досрочного ввода оборудования со временем аварийной готовности. Всё это может негативно сказаться на надежности работы энергосистемы в последующий осенне-зимний период. Кроме того, повышаются риски снижения судоходных уровней, сработки водохранилищ ниже установленных в летний период отметок верхнего бьефа или открытия ХВС для обеспечения навигационных расходов.

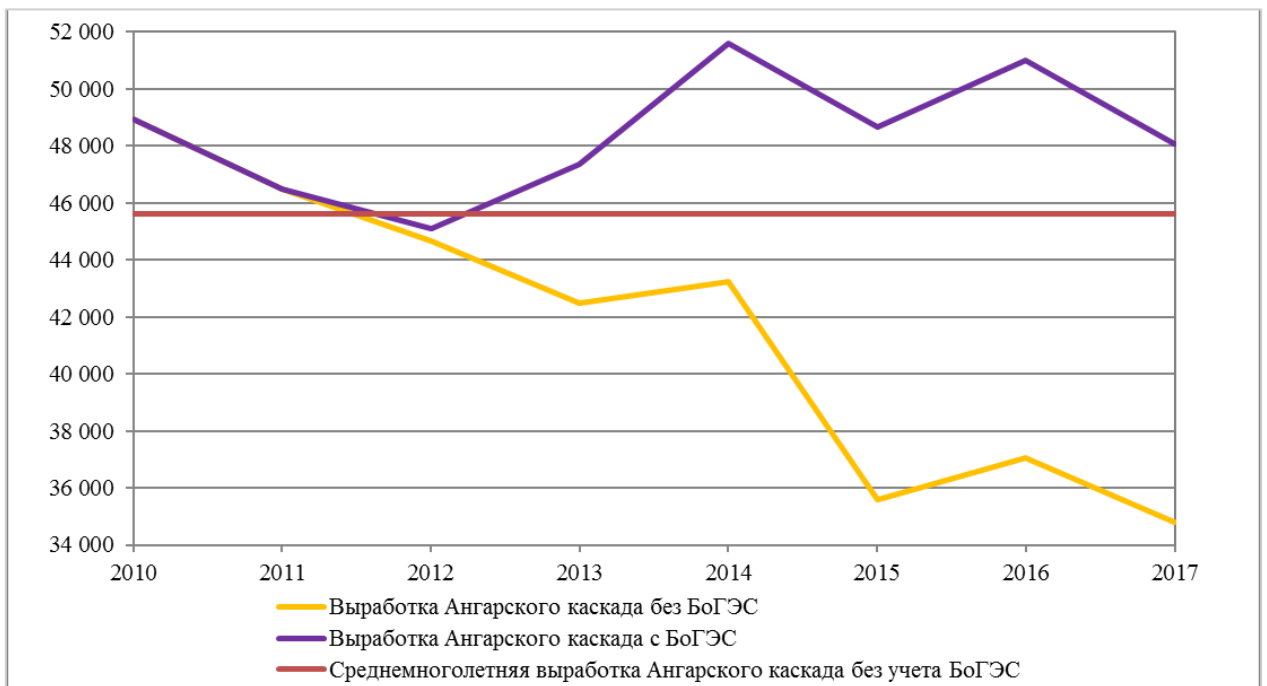


Рисунок 4.5 – Фактическая выработка ГЭС Ангарского каскада (с учетом Богучанской ГЭС и без) с 2010 по 2017 (в млн. кВт·ч)

Планирование режима работы ГЭС Ангарского каскада в маловодный период в бассейне оз. Байкал и р. Ангара

При наступлении маловодного цикла в бассейне реки Ангара снижается объем боковой приточности не только к створам Братского, Усть-Илимского и Богучанского гидроузлов, но и на судоходном участке Ангары, ниже створа Богучанской ГЭС. В настоящее время контроль судоходных уровней на Нижней Ангаре осуществляется по двум водпостам: Богучаны и Татарка. Водпост Богучаны расположен в 122 км ниже Богучанской ГЭС и на этом участке существенная боковая приточность отсутствует. То есть уровень

водпоста Богучаны зависит непосредственно от расхода Богучанской ГЭС. Водпост Татарка расположен в 430 км ниже створа Богучанского ГУ, и на участке «Богучанская ГЭС- в/п Татарка» имеются значительные боковые притоки. Один из крупных левых притоков Ангары, оказывающих существенное влияние на уровень водпоста Татарка – река Тасеева. Основная часть стока приходится на период весенне-летнего половодья (май-июнь). В маловодный период объем стока р. Тасеева также снижается, и для поддержания навигационных уровней по в/п Татарка требуется дополнительная загрузка Богучанской ГЭС, что приводит к загрузке всего транзита вследствие установившегося маловодья и отсутствия гидроресурсов для поддержания отметок водохранилищ Усть-Илимской и Богучанской ГЭС за счет бокового объема стока.

Загрузка Ангарского каскада (без учета Иркутской ГЭС) до величины навигационных расходов $3100 \text{ м}^3/\text{с}$ в транзите приведет к планированию режимов работы в контролируемых сечениях с перетоками активной мощности, близкими к максимально-допустимым значениям. При этом сроки проведения плановых ремонтов объектов электросетевого хозяйства будут сжаты или вовсе смещены на более поздний период, а мощность ГЭС Восточной части ОЭС Сибири оказывается «заперта», появляются невыпускаемые резервы.

При управлении электроэнергетическим режимом отключение генераторов от действия средств противоаварийной автоматики или по команде диспетчера, а также неплановое или аварийное отключение магистральных электрических сетей приведет к невозможности обеспечения навигационных уровней турбинными расходами и риску открытия холостых водосбросов.

В межнавигационный период маловодного цикла энергоотдача Ангарского каскада снижается для экономии гидроресурсов. Снижение зимних расходов возможно вплоть санитарных расходов на Нижней Ангаре в объеме $2000 \text{ м}^3/\text{с}$. Также в маловодный период ПИВР водохранилищ

Ангарского каскада предусматривает возможность летней сработки до УМО Усть-Илимского водохранилища в целях продления навигации, что приводит к ухудшению энергетических показателей и дополнительному снижению выработки станции (снижение напора, увеличение удельного расхода).

При такой разгрузке ГЭС Ангарского каскада в период максимальных электрических нагрузок тепловые станции занимают еще большую долю в суточном графике выработки электроэнергии, увеличивая цену в узлах нагрузки с дефицитом генерации.

Планирование режима работы ГЭС Ангарского каскада в средневодный период в бассейне оз. Байкал и р. Ангара

При установлении притока в бассейне оз. Байкал и р. Ангара на уровне нормы притока планирование и управление режимом работы ОЭС Сибири усугубляется невозможностью пропуска всего объема стока половодья через гидроагрегаты станции, стабильному росту отметок водохранилищ многолетнего регулирования и риску открытия холостых водосбросов. При этом риск открытия ХВС на водохранилищах сезонного регулирования (Усть-Илимской и Богучанской) возникают уже в первый год установления нормы притока.

Как сказано ранее, энергоотдача ГЭС Ангарского каскада в летний период выше навигационных расходов не представляется возможной. Водоохранилища Иркутской и Братской ГЭС являются многолетними, имея существенные возможности по приему избыточного речного стока. Ограничение энергоотдачи этих станций приведет к постепенному росту уровней водохранилищ в течение нескольких лет, и создаст риски открытия холостых водосбросных сооружений. Водоохранилища Усть-Илимской и Богучанской ГЭС имеют небольшие возможности по приему стока (сезонное регулирование), их полезный объем не позволяет аккумулировать существенный избыток гидроресурсов в условиях ограничения энергоотдачи ГЭС.

В зимний период времени средневодного цикла энергоотдача Ангарского каскада будет значительно выше гарантированной зимней энергоотдачи. Однако, в связи с периодом отопительного сезона, требований по поддержанию температуры в тепловой сети, а также необходимостью поддержания тепловыми станциями резервов третичного регулирования на загрузку, выдача мощности ГЭС Восточной части и в зимний период времени ограничена. Может возникнуть риск недоиспользования запасов гидроресурсов водохранилищ многолетнего регулирования и постепенный рост их уровней. Далее подробнее рассмотрим указанные ограничения.

Планирование режима работы ГЭС Ангарского каскада в многоводный период в бассейне оз. Байкал и р. Ангара

При установлении притока на уровне 120% от нормы притока и выше на р. Ангара объемы ХВС Усть-Илимской и Богучанской ГЭС возрастают на объем увеличения речного стока, а риск открытия ХВС на Братской ГЭС возникает уже с первого года многоводного цикла (в зависимости от начальной отметки наполнения на 01 мая гидрологического года). Имея зимние ограничения по выдаче электрической энергии в энергосистему, запас гидроресурсов водохранилищ многолетнего регулирования однозначно будет приводить к повышению уровней Иркутского и Братского водохранилищ и осуществлению холостых сбросов воды.

Анализ зимнего режима работы ОЭС Сибири и оценка максимально возможной энергоотдачи Ангаро-Енисейского каскада

Для оценки возможностей ОЭС Сибири по передаче электроэнергии из Восточной части ОЭС Сибири в Западную, был выполнен тестовый расчет электроэнергетического режим на фактических данных. Расчет проводился с использованием ПО Bars с учетом фактического потребления энергорайонов ОЭС Сибири, максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях и минимальной нагрузки теплового оборудования.

Исходными данными для проведения тестового расчета электроэнергетического режима ОЭС Сибири приняты:

Потребление ОЭС Сибири – 665,2 млн. кВт·ч;

Суточная выработка ГЭС Енисейского каскада ГЭС:

Саяно-Шушенская ГЭС – 55,84 млн. кВт·ч;

Красноярская ГЭС – 49,1 млн. кВт·ч (что эквивалентно судоходному расходу в рассматриваемый период).

Первоначальная загрузка Ангарского каскада ГЭС принята на уровне санитарных транзитных расходов 2000 м³/с, что эквивалентно суточной выработке станций в объеме:

Братская ГЭС – 42,5 млн. кВт·ч;

Усть-Илимская – 37,2 млн. кВт·ч;

Богучанская ГЭС – 30,72 млн. кВт·ч;

Включенный тепловой минимум ТЭС ОЭС Сибири – 13 910 МВт;

Включенный тепловой максимум ТЭС ОЭС Сибири – 18 840 МВт.

Далее, итерационно проводилась загрузка ГЭС Ангарского каскада по 100 м³/с, что эквивалентно увеличению выработки:

Братской ГЭС – на 2,04 млн. кВт·ч (в среднем на 85 МВт за сутки);

Усть-Илимской ГЭС – на 1,85 млн. кВт·ч (в среднем на 77 МВт за сутки);

Богучанской ГЭС – на 1,53 млн. кВт·ч (в среднем на 64 МВт за сутки).

Для обеспечения максимально возможной загрузки Ангарского каскада ГЭС проведена оценка режима работы теплового оборудования Восточной части ОЭС Сибири, объемов отобранной в ВСВГО мощности по оптимизационному критерию и доступной к отключению, то есть не находящейся во включенном состоянии по вынужденному режиму или по требованию Системного оператора.

В результате проведенного анализа и итерационных расчетов определена максимально возможная энергоотдача Ангарского каскада ГЭС в зимний период. Сравнение среднесуточной мощности, выработки и эквивалентного расхода Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС в планируемом режиме и режиме определения максимально возможной энергоотдачи приведено в таблицах 4.1 и 4.2 соответственно. Загрузка

Иркутской ГЭС в зимний период ограничивается требованиями по не разрушению кромки льда в нижнем бьефе станции и предотвращению подтоплений территорий в период ледостава и далее будет рассмотрена.

Таблица 4.1 – Планируемая загрузка ГЭС Ангарского каскада в зимний период в текущей балансовой ситуации

ГЭС	Средняя мощность, МВт	Суточная выработка, млн. кВтч	Эквивалентный расход НБ, м ³ /с
Братская	1 771	42,5	2085
Усть-Илимская	1 550	37,2	2000
Богучанская	1 280	30,7	2000

Таблица 4.2 – Максимально возможная загрузка ГЭС Ангарского каскада в зимний период

ГЭС	Средняя мощность, МВт	Суточная выработка, млн. кВтч	Эквивалентный расход НБ, м ³ /с
Иркутская	662,4	15,9	2800
Братская	2 575	61,8	3000
Усть-Илимская	2 471	59,3	3200
Богучанская	2 164	51,9	3400

Для обеспечения такой загрузки Ангарского каскада дополнительно было отключено 250 МВт тепловой мощности на ТЭС в Восточной части ОЭС Сибири, из них 30 МВт в Иркутской энергосистеме и 220 МВт в Красноярской энергосистеме. Суммарно по ТЭС ОЭС Сибири:

Включенный тепловой минимум ТЭС ОЭС Сибири – 13 700 МВт;

Включенный тепловой максимум ТЭС ОЭС Сибири – 18 590 МВт.

При этом планирование электроэнергетического режима ОЭС Сибири в тестовом расчете осуществлялось с перетоками активной мощности, близкими к максимально-допустимым значениям (МДП) в следующих контролируемых сечениях: «Камала - Красноярская на запад», «Красноярская ГЭС -

Назаровская ГРЭС на запад», «Назаровское на запад» и «Братск – Иркутск». Расчетные значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях до определения максимально-возможной энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада и после проведенных итерационных расчетов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчетные значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в сравнении с МДП

КС	«Камала - Красноярская на запад»			«Красноярская ГЭС - Назаровская ГРЭС на запад»			«Назаровское на запад»			«Братск – Иркутск»		
	МДП, МВт	План, МВт	Расчет, МВт	МДП, МВт	План, МВт	Расчет, МВт	МДП, МВт	План, МВт	Расчет, МВт	МДП, МВт	План, МВт	Расчет, МВт
1	1980	-390	1241	1560	-837	631	1800	-722	653	1800	440	1460
2	1980	-313	1274	1560	-820	629	1800	-713	636	1800	641	1609
3	1980	66	1463	1560	-515	761	1800	-426	776	1800	799	1524
4	1980	-367	1063	1760	-559	811	1800	-457	827	1800	905	1556
5	2120	111	1778	1760	-129	1468	1800	-40	1465	1800	950	1626
6	2260	679	1855	1760	389	1616	1800	482	1715	1800	960	1575
7	2260	1136	1889	1760	841	1705	1800	930	1800	1800	927	1562
8	2260	1047	1860	1760	807	1621	1800	893	1735	1800	855	1472
9	2120	1041	1814	1760	744	1544	1800	846	1667	1800	828	1452
10	2260	931	1814	1760	644	1539	1800	757	1659	1800	795	1431
11	2260	801	1815	1760	562	1548	1800	681	1670	1800	812	1436
12	2260	792	1811	1760	547	1529	1800	663	1650	1800	884	1649
13	2260	832	1804	1760	565	1567	1800	664	1675	1800	973	1693
14	2260	1082	1982	1760	776	1725	1800	850	1800	1800	1074	1685
15	2260	1143	1959	1760	843	1711	1800	918	1800	1800	1007	1699
16	2300	999	1944	1760	727	1708	1800	818	1800	1800	952	1674
17	2260	1046	1944	1760	806	1699	1800	897	1800	1800	809	1575
18	2260	908	1913	1760	652	1694	1800	754	1800	1800	676	1421
19	2120	578	1835	1760	378	1590	1800	493	1699	1800	499	1220
20	2120	271	1656	1760	151	1445	1800	275	1469	1800	411	1110
21	2120	655	1790	1560	161	1607	1800	281	1623	1800	367	1087
22	2120	473	1869	1560	16	1275	1800	135	1382	1800	348	1084
23	1980	-100	1354	1560	-536	767	1800	-415	812	1800	314	1077
24	1980	-318	1235	1560	-737	644	1800	-619	692	1800	324	1078

Оценка максимально возможной энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада за гидрологический год

Проведенная серия итерационных тестовых расчетов электроэнергетического режима ОЭС Сибири с целью определения максимально возможной энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада [104, 105] позволила оценить эквивалентный максимальный турбинный расход станций в различные периоды года. Для оценки турбинных расходов Иркутской ГЭС использованы среднемноголетние параметры режима работы. Полученные значения среднегодового турбинного расхода гидроэлектростанций Ангарского каскада позволили определить максимальный объем годового стока, возможного реализовать в виде электрической энергии с учетом пропускной способности электрических сетей ОЭС Сибири. Результаты расчетов сведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Максимально возможные среднемесячные турбинные расходы ГЭС Ангарского каскада в текущей балансовой ситуации ОЭС Сибири

ГЭС	Иркутская	Братская	Усть-Илимская	Богучанская
Месяц	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с
Май	2300	2500	2600	2900
Июнь	2400	2600	2700	3100
Июль	2450	2700	2800	3100
Август	2450	2700	2900	3100
Сентябрь	2550	2800	2950	3100
Октябрь	2500	2800	3000	3100
Ноябрь	2650	3000	3100	3200
Декабрь	2800	3000	3200	3400
Январь	2750	3000	3200	3400
Февраль	2450	3000	3100	3200
Март	2550	2800	2900	2900
Апрель	2350	2400	2500	2600
Среднегодовой расход, м ³ /с	2517	2775	2913	3092
Объем, км ³	79,4	87,5	91,8	97,5

При этом не следует упускать из вида, что основные ограничения лежат в области ограничения суммарной энергоотдачи каскада, а расход получен эквивалентным методом. При необходимости перераспределения расхода

между ГЭС Ангарского каскада допускается изменение турбинного расхода каждой из станции, при сохранении (не превышении) суммарной максимальной энергоотдачи каскада. Допускается отклонение расходов от приведенных в таблице 6 при изменении удельного расхода гидростанции.

4.6 Моделирование пропуска полезного притока Ангарского каскада гидроэлектростанций

Применим описанную универсальную математическую модель пропуска речного стока и алгоритмы её реализации для оценки использования гидроресурсов Ангарского каскада ГЭС.

В рамках диссертационного исследования необходимо определить объем годового стока Ангарского каскада ГЭС, возможного реализовать турбинными расходами в текущей балансовой ситуации ОЭС Сибири. Для использования полученных данных с целью оценки избытка стока, приведена модель Ангарского каскада ГЭС (Рисунок 4.6).

Ангарский каскад состоит из четырех гидроэлектростанций:

Иркутская ГЭС – первая ступень каскада, имеет водохранилище многолетнего регулирования (оз. Байкал). Перераспределение стока осуществляется между несколькими годами маловодного и многоводного цикла. Полезный приток в оз. Байкал не зарегулирован вышерасположенными гидроэлектростанциями и является бытовым;

Братская ГЭС – вторая ступень каскада. Водоохранилище многолетнего регулирования;

Усть-Илимская ГЭС – третья ступень каскада. Водоохранилище сезонного регулирования;

Богучанская ГЭС – четвертая ступень каскада. Водоохранилище сезонного регулирования.



Рисунок 4.6 – Модель Ангарского каскада ГЭС

Принятые обозначения: $W_{Байк.}$ – объем полезного стока в оз. Байкал, км³; $W_{НВ\ иргЭС}$ – объем стока через Иркутский гидроузел, км³; $W_{б/п\ Бр}$ – объем бокового притока в Братское водохранилище, км³; $W_{НВ\ БргЭС}$ – объем стока через Братский гидроузел, км³; $W_{б/п\ УИ}$ – объем бокового притока в Усть-Илимское водохранилище, км³; $W_{НВ\ УИгЭС}$ – объем стока через Усть-Илимский гидроузел, км³; $W_{б/п\ Бо}$ – объем бокового притока в Богучанское водохранилище, км³; $W_{НВ\ БогЭС}$ – объем стока через Богучанский гидроузел, км³.

Суммарный объем притока $W_{\text{пр АК}}$, необходимый пропустить через гидроузлы Ангарского каскада равен:

$$W_{\text{пр АК}} = W_{\text{Байк.}} + W_{\text{НБ ИрГЭС}} + W_{\text{б/пБр}} + W_{\text{НБ БрГЭС}} + W_{\text{б/п УИ}} + W_{\text{НБ УИГЭС}} + W_{\text{б/п Бо}} \quad (4.22)$$

Суммарный объем максимально стока в НБ гидроэлектростанций Ангарского каскада $W_{\text{НБ АК}}$ найдем, как сумму расходов каждой из ГЭС каскада:

$$W_{\text{НБ АК}} = W_{\text{НБ ИрГЭС}} + W_{\text{НБ БрГЭС}} + W_{\text{НБ УИГЭС}} + W_{\text{НБ БогЭС}} \quad (4.23)$$

При этом, объем стока в НБ каждой i -ой станции каскада является суммой турбинного расхода $W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}}$ и расхода холостого сброса $W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}}$:

$$W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}} + W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (4.24)$$

$$W_{\text{НБ АК}} = \sum W_{\text{НБ } i\text{ГЭС}} = \sum W_{\text{турб. } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} \quad (4.25)$$

Водный баланс соблюдается, при выполнении условия:

$$\begin{aligned} W_{\text{пр АК}} &= W_{\text{НБmax АК}} + W_{\text{полез АК}} = \\ &= \sum W_{\text{турб.max } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез } i\text{ГЭС}} \end{aligned} \quad (4.26)$$

В случае, когда объем максимально возможных турбинных расходов превышает суммарный сток в водохранилища каскада $\sum W_{\text{турб.max } i\text{ГЭС}} > \sum W_{\text{пр АК}}$, весь полезный приток может быть реализован турбинами ГЭС и риски открытия ХВС минимальны.

При наступлении притока, превышающего по объему турбинные расходы и отсутствии свободного объема водохранилища для аккумуляции стока $W_{\text{пр АК}} > \sum W_{\text{турб.max } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез } i\text{ГЭС}}$, возникает избыток стока и требуется использование холостых водосбросных сооружений:

$$\sum W_{\text{ХВС } i\text{ГЭС}} = W_{\text{пр АК}} - (\sum W_{\text{турб.max } i\text{ГЭС}} + \sum W_{\text{полез } i\text{ГЭС}}) \quad (4.27)$$

4.7 Проведение водно-энергетических расчетов

Ранее, исходя из ограничений на максимально возможную энергоотдачу ГЭС Ангарского каскада, были получены эквивалентные максимальные турбинные расходы для Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской гидроэлектростанций в различные периоды года.

Водно-энергетические расчеты выполнялись с использованием ПО ВЭР. Учитывались не только ограничения максимального расхода в НБ, но и ограничения участников водохозяйственного комплекса, накладываемые на режимы работы ГЭС.

Варианты водно-энергетического расчета водохозяйственного года проводились для периодов водности на уровне 80% и 100% от нормы притока. При этом рассматривались два сценария начальных условий: **в первом** случае наполнение водохранилищ начиналось *с отметок* водохранилищ Иркутской и Братской ГЭС соответствующих *сниженным запасам* водохранилищ многолетнего регулирования (по состоянию на 01.05.2018), Усть-Илимского и Богучанского – *с уровня принудительной предполоводной сработки* (УПС), то есть по водохранилищам многолетнего регулирования присутствует свободный объем $W_{\text{полезИрГЭС}}$ и $W_{\text{полезБрГЭС}}$; **во втором** – наполнение всех водохранилищ Ангарского каскада начиналось с *УПС* ($W_{\text{полезИрГЭС}} = 0$). За интервал регулирования принят один календарный месяц. Обязательными для выполнения требованиями при проведении всех расчетов были приняты действующие ограничений водопотребителей и водопользователей:

- Иркутская ГЭС:
 - базовый расход:
 - в условиях открытого русла – 1300 м³/с;
 - в условиях закрытого русла – 1250 м³/с;
 - навигационный расход – 1500 м³/с;
 - требования рыбного хозяйства – 1500 м³/с;
 - УМО – 455,54 м;
 - УПС – 456,15 м;
 - НПУ – 457,0 м;
- Братская ГЭС:
 - минимальный расход – 1000 м³/с;
 - обеспечение установленного режима работы Усть-Илимского гидроузла;

– обеспечение навигационных расходов в НБ Богучанской ГЭС в случае наличия достаточных гидроресурсов;

– УПС – 400,5 м;

– НПУ – 402,0 м;

• Усть-Илимская ГЭС:

– минимальный расход – 2000 м³/с;

– обеспечение установленного режима работы Богучанского гидроузла;

– УПС – 294,5 м;

– НПУ – 296,0 м;

– поддержание уровня Усть-Илимского водохранилища в диапазоне отметок 295,5 – 296,0 м в период с июня по январь включительно (сезонное регулирование);

• Богучанская ГЭС:

– минимальный расход – 2000 м³/с;

– поддержание навигационного расхода в диапазоне 2600-3100 м³/с в период мая по сентябрь включительно;

– УПС – 207,0 м;

– НПУ – 208,0 м;

– поддержание уровня Богучанского водохранилища в диапазоне отметок 207,0 – 208,0 м в период с июня по ноябрь включительно (сезонное регулирование);

Водно-энергетический расчет при полезном притоке к станциям

Ангарского каскада на уровне 80% от нормы притока

Первоначально были выполнены расчеты на период водохозяйственного года (с 01 мая по 30 апреля следующего года). Результаты расчета для объема притока к створам Ангарских ГУ 80% от кадастровой нормы притока приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результат расчета водохозяйственного года Ангарского каскада ГЭС при наступлении 80% от нормы притока на сниженных отметках

Иркутская ГЭС					Братская ГЭС			
Дата начала интервала	Приток, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч
01.05.2018	2432	455,75	1300	240,3	1288	394,90	2500	1599,5
01.06.2018	4056	455,85	1300	233,1	1736	394,95	2600	1604,8
01.07.2018	4048	456,07	1500	277,5	1904	395,20	2600	1667,2
01.08.2018	3488	456,29	1300	242,5	1776	395,66	2700	1734,0
01.09.2018	2552	456,48	1300	235,0	1232	395,87	2200	1370,4
01.10.2018	960	456,58	1300	242,9	664	396,06	2000	1290,8
01.11.2018	-131	456,55	1300	234,9	294	396,03	1925	1200,0
01.12.2018	-290	456,43	1300	242,4	212	395,85	1934	1244,7
01.01.2019	255	456,30	1300	242,0	162	395,61	1944	1249,7
01.02.2019	339	456,21	1250	217,7	131	395,34	1759	1057,3
01.03.2019	291	456,14	1300	241,4	134	395,13	1680	1079,6
01.04.2019	706	456,05	1300	233,3	482	394,99	1650	1026,8
01.05.2019		456,00				395,06		
Усть-Илимская ГЭС					Богучанская ГЭС			
Дата начала интервала	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч
01.05.2018	880	294,50	2600	1502,9	720	207,00	2600	1233,7
01.06.2018	270	295,65	2700	1519,9	218	207,84	2950	1357,5
01.07.2018	181	295,88	2800	1632,3	128	207,80	3000	1425,5
01.08.2018	142	295,86	2900	1691,0	103	207,72	3100	1471,3
01.09.2018	127	295,78	2529	1425,9	82	207,61	2705	1243,1
01.10.2018	106	295,50	2106	1226,2	54	207,50	2160	1027,4
01.11.2018	75	295,50	2000	1127,1	32	207,50	2032	935,9
01.12.2018	66	295,50	2000	1165,7	25	207,50	2150	1022,1
01.01.2019	56	295,50	2000	1167,8	26	207,35	2147	1019,5
01.02.2019	49	295,50	2000	1091,7	24	207,21	2100	932,1
01.03.2019	47	295,24	2000	1162,2	26	207,13	2100	995,7
01.04.2019	124	294,84	2000	1118,2	161	207,04	2200	1005,3
01.05.2019		294,50				207,00		

Складывающаяся в период с 2014 по 2018 годы гидрологическая обстановка на р. Ангаре характеризовалась экстремальным маловодьем, запасы гидроресурсов водохранилищ многолетнего регулирования были существенно снижены относительно среднемноголетних. Приточность в бассейне оз. Байкал и р. Ангара на уровне 80% от нормы притока не обеспечивает судоходные уровни на Нижней Ангаре на протяжении всего навигационного периода. Возникает риск досрочного завершения навигации во второй декаде

августа. Требования водного транспорта в нижнем бьефе Иркутской ГЭС не выполняются ввиду отсутствия запасов гидроресурсов в оз. Байкал. В целях дальнейшей экономии в межнавигационный период работа каскада будет осуществляться минимальными расходами, близкими к санитарным. Результаты расчета на 80% притока, выполненный с начальными отметками на уровне принудительной предполоводной сработки, приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Результат расчета водохозяйственного года Ангарского каскада ГЭС при наступлении 80% от нормы притока при отметках УПС

Иркутская ГЭС					Братская ГЭС			
Дата начала интервала	Приток, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч
01.05.2018	2432	456,15	1500	277,5	1288	400,50	2500	1679,4
01.06.2018	4056	456,23	1500	269,2	1736	400,65	2600	1691,0
01.07.2018	4048	456,44	1500	279,1	1904	400,95	2600	1745,0
01.08.2018	3488	456,66	1500	279,9	1776	401,35	2700	1809,5
01.09.2018	2552	456,83	1600	288,8	1232	401,64	2800	1814,9
01.10.2018	960	456,90	1600	298,5	664	401,65	2553	1709,4
01.11.2018	-131	456,85	1600	288,4	294	401,51	2600	1686,6
01.12.2018	-290	456,71	1700	315,2	212	401,17	2600	1745,3
01.01.2019	255	456,54	1700	314,5	162	400,83	2200	1477,0
01.02.2019	339	456,41	1600	277,0	131	400,66	2000	1256,0
01.03.2019	291	456,31	1500	277,8	134	400,53	1900	1275,3
01.04.2019	706	456,21	1500	268,5	482	400,40	1774	1151,1
01.05.2019		456,15				400,50		
Усть-Илимская ГЭС					Богучанская ГЭС			
Дата начала интервала	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВтч
01.05.2018	880	294,50	2600	1502,9	720	207,00	2600	1233,7
01.06.2018	270	295,65	2700	1519,9	218	207,84	2950	1357,5
01.07.2018	181	295,88	2800	1632,3	128	207,80	3000	1425,5
01.08.2018	142	295,86	2900	1691,0	103	207,72	3100	1471,3
01.09.2018	127	295,78	2950	1665,0	82	207,61	3100	1422,7
01.10.2018	106	295,75	2700	1574,4	54	207,53	2700	1282,2
01.11.2018	75	295,69	2700	1522,1	32	207,59	2750	1263,8
01.12.2018	66	295,65	2700	1572,3	25	207,57	2750	1305,7
01.01.2019	56	295,60	2315	1349,0	26	207,54	2450	1163,8
01.02.2019	49	295,52	2200	1199,1	24	207,42	2400	1065,3
01.03.2019	47	295,32	2200	1278,9	26	207,22	2380	1125,5
01.04.2019	124	294,95	2200	1230,7	161	207,04	2400	1088,7
01.05.2019		294,50				207,00		

При использовании в качестве исходных данных отметок УПС водохранилищ и наступлении притока воды на уровне 80% от нормы притока, имеются запасы гидроресурсов для обеспечения судоходных уровней ниже створа Богучанской ГЭС на всем навигационном периоде.

В таких условиях водности не требуется зимняя загрузка Ангарского каскада до максимальных расходов, определенных при выполнении расчетов электроэнергетического режима ОЭС Сибири. Однако, дополнительная загрузка в межнавигационный период позволила увеличить суммарную годовую энергоотдачу каскада на 6,9 млрд. кВтч.

Имея расчетные значения расходов станции можем определить среднегодовой расход и сток, оценив при этом модельные данные по максимальному расходу и сопоставить с полученными результатами. Свод сравнительных параметров приведен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчета водно-энергетического режима, 80% нормы притока

Параметр	Иркутская ГЭС	Братская ГЭС	Усть-Илим. ГЭС	Богучанская ГЭС
Вариант расчета притока 80% от нормы и наполнения на сниженных отметках				
Среднегодовой расход, м ³ /с	1313	2124	2437	2445
Годовой сток, км ³	41,5	72,6	76,9	77,3
Вариант расчета притока 80% от нормы и наполнения с отметок УПС				
Среднегодовой расход, м ³ /с	1559	2402	2580	2715
Годовой сток, км ³	49,3	75,8	81,4	85,8
Параметры модельного года				
Макс. сред. год. расход, м ³ /с	2517	2775	2913	3092
Макс. сред. год. сток, км ³	79,4	87,5	91,8	97,5
Параметры притока 80% от нормы				
Среднегодовой расход, м ³ /с	1559	835	177	133
Годовой объем притока, км ³	49,3	26,4	5,6	4,2

В текущих условиях выполняется условие:

$$\sum W_{\text{турб. ГЭС}} > \sum W_{\text{пр АК}} \quad (4.28)$$

Что означает, возможность пропуска полезного притока турбинными расходами, без риска открытия ХВС в нормальных условиях работы, на любом по продолжительности цикле сохранения приточности на уровне 80% от кадастровой нормы притока.

Следует отметить, что установление меньшего объема притока на р. Ангара приведет к снижению уровня воды по судоходным водпостам Богучаны и Татарка вследствие низкой боковой приточности на участке «Богучанская ГЭС – в/п Татарка». Дополнительная загрузка Ангарских ГЭС в летний период приведет к изменению сроков выполнения плановых ремонтов сетевого оборудования (вплоть до полного отказ от проведения ремонта в навигационный период) для обеспечения минимального транзитного попуска для нужд навигации, а также к сокращению сроков судоходства в связи с отсутствием гидроресурсов.

Водно-энергетический расчет при полезном притоке к станциям Ангарского каскада на уровне 100% от нормы притока

Расчеты для заданных исходных параметров по притоку на уровне среднесноголетних величин также проводились для двух вариантов начальных отметок наполнения: от сниженных значений и от значений УПС.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результат расчета водохозяйственного года Ангарского каскада ГЭС при наступлении 100% от нормы при текущих отметках

Иркутская ГЭС					Братская ГЭС			
Дата начала интервала	Приток, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч
01.05.2018	3040	455,75	1300	240,4	1610	394,90	2450	1569,9
01.06.2018	5070	455,90	1300	233,4	2170	395,17	2500	1552,0
01.07.2018	5060	456,21	1300	242,4	2380	395,71	2600	1671,7
01.08.2018	4360	456,53	1500	279,5	2220	396,32	2700	1745,2
01.09.2018	3190	456,77	1700	306,1	1540	396,89	2800	1768,1
01.10.2018	1200	456,89	1700	316,5	830	397,12	2500	1639,5
01.11.2018	-109	456,85	1700	305,8	368	397,14	2500	1585,2
01.12.2018	-242	456,70	1700	315,2	265	396,91	2600	1693,3
01.01.2019	319	456,54	1700	314,5	203	396,56	2600	1677,6
01.02.2019	424	456,42	1700	293,7	164	396,16	2400	1445,4
01.03.2019	364	456,32	1700	313,4	168	395,88	2200	1416,1
01.04.2019	883	456,20	1550	277,1	603	395,69	2000	1248,7
01.05.2019		456,15				395,78		
Усть-Илимская ГЭС					Богучанская ГЭС			
Дата начала интервала	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч
01.05.2018	1100	294,50	2600	1507,8	900	207,00	2900	1370,2
01.06.2018	337	295,89	2850	1607,9	273	207,70	3000	1379,6
01.07.2018	226	295,88	2850	1660,5	160	207,84	3100	1472,8
01.08.2018	177	295,84	2900	1690,6	129	207,73	3100	1471,7
01.09.2018	159	295,81	2950	1665,3	102	207,65	3100	1423,4
01.10.2018	132	295,82	2700	1576,1	68	207,60	2850	1352,6
01.11.2018	94	295,73	2700	1523,3	40	207,50	2740	1258,4
01.12.2018	82	295,58	2700	1572,6	31	207,50	2800	1328,1
01.01.2019	69	295,55	2700	1573,1	33	207,42	2800	1327,3
01.02.2019	61	295,51	2573	1401,7	30	207,34	2652	1176,0
01.03.2019	59	295,36	2500	1452,6	30	207,29	2700	1268,9
01.04.2019	155	295,02	2500	1397,3	190	207,09	2770	1246,2
01.05.2019		294,50				207,00		

В складывающейся в 2014-2018 годах маловодной обстановке на р. Ангара в условиях сниженных запасов воды в водохранилищах многолетнего регулирования, существует полезный объем Братского и Иркутского водохранилищ для аккумуляции избытка притока, что позволит в первый год средневодного цикла не прибегать к использованию ХВС сооружений. Установление приточности в бассейне оз. Байкал и р. Ангара на уровне 100% от кадастровой нормы притока позволит обеспечить судоходные

уровни на Нижней Ангаре на протяжении всего навигационного периода. Присутствуют запасы гидроресурсов для увеличения зимней энергоотдачи каскада.

Результаты расчета по аналогичному объему притока, выполненного с начальными отметками водохранилищ на уровне отметок предполоводной сработки приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результат расчета водохозяйственного года Ангарского каскада ГЭС при наступлении 100% от нормы притока при отметках УПС

Дата	Иркутская ГЭС					Братская ГЭС				
	Приток м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ХВС м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ХВС м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч
01.05.18	3040	456,15	1700	0	313,2	1610	400,50	2500	0	1678,9
01.06.18	5070	456,26	2000	0	355,5	2170	400,91	2600	0	1688,1
01.07.18	5060	456,52	2300	0	422,1	2380	401,66	3990	1290	1808,8
01.08.18	4360	456,75	2300	0	423,6	2220	402,00	4515	1815	1809,6
01.09.18	3190	456,93	2300	0	410,8	1540	402,00	4180	1380	1815,3
01.10.18	1200	457,00	2300	0	424,4	830	401,84	2800	0	1873,8
01.11.18	-109	456,91	2005	0	358,8	368	402,00	2800	0	1812,9
01.12.18	-242	456,73	1800	0	333,2	265	401,80	2800	0	1875,0
01.01.19	319	456,56	1800	0	332,5	203	401,44	2600	0	1742,6
01.02.19	424	456,43	1700	0	293,8	164	401,14	2500	0	1568,6
01.03.19	364	456,33	1700	0	313,5	168	400,85	2460	0	1650,6
01.04.19	883	456,22	1700	0	303,0	603	400,55	2400	0	1558,8
01.05.19		456,15					400,50			
Дата	Усть-Илимская ГЭС					Богучанская ГЭС				
	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ХВС м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч	Б/п, м ³ /с	УВБ, м	Расход в НБ, м ³ /с	ХВС м ³ /с	ЭЭ, млн. кВт·ч
01.05.18	1100	294,50	2600	0	1508,7	900	207,00	2900	0	1370,2
01.06.18	337	295,97	2913	213	1525,9	273	207,70	3100	0	1424,8
01.07.18	226	296,00	4216	1416	1627,6	160	207,80	4202	1102	1464,7
01.08.18	177	296,00	4692	1792	1682,3	129	208,00	4821	1721	1448,9
01.09.18	159	296,00	4339	1389	1657,4	102	208,00	4441	1341	1417,9
01.10.18	132	296,00	3000	0	1747,1	68	208,00	3200	0	1521,5
01.11.18	94	295,90	3100	0	1746,2	40	207,85	3400	0	1560,4
01.12.18	82	295,62	2966	0	1725,8	31	207,55	3100	0	1469,2
01.01.19	69	295,50	2669	0	1556,5	33	207,43	3000	0	1403,6
01.02.19	61	295,50	2929	0	1594,2	30	207,08	3000	0	1303,6
01.03.19	59	295,01	2900	0	1670,7	30	207,04	2955	0	1372,4
01.04.19	155	294,41	2500	0	1387,9	190	207,01	2700	0	1214,6
01.05.19		294,50					207,00			

При использовании в качестве исходных данных отметок УПС водохранилищ и наступлении притока воды на уровне 100% от нормы притока, отсутствует свободная ёмкость полезного объема в водохранилищах Ангарского каскада для принятия всего избытка речного стока. Пропуск половодья осуществляется с использованием холостых водосбросных сооружений.

В таких условиях водности потребуется дополнительная зимняя нагрузка Ангарского каскада, с увеличением суммарной годовой энергоотдачи каскада на 4,4 млрд. кВт·ч.

Определяем среднегодовой расход и сток, со сравнением с модельным годом по максимальному расходу. Свод сравнительных параметров приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчета водно-энергетического режима, 100% нормы притока

Параметр	Иркутская ГЭС	Братская ГЭС	Усть-Илим. ГЭС	Богучанская ГЭС
Вариант расчета притока 100% от нормы и наполнения на сниженных отметках				
Среднегодовой расход, м ³ /с	1571	2488	2710	2876
Годовой сток, км ³	49,5	78,4	85,5	90,7
Вариант расчета притока 100% от нормы и наполнения с отметок УПС				
Среднегодовой расход, м ³ /с	1967	3012	3235	3402
Годовой сток, км ³	62,0	95,0	102,0	107,3
Параметры модельного года				
Макс. сред. год. расход, м ³ /с	2517	2775	2913	3092
Макс. сред. год. сток, км ³	79,4	87,5	91,8	97,5
Параметры притока 100% от нормы				
Среднегодовой расход, м ³ /с	1963	1043	221	166
Годовой объем притока, км ³	61,9	32,9	7,0	5,2

В текущих условиях не выполняется условие:

$$\sum W_{\text{турб.мах}} \text{ и ГЭС} \neq W_{\text{пр АК}} \quad (4.29)$$

А значит:

$$\sum W_{\text{НБ ГЭС}} = \sum W_{\text{турб.мах ГЭС}} + \sum W_{\text{ХВС ГЭС}} \quad (4.30)$$

$$\sum W_{\text{ХВС ГЭС}} = \sum W_{\text{пр АК}} - \sum W_{\text{турб.мах ГЭС}} \quad (4.31)$$

Что означает, превышение суммарного стока Ангарского каскада максимально возможных турбинных расходов и невозможность пропуска всего стока турбинными расходами. Пропуск такого объема стока с принятыми начальными условиями отметок водохранилищ на уровне УПС, будет сопровождаться открытием ХВС в период пропуска половодья и увеличением зимней энергоотдачи каскада Ангарских ГЭС.

Дальнейшее увеличение притока к створам ГЭС Ангарского каскада будет приводить к увеличению энергоотдачи гидростанций до максимально возможных значений расхода и увеличению объема воды через ХВС.

Для приведения к обобщенной модели оценки объема ХВС для различных вариантов водности первоначально определим среднегодовые расходы и объемы полезного притока (бокового притока) к водохранилищам Ангарского каскада в соответствии с [106]. (таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Норма притока к водохранилищам Ангарского каскада

Месяц	Оз. Байкал	Б/п Братск.	Б/п Усть-Ил.	Б/п Богучан.
	Среднемесячные величины нормы притока, м³/с			
Май	3040	1610	1100	900
Июнь	5070	2170	337	273
Июль	5060	2380	226	160
Август	4360	2220	177	129
Сентябрь	3190	1540	159	102
Октябрь	1200	830	132	68
Ноябрь	-109	368	94	40
Декабрь	-242	265	82	31
Январь	319	203	69	33
Февраль	424	164	61	30
Март	364	168	59	30
Апрель	882	603	155	190
Среднегодовые параметры				
Среднегодовой приток, м ³ /с	1963	1043	221	166
Среднегодовой объем, км ³	61,9	32,9	7,0	5,2

Найдем объемы годового стока $W_{пр.i}$ для различных периодов водности (таблица 4.12).

Таблица 4.12 – Объемы годового стока к водохранилищам Ангарского каскада при различной водности

Озеро Байкал									
% от N	50%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%
$W_{Байк.}$ км ³	30,2	43,0	49,3	55,8	61,9	68,6	75,0	81,4	87,8
Боковой приток в Братское водохранилище									
$W_{б/п Бр.}$ км ³	16,5	23,2	26,5	29,8	32,9	36,4	39,7	43,0	46,3
Боковой приток в Усть-Илимское водохранилище									
$W_{б/п УИ.}$ км ³	3,5	4,9	5,6	6,3	7,0	7,7	8,4	9,1	9,8
Боковой приток в Богучанское водохранилище									
$W_{б/п Бо.}$ км ³	2,6	3,7	4,2	4,8	5,2	5,8	6,3	6,9	7,4

Используя приведенную ранее модель Ангарского каскада (Рисунок 31), в соответствии с (4.22 – 27) составим в обобщенном виде алгоритм оценки для каждой из станции каскада: объемы притоков, необходимые пропустить через гидроузлы, объемы максимально возможных турбинных расходов, объемы ХВС, энергетический эквивалент турбинным расходам и расходам ХВС.

Иркутский гидроузел.

Объем притока в оз. Байкал $W_{Байк.}$ принимаем из таблицы 13.

Максимальный турбинный объем годового стока в НБ принимаем из таблицы 6:

$$W_{турб\ max\ ИргЭС} = 79,4 \text{ км}^3 = const \quad (4.32)$$

В общем виде пропустить в нижний бьеф станции $W_{НБ\ ИргЭС}$ необходимо объем притока ($W_{Байк.} - W_{полезИргЭС}$). В случае, когда $W_{Байк.} \leq (W_{НБ\ ИргЭС} + W_{полезИргЭС})$ и $W_{НБ\ ИргЭС} = W_{турб\ ИргЭС} \leq W_{турб\ max\ ИргЭС}$, за суммарный расход в НБ Иркутской ГЭС $W_{НБ\ ИргЭС}$ принимаем $W_{турб\ ИргЭС}$.

Если $(W_{турб\ max\ ИргЭС} + W_{полезИргЭС}) < W_{Байк.}$, то за расход в НБ $W_{НБ\ ИргЭС}$ принимаем $W_{турб\ max\ ИргЭС}$ и дополнительно требуется определить

объем ХВС $W_{\text{ХВС ИрГЭС}}$ в соответствии с (4.27). Принимаем допущение, что $W_{\text{полезИрГЭС}} = 0$.

Среднегодовой удельный расход для Иркутской ГЭС $q_{\text{Ир}}$, исходя из среднестатистических значений, принят равным $4,07 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \frac{1}{\text{МВт}}$.

Годовую выработку станции найдем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{Ир}} = (W_{\text{турб ИрГЭС}} \cdot 0,278) / q_{\text{Ир}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.33)$$

Энергетический эквивалент объему ХВС найдем как:

$$\mathcal{E}_{\text{Ир ХВС}} = (W_{\text{ХВС ИрГЭС}} \cdot 0,278) / q_{\text{Ир}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.34)$$

Братский гидроузел.

Объем притока в Братское водохранилище, необходимый пропустить в НБ станции найдем как сумму бокового притока в водохранилище и расхода в НБ вышерасположенной Иркутской ГЭС:

$$W_{\text{пр.Бр}} = W_{\text{НБ ИрГЭС}} + W_{\text{б/п Бр}} = W_{\text{НБ БрГЭС}} \quad (4.35)$$

Максимальный турбинный объем годового стока в НБ Братской ГЭС принимаем из таблицы 6:

$$W_{\text{турб max БрГЭС}} = 87,5 \text{ км}^3 = \text{const} \quad (4.36)$$

Если расчетное значение $(W_{\text{турб БрГЭС}} + W_{\text{полезБрГЭС}}) \geq W_{\text{НБ БрГЭС}}$ и $W_{\text{турб БрГЭС}} < W_{\text{турб max БрГЭС}}$, то за расход в НБ Братской ГЭС принимаем $W_{\text{турб БрГЭС}}$.

Если $(W_{\text{турб max БрГЭС}} + W_{\text{полезБрГЭС}}) < W_{\text{НБ БрГЭС}}$, то за расход в НБ Братской ГЭС принимаем $W_{\text{турб max БрГЭС}}$, при этом дополнительно требуется определить объем ХВС $W_{\text{ХВС БрГЭС}}$ в соответствии с (4.27). Принимаем допущение, что $W_{\text{полезБрГЭС}} = 0$.

Среднегодовой удельный расход для Братской ГЭС $q_{\text{Бр}}$, исходя из среднестатистических значений, принят равным $1,13 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \frac{1}{\text{МВт}}$.

Годовую выработку станции найдем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{Бр}} = (W_{\text{турб БрГЭС}} \cdot 0,278) / q_{\text{Бр}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.37)$$

Энергетический эквивалент объему ХВС найдем как:

$$\mathcal{E}_{\text{Бр ХВС}} = (W_{\text{ХВС БрГЭС}} \cdot 0,278) / q_{\text{Бр}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.38)$$

Усть-Илимский гидроузел.

Объем притока в Усть-Илимское водохранилище, необходимый пропустить в НБ станции найдем как сумму бокового притока в водохранилище и расхода в НБ вышерасположенной Братской ГЭС:

$$W_{\text{пр.УИ}} = W_{\text{НБ БрГЭС}} + W_{\text{б/п УИ}} = W_{\text{НБ УИГЭС}} \quad (4.39)$$

Максимальный турбинный объем годового стока в НБ Усть-Илимской ГЭС принимаем из таблицы 6:

$$W_{\text{турб max УИГЭС}} = 91,8 \text{ км}^3 = \text{const} \quad (4.40)$$

Если значение $W_{\text{турб УИГЭС}} \geq W_{\text{НБ УИГЭС}}$ и $W_{\text{турб УИГЭС}} < W_{\text{турб max УИГЭС}}$, то за расход в НБ Усть-Илимской ГЭС принимаем $W_{\text{турб УИГЭС}}$.

Если $W_{\text{турб УИГЭС}} < W_{\text{НБ УИГЭС}}$, то за расход в НБ Усть-Илимской ГЭС принимаем $W_{\text{турб max УИГЭС}}$, при этом дополнительно требуется определить объем ХВС $W_{\text{ХВС УИГЭС}}$ в соответствии с (4.27). Среднегодовой удельный расход для Усть-Илимской ГЭС $q_{\text{УИ}}$, исходя из среднестатистических значений, принят равным $1,28 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \frac{1}{\text{МВт}}$.

Годовую выработку станции найдем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{УИ}} = (W_{\text{турб УИГЭС}} \cdot 0,278) / q_{\text{УИ}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.41)$$

Энергетический эквивалент объему ХВС найдем как:

$$\mathcal{E}_{\text{УИ ХВС}} = (W_{\text{ХВС УИГЭС}} \cdot 0,278) / q_{\text{УИ}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.42)$$

Богучанский гидроузел.

Объем притока в Богучанское водохранилище, необходимый пропустить в НБ станции найдем как сумму бокового притока в водохранилище и расхода в НБ вышерасположенной Усть-Илимской ГЭС:

$$W_{\text{пр.Бо}} = W_{\text{НБ УИГЭС}} + W_{\text{б/п Бо}} = W_{\text{НБ БогЭС}} \quad (4.43)$$

Максимальный турбинный объем годового стока в НБ Богучанской ГЭС принимаем из таблицы 6:

$$W_{\text{турб max БогЭС}} = 97,5 \text{ км}^3 = \text{const} \quad (4.44)$$

Если $W_{\text{турб БогЭС}} \geq W_{\text{НБ БогЭС}}$ и $W_{\text{турб БогЭС}} < W_{\text{турб max БогЭС}}$, то за расход в НБ Богучанской ГЭС принимаем $W_{\text{турб БогЭС}}$.

Если $W_{\text{турб}} \text{ БогЭС} < W_{\text{НБ}} \text{ БогЭС}$, то за расход в НБ Богучанской ГЭС принимаем $W_{\text{турб}} \text{ max} \text{ БогЭС}$, при этом дополнительно требуется определить объем ХВС $W_{\text{ХВС}} \text{ БогЭС}$ в соответствии с (4.27). Среднегодовой удельный расход для Богучанской ГЭС $q_{\text{Бог}}$, исходя из среднестатистических значений, принят равным $1,59 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \frac{1}{\text{МВт}}$.

Годовую выработку станции найдем по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{Бог}} = (W_{\text{турб}} \text{ БогЭС} \cdot 0,278) / q_{\text{Бог}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.45)$$

Энергетический эквивалент объему ХВС найдем как:

$$\mathcal{E}_{\text{Бог ХВС}} = (W_{\text{ХВС}} \text{ БогЭС} \cdot 0,278) / q_{\text{Бог}}, \text{ (млрд. кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4.46)$$

Выполнив вычисления по приведенным формулам, получены параметры режима работы Ангарского каскада (АК) для различной водности года. Свод параметров приведен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Оценка режимов работы Ангарского каскада ГЭС в периоды различной водности

Объем притока на уровне 50% от нормы стока									
Параметр	$W_{\text{пр.}}$	$W_{\text{б/п}}$	$W_{\text{НБ}}$	$W_{\text{турб max}}$	$W_{\text{турб}}$	$W_{\text{ХВС}}$	q	$\mathcal{E}_{\text{турб}}$	$\mathcal{E}_{\text{ХВС}}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	$\frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$	млрд	млрд
								кВтч	кВтч
Иркутская	30,2	-	40,9	79,4	40,9	0	4,07	2,8	0,0
Братская	57,4	16,5	57,4	87,5	57,4	0	1,13	14,1	0,0
Усть-Илим.	60,9	3,5	60,9	91,8	60,9	0	1,28	13,2	0,0
Богучанская	63,5	2,6	63,5	97,5	63,5	0	1,59	11,1	0,0
Сумма АК	212	22,6	222,7	356,2	222,7	0	-	41,2	0,0
Объем притока на уровне 70% от нормы стока									
Параметр	$W_{\text{пр.}}$	$W_{\text{б/п}}$	$W_{\text{НБ}}$	$W_{\text{турб max}}$	$W_{\text{турб}}$	$W_{\text{ХВС}}$	q	$\mathcal{E}_{\text{турб}}$	$\mathcal{E}_{\text{ХВС}}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	$\frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$	млрд	млрд
								кВтч	кВтч
Иркутская	43,0	-	43	79,4	43	0	4,07	2,9	0,0
Братская	66,2	23,2	66,2	87,5	66,2	0	1,13	16,3	0,0
Усть-Илим.	71,1	4,9	71,1	91,8	71,1	0	1,28	15,4	0,0
Богучанская	74,8	3,7	74,8	97,5	74,8	0	1,59	13,1	0,0
Сумма АК	255,1	31,8	255,1	356,2	255,1	0	-	47,7	0,0

Продолжение таблицы 4.13

Объем притока на уровне 80% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	$\frac{м^3}{МВт \cdot}$	млрд кВтч	млрд кВтч
Иркутская	49,4	-	49,4	79,4	49,4	0	4,07	3,4	0,0
Братская	75,9	26,5	75,9	87,5	75,9	0	1,13	18,7	0,0
Усть-Илим.	81,5	5,6	81,5	91,8	81,5	0	1,28	17,7	0,0
Богучанская	85,7	4,2	85,7	97,5	85,7	0	1,59	15,0	0,0
Сумма АК	292,5	36,3	292,5	356,2	292,5	0	-	54,7	0,0
Объем притока на уровне 90% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	$\frac{м^3}{МВт \cdot}$	млрд кВтч	млрд кВтч
Иркутская	55,8	-	55,8	79,4	55,8	0	4,07	3,8	0,0
Братская	85,6	29,8	85,6	87,5	85,6	0	1,13	21,0	0,0
Усть-Илим.	91,9	6,3	91,9	91,8	91,8	0,1	1,28	19,9	0,02
Богучанская	96,7	4,8	96,7	97,5	96,7	0	1,59	16,9	0,0
Сумма АК	330	40,9	330	356,2	329,9	0,1	-	61,7	0,02
Объем притока на уровне 100% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	$\frac{м^3}{МВт \cdot}$	млрд кВтч	млрд кВтч
Иркутская	62,2	-	62,2	79,4	62,2	0	4,07	4,2	0,0
Братская	95,3	33,1	95,3	87,5	87,5	7,8	1,13	21,5	1,9
Усть-Илим.	102,3	7	102,3	91,8	91,8	10,5	1,28	19,9	2,3
Богучанская	107,6	5,3	107,6	97,5	97,5	10,1	1,59	17,0	1,8
Сумма АК	367,4	45,4	367,4	356,2	339,0	28,4	-	62,7	6,0
Объем притока на уровне 110% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	$\frac{м^3}{МВт \cdot}$	млрд кВтч	млрд кВтч
Иркутская	68,6	-	68,6	79,4	68,6	0	4,07	4,7	0,0
Братская	105	36,4	105	87,5	87,5	17,5	1,13	21,5	4,3
Усть-Илим.	112,7	7,7	112,7	91,8	91,8	20,9	1,28	19,9	4,5
Богучанская	118,5	5,8	118,5	97,5	97,5	21	1,59	17,0	3,7
Сумма АК	404,8	49,9	404,8	356,2	345,4	59,4	-	63,1	12,5

Продолжение таблицы 4.13

Объем притока на уровне 120% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	м ³	млрд	млрд
							МВт ·		
Иркутская	75	-	75	79,4	75	0	4,07	5,1	0,0
Братская	114,7	39,7	114,7	87,5	87,5	27,2	1,13	21,5	6,7
Усть-Илим.	123,1	8,4	123,1	91,8	91,8	31,3	1,28	19,9	6,8
Богучанская	129,4	6,3	129,4	97,5	97,5	31,9	1,59	17,0	5,6
Сумма АК	442,2	54,4	442,2	356,2	351,8	90,4	-	63,6	19,1
Объем притока на уровне 130% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	м ³	млрд	млрд
							МВт ·		
Иркутская	81,4	-	81,4	79,4	79,4	2	4,07	5,4	0,1
Братская	124,4	43	124,4	87,5	87,5	36,9	1,13	21,5	9,1
Усть-Илим.	133,5	9,1	133,5	91,8	91,8	41,7	1,28	19,9	9,0
Богучанская	140,4	6,9	140,4	97,5	97,5	42,9	1,59	17,0	7,5
Сумма АК	479,7	59	479,7	356,2	356,2	123,5	-	63,9	25,8
Объем притока на уровне 140% от нормы стока									
Параметр	$W_{пр.}$	$W_{б/п}$	$W_{НБ}$	$W_{турб\ max}$	$W_{турб}$	$W_{ХВС}$	q	$\mathcal{E}_{турб}$	$\mathcal{E}_{ХВС}$
ГЭС	км ³	км ³	км ³	км ³	км	км	м ³	млрд	млрд
							МВт ·		
Иркутская	87,8	-	87,8	79,4	79,4	8,4	4,07	5,4	0,6
Братская	134,1	46,3	134,1	87,5	87,5	46,6	1,13	21,5	11,5
Усть-Илим.	143,9	9,8	143,9	91,8	91,8	52,1	1,28	19,9	11,3
Богучанская	151,3	7,4	151,3	97,5	97,5	53,8	1,59	17,0	9,4
Сумма АК	517,1	63,5	517,1	356,2	356,2	160,9	-	63,9	32,7

Выводы по главе 4

Современные гидроэлектростанции работают в составе водохозяйственного комплекса. В некоторых комплексах энергетике принадлежит ведущая роль, в других – ведущим участником становится другая отрасль. Для балансов мощности энергосистемы значительную роль играет суточное регулирование мощности ГЭС. В суточном графике генерации ограничения, накладываемые участниками водохозяйственного комплекса, учитываются в виде ограничений на мощность и суточную выработку электроэнергии ГЭС.

Управление режимами работы ГЭС в жестких условиях водохозяйственных ограничений приводит к дополнительным затруднениям.

Помимо имеющихся ограничений, ежегодно с марта наблюдается сезонное снижение потребления, в то время как основная часть речного стока приходится на период с мая по июль. Несовпадение конфигураций графика электропотребления и наличия гидроресурсов вносит свои особенности при планировании режимов работы ГЭС.

По ряду системных условий увеличение летней энергоотдачи каскадов ГЭС не представляется возможной в настоящий период времени, что приведет к накоплению гидроресурсов в водохранилищах, а в случае их не реализации через турбины, и к холостым сбросам воды.

Проведенная серия итерационных тестовых расчетов электроэнергетического режима ОЭС Сибири с целью определения максимально возможной энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада позволила оценить эквивалентный максимальный турбинный расход станций в различные периоды года. С помощью полученных значений среднегодового турбинного расхода гидроэлектростанций Ангарского каскада определен максимальный объем годового стока, возможный реализовать в виде электрической энергии с учетом пропускной способности электрических сетей ОЭС Сибири.

Для сопоставления объема полезного притока каскада гидроэлектростанций с объемом максимально возможного турбинного расхода каскада ГЭС с целью определения рисков холостых сбросов воды разработана универсальная модель пропуска гидроресурсов каскада ГЭС. Оценка проводилась на примере функционирования ОЭС Сибири и показала необходимость заблаговременного планирования режимов работы станций многолетнего регулирования для снижения вероятности открытия холостых водосбросных сооружений. Разработанная модель эффективна и может быть применена для любого каскада гидростанций.

5 ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГООТДАЧИ КАСКАДА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Пути увеличения энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада лежат в области применения накопителей электрической энергии, которые в современном мире в ближайшие годы займут значимое место, в области развития промышленности в районе севера Красноярской и Иркутской областей, а также в области сглаживания неравномерности годового графика электропотребления за счёт перевода горячего водоснабжения населения и промышленных предприятий на электрические котельные регионального и местного уровня.

Значительная часть установленной мощности ГЭС расположена в Восточной части ОЭС Сибири. К Восточной части ОЭС Сибири следует относить Красноярскую энергосистему, Братско-Усть-Илимский и Иркутско-Черемховский энергорайоны Иркутской энергосистемы. Именно эти энергорайоны (энергосистемы) являются избыточными по своему балансу электроэнергии, а возможности по её передаче ограничены пропускной способностью линий электропередачи.

Рассмотрим возможные пути увеличения энергоотдачи ГЭС Ангарского каскада.

1. Ввод новых и выход на проектные значения электропотребления крупных энергоёмких промышленных предприятий.
2. Перевод потребителей тепловой энергии на электрические котельные.
3. Применение накопителей энергии.

В данной научной работе подробно будут рассмотрены первые два способа увеличения электропотребления Восточной части ОЭС Сибири.

5.1 Энергоёмкие потребители

В Красноярской энергосистеме расположен крупный потребитель электрической энергии – Красноярский алюминиевый завод (КраАЗ), в

Братско–Усть-Илимском энергорайоне – Братский алюминиевый завод (БрАЗ), в Иркутско-Черемховском – Иркутский алюминиевый завод (ИркАЗ). Также в северной части Красноярского края введен в работу Богучанский алюминиевый завод (БоАЗ), однако фактический объем годового электропотребления завода не превышает 15% от проектного значения. Строительство и ввод в эксплуатацию Богучанской ГЭС и БоАЗ являются частью Богучанского энерго-металлургического объединения (БЭМО) - совместный крупнейший энерго-металлургический инвестиционный проект компаний РУСАЛ и «РусГидро» по развитию Нижнего Приангарья [107, 108].

Нижнее Приангарье – регион Красноярского края в состав которого входят пять территориальных районов: Енисейский, Богучанский, Кежемский, Мотыгинский и Северо-Енисейский, с общим населением 230 тыс. человек. Нижнее Приангарье богато природными ресурсами, в числе которых: залежи золота (не менее 10% от золотодобычи в России), одно из крупнейших в мире месторождений свинца – Горевское, Порожинское месторождение марганца, железные руды, огромные территории леса, позволяющие развивать не только лесное производство, но и Целлюлозно-бумажные комбинаты.

Проект развития Нижнего Приангарья комплексного плана БЭМО включает в себя также Тайшетский алюминиевый завод (ТАЗ), строительство которого началось в 2007 году. Площадка для его сооружения расположена в Тайшетском районе Иркутской области. Строительство ТАЗа позволит увеличить электропотребление территории не только за счет промышленного комплекса, но и за счет бытовой электрической нагрузки, необходимой для развития инфраструктуры района.

Однако с 2009 года строительство ТАЗа было переведено в менее активную фазу, в связи мировым экономическим кризисом. Сложная экономическая ситуация на мировом рынке алюминия вынуждает снижать производство алюминия для обеспечения баланса спроса и предложения, поэтому выход на проектные показатели его работы имеют долгосрочную перспективу ввода.

Реализация проекта БЭМО, как ключевого элемента Программы комплексного развития Нижнего Приангарья, позволит создать базу для развития промышленности в этом регионе. Ввод в промышленную эксплуатацию Богучанской ГЭС обеспечило энергетическую платформу для дальнейшего промышленного и социального развития региона, но ввиду отсутствия крупных энергоёмких электропотребителей, усугубляет баланс электроэнергии Восточной части ОЭС Сибири.

5.2 Электрические котельные

Как было рассмотрено ранее, избыточными по своему энергобалансу являются Красноярская и Иркутская энергосистемы. Оценка функционирующих электрических котельных рассматриваемых регионов проводилась по материалам, находящимся в свободном доступе [109,110].

В г. Красноярск преобладает централизованное теплоснабжение потребителей коммунально-бытового сектора от ТЭЦ, угольных и электрических котельных. Рост централизованного теплоснабжения объясняется желанием подключения к уже существующим тепловым источникам. Основное увеличение приходится на станции комбинированной выработки тепло- и электроэнергии (ТЭЦ). Снижение доли отпускаемого тепла на котельных связано, в том числе, и с менее экономичным, по сравнению с ТЭЦ, режимом отпуска тепла.

Теплоснабжение жилищного фонда и объектов социальной сферы г. Красноярск обеспечивается работой 40 тепловых источников. Помимо теплоснабжения общественного и жилищного фонда г. Красноярска, к системам централизованного теплоснабжения подключены промышленные потребители, получающие тепловую энергию в виде пара и горячей воды.

Теплоснабжение промышленных потребителей происходит от Красноярских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 Красноярского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания» (ООО «СГК») и от собственных котельных.

Сложность рельефа местности, большая протяженность тепломагистралей, значительная разность геодезических отметок приводят к необходимости строительства мощных перекачивающих насосных станций и потерям в тепловых сетях.

ТЭЦ Красноярского филиала ООО «СГК» являются основными источниками централизованного теплоснабжения города Красноярска. Ими обеспечивается 70% договорных тепловых нагрузок потребителей города. Также на балансе Красноярского филиала ООО «СГК» находятся две действующие электростанции – «Левобережная» и «Зелёная», и четыре не эксплуатируемых электрических котельных. Зоны действия электростанций Красноярского филиала ООО «СГК» приведены на Рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Зоны действия электростанций Красноярского филиала ООО «СГК»

На балансе ООО «КрасКом», на правах долгосрочной аренды, находятся десять муниципальных котельных, использующих в качестве основного топлива бурый уголь, и две электрокотельные, обеспечивающие тепловой энергией потребителей в левобережной части города Красноярска, а также в Центральном и Советском районах.

Еще одна крупная электрокотельная ОАО «Красноярская Электрокотельная», участвовавшая в плане развития тепловых сетей г. Красноярска до 2033 года, была ликвидирована в октябре 2016 года. Ранее ликвидированы ОАО «Дивногорские тепловые сети» (ДТС), ОАО «Южно-Енисейские тепловые сети» и ОАО «Красноярские электрокотельные», поставляющие тепловую энергию и горячую воду в гг. Красноярск, Дивногорск, пос. Шушенское, Ильичево, с. Тесь.

В текущее время объем тепловой мощности крупных ТЭЦ (субъекты ОРЭМ) Красноярской энергосистемы, включенной для обеспечения теплоснабжения населения и промышленных потребителей, составляет свыше **370 МВт**.

Город Иркутск является одним из крупных экономических центров Восточной Сибири. Город размещен на Транссибирской железнодорожной магистрали, судоходной Ангаре, в узле автомобильных дорог и не представляет компактного поселения ввиду разобщенности отдельных его частей рекой Ангарой и ее притоками - Иркутом и Ушаковкой.

Система централизованного теплоснабжения города осуществляется в основном от Ново-Иркутской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» (75,4%), работающей на буром угле.

В качестве пикового источника тепловой мощности в одном из округов региона является электрокотельная «Байкальская», установленной мощностью 150 МВт. Также для обеспечения теплоснабжения округов г. Иркутска используются электрокотельные: «Ново-Ленино», «Бытовая» и ряд малых электрокотельных.

В последние годы развития региона отмечена тенденция роста мелких электродогревательных и электронагревательных установок бытового назначения. Можно сделать вывод, что основными потребителями тепловой энергии являются общественные здания и жилищно-коммунальный сектор города. Проектная величина роста тепловых нагрузок в жилищно-коммунальном секторе г. Иркутска прогнозируется в основном за счёт жилой застройки и строительства объектов коммунально-бытового назначения.

Величина теплового оборудования, включенного в летний период для обеспечения теплоснабжения Иркутской ЭС – свыше **230** МВт.

Необходимо отметить, что в Красноярской и Иркутской энергосистемах расположены электродогревательные, не функционирующие в настоящее время. Отсутствие вложений в существующие электродогревательные приводит к ухудшению их технико-экономических параметров работы и частым аварийным отключениям основного и вспомогательного оборудования. Часть из них признают убыточными и выводят из эксплуатации [111]. Требуется модернизация функционирующих электродогревательных, реконструкция выведенных из эксплуатации или строительство новых.

Перевод горячего водоснабжения на электродогревательные позволит не только увеличить объем суточного потребления электрической энергии, но и отключить часть теплового оборудования, работающего на тепловые отборы.

Отключение теплового оборудования обеспечит дополнительную загрузку ГЭС Ангарского каскада на периоды средней и повышенной водности для снижения объема ХВС, а в периоды малой водности позволит разгрузить контролируемые сечения до значений ниже допустимого перетока по активной мощности.

Вытеснение дорогого теплового оборудования из суточного баланса электроэнергии дешевой гидравлической положительно скажется на формировании узловых цен.

Загрузка каскада Ангарских ГЭС на величину электропотребления электродогревательных станций позволит увеличить энергоотдачу каскада, а

перевод тепловой нагрузки на электродотельные позволит отключить оборудование тепловых электрических станций (ТЭС), работающее в вынужденном режиме для обеспечения ГВС, и будет способствовать большему использованию избытка гидроресурсов и снизить риск ХВС.

Часть теплового оборудования останется в работе, для размещения на них резервов третичного регулирования на загрузку, также за счет этого оборудования будет обеспечиваться чувствительность и селективность срабатывания устройств релейной защиты.

Выводы по главе 5

Рассмотрев возможные пути увеличения энергоотдачи каскада ГЭС, за наиболее эффективные приняты два:

1. Ввод новых и выход на проектные значения электропотребления крупных энергоёмких промышленных предприятий.
2. Перевод потребителей тепловой энергии на электрические котельные.

Проектирования энергоёмких потребителей, как правило, выполняется вблизи с источником генерации (ГЭС). Снижение темпов ввода таких потребителей зачастую связано с ухудшением экономической обстановки на рынке.

Перевод горячего водоснабжения на электродотельные позволит увеличить объем суточного электропотребления, обеспечит дополнительную загрузку ГЭС, позволит разгрузить контролируемые сечения ниже максимально допустимого перетока по активной мощности и вытеснить дорогое оборудование тепловых электрических станций из суточного баланса электроэнергии, что положительно скажется на формировании узловых цен.

Отсутствие вложений в существующие электродотельные приводит к ухудшению их технико-экономических параметров работы и удорожанию эксплуатации. Для реализации такого пути увеличения выработки каскада ГЭС требуется их модернизация.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем исследовании разработана методика планирования энергетических балансов и управления режимом Объединенной электроэнергетической системы со значительной долей гидрогенерации в условиях неопределенности энергетических балансов, повышающей эффективность использования гидроресурсов.

Проведенный анализ существующих методов и подходов по планированию и управлению электроэнергетическим режимом показал недостаточность учёта особенностей режима работы ГЭС ОЭС Сибири в современных условиях развития электроэнергетической системы.

Разработаны технические требования и алгоритмы их реализации для создания программного обеспечения по выполнению водно-энергетических расчётов режима работы каскадов гидроэлектростанций.

Разработанная математическая модель и алгоритмы оценки энергетического потенциала каскада гидроэлектростанций в рамках действующих ограничений позволила определить максимально возможную энергоотдачу каскада в условиях неопределенности балансов мощности и электрической энергии.

Анализ объема генерации тепловых электрических станций в летний период, обеспечивающий горячее водоснабжение населенных пунктов и промышленные отборы горячей воды и пара, показал, что перевод части нагрузки с тепловых станций на электродогревные позволит увеличить энергоотдачу каскада гидроэлектростанций в период сезонного снижения электропотребления и пропуска половодий.

Предложенная критериальная методика рационального использования гидроресурсов в Объединенной электроэнергетической системе позволила систематизировать ограничения, накладываемые на водно-энергетический режим работы гидроэлектростанций. На основе полученной классификации определен объем годового стока, возможный пропустить турбинными расходами в периоды наступления выявленных ограничений.

Впервые разработанная математическая модель каскада гидроэлектростанций и алгоритмы ее реализации обеспечили проведение вариантных расчетов гидроэнергетического ресурса в различных условиях энергетического баланса. Предложенная модель универсальна и может быть использована для любого каскада гидроэлектростанций.

Доказана возможность повышения эффективности использования гидроресурсов и энергоотдачи гидроэлектростанций в узлах избытка установленной гидравлической мощности за счет перевода тепловой нагрузки на электродвигательные на основе разработанной оригинальной модели пропуска речного стока каскада водохранилищ. Предложенная универсальная методика повышает эффективность функционирования каскада гидроэлектростанций, а также позволяет получить его максимально возможную энергоотдачу в различные периоды года с учетом баланса электроэнергии (сезонный спад и рост электропотребления).

Доказана возможность повышения эффективности использования гидроресурсов и энергоотдачи гидроэлектростанций в узлах избытка установленной гидравлической мощности за счет перевода тепловой нагрузки на электродвигательные на основе разработанной оригинальной модели пропуска речного стока каскада водохранилищ.

Оптимизация использования гидроресурсов, минимизация рисков и объемов холостых сбросов воды, определение потенциала для развития промышленности в местах концентрации установленной мощности гидроэлектростанций с низкой себестоимостью позволит вытеснить из графика покрытия электрических нагрузок дорогое и менее эффективное оборудование тепловых электрических станций.

Проведенный анализ режима работы Объединенной электроэнергетической системы Сибири в рамках настоящей диссертационной работы показал следующее. Увеличение выработки электроэнергии гидроэлектростанций Ангарского каскада в текущей балансовой ситуации ОЭС Сибири в летний период не представляется

возможным даже в нормальной схеме электрической сети. Отсутствие возможности для проведения планового объема ремонта электросетевого оборудования в целях обеспечения максимальной пропускной способности транзита высоковольтных линий электропередачи в сети 500 кВ окажет негативное влияние на надежность работы в осенне-зимний период – период максимальных электрических нагрузок в энергосистеме. Незапланированные и/или аварийные отключения в магистральных электрических сетях ОЭС Сибири приведут к вынужденной разгрузке ГЭС Ангарского каскада, с угрозой невыполнения требований по поддержанию судоходных уровней и установленных отметок водохранилищ и приведет к использованию холостых водосбросных сооружений.

В навигационный период объем включенного теплового генерирующего оборудования соответствует минимально необходимому составу по следующим параметрам: обеспечение горячего теплоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий, обеспечение чувствительности и селективности работы устройств релейной защиты, обеспечение норматива резерва третичного регулирования на загрузку.

Проведенная серия расчетов электроэнергетического режима работы ОЭС Сибири позволила определить максимально возможную энергоотдачу ГЭС Ангарского каскада в различной балансовой ситуации на годовом интервале. Разработанная оригинальная модель пропуска речного стока каскадом ГЭС позволила определить объемы электроэнергии и годового стока, необходимые реализовать Ангарским каскадом в периоды различной водности. Увеличение энергоотдачи ГЭС по условию обеспечения навигационных уровней необходимо в летний период времени, а также при пропуске половодья и дождевых паводков, в то время как режим работы ОЭС Сибири в эти периоды характеризуется сезонным спадом электропотребления. Превышение суммарного притока в водохранилища Ангарского каскада величины 356 км^3 вынужденно приведет к использованию всего свободного

полезного объема водохранилищ многолетнего регулирования и открытию холостых водосбросных сооружений гидроузлов Ангарского каскада.

Рассмотрены пути возможного увеличения энергоотдачи каскада ГЭС. В годы средней и повышенной водности размещение потребителей электрической энергии непосредственно в энергорайонах с избыточной генерацией обеспечит рациональное использование гидроресурсов, создаст условия для проведения плановых объемов ремонтной кампании, позволит повысить надежность функционирования энергосистемы и минимизировать объемы холостых сбросов воды.

В нормальном режиме работы ОЭС Сибири перевод части тепловой нагрузки на электротяговые в Восточной части ОЭС Сибири позволит:

1. Сгладить неравномерность годового графика электропотребления.
2. Обеспечить увеличение энергоотдачи Ангарского каскада ГЭС, за счет роста потребления энергорайонов с избытком генерации.
3. Снизить объем включенного оборудования для теплоснабжения.
4. Снизить загрузку контролируемых сечений на транзите 500 кВ из Восточной в Западную часть ОЭС Сибири, что позволит уменьшить объем резервов третичного регулирования на загрузку, и, как следствие, отключить неэффективное оборудование тепловых электрических станций.
5. Обеспечить условия для проведения плановой ремонтной кампании электросетевого оборудования.
6. Снизить объемы запертой мощности на ГЭС и невыдаваемых резервов.
7. В периоды средней и большой водности снизить объемы холостых водосбросов.

Дальнейшее исследование настоящей научной тематики лежит в области оценки влияния предложенного метода управления режимом работы ОЭС Сибири на электрические потери в магистральных сетях, а также влияние увеличения энергоотдачи Ангарского каскада ГЭС на формирование узловых цен.

Список литературы

- [1] Труфакин, С.С. Разработка программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» = Development of the software «Water and energy balances calculations for Angara and Yenisei series of HPS» / С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, А.Г. Русина // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы 7 междунар. науч.-техн. конф., 19–23 сент. 2016 г., Казань. : в 3 т. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. - Т. 2. – С.405-408..
- [2] Труфакин, С.С. Разработка программного обеспечения "Водноэнергетический расчёт ГЭС Ангаро-Енисейского каскада" = Development of the software "Water and energy balances calculations for Angara and Yenisei series of HPS" / С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, А.Г. Русина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2016. - № 9/10. - С.105-111.
- [3] Совбан, Е.А. Тестирование программного обеспечения "Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада" / Е.А. Совбан, М.В Тайникова ; науч. рук. А.Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 5–9 дек. 2016 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 77-79.
- [4] Об электроэнергетике. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ, Москва. – 2003. – Гл.4.
- [5] Правила Оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 854. – Москва. – 2004. Раздел II.
- [6] Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования», утвержден 31 июля 2009 года (Протокол № 16/2009 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»). – Москва. – 2009.
- [7] Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утверждена решением Электроэнергетического Совета СНГ Протокол No30 от 13.10.2006 г. – Москва. – 2006.
- [8] Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»,

утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва. – 2006.

[9] Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка», утверждено 17 мая 2017 года (Протокол № 12/2017 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»).- Москва. – 2017.

[10] Глазунов А.А. Электрические сети и системы. Учебник., 4-е изд., перераб. и доп. М.: Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.

[11] Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнергетических специализированных вузов. В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.: Под редакцией В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-ое изд., переработанное и дополненное. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с: ил.

[12] Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л. Модели оптимизации развития энергосистем М.: Высш. шк., 1987. – 272 с. Учебное издание для электроэнергетических специальностей вузов.

[13] Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. Методы оптимизации режимов энергосистем. – 1981 г. – 336 с.

[14] Медведева С.Н. Оптимизация энергосистем: Учебное пособие. – Пенза: Пенз. гос. ун-т, 2005. – 48 с.

[15] Мызин А.Л. Планирование развития электроэнергетических систем. – Учебное пособие. Екатеринбург, 2004. – 55 с.

[16] Ананичева, С.С. Модели развития электроэнергетических систем: учебное пособие / С. С. Ананичева, П. Е. Мезенцев, А. Л. Мызин. – Екатеринбург: УрФУ, 2014. –148 с.

[17] Боровиков В.А. Электрические сети и системы: учебник для техникумов / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. Л.: Энергия, 1977.

[18] Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с: ил.

[19] Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации, 2-е издание. – Учебный центр НП «Совет рынка», 2015, - 379 с.

[20] Аюев, Б.И. Основы функционирования объединенной электроэнергетической системы континентальной Европы. – Екатеринбург: УрО РАН, 2008. – 276 с.

- [21] Поспелов, Г.Е., Керного, В.В. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – Минск: Высшая школа, 1977. — 320 с.
- [22] Гиршин, С. С. Методы расчета и оптимизация режимов электроэнергетических систем: конспект лекций / С. С. Гиршин, Л. В. Владимиров. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010.– 48 с.
- [23] Аюев, Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России: автореферат дис. д.т.н.: 05.14.02 – Новосибирск, 2008. – 51 с.
- [24] Абакшин, П.С. Разработка методов и алгоритмов оптимизации энергетических режимов в ЕЭС России в условиях энергетического рынка: автореферат дис. к.т.н.: 05.14.02 – Москва, 2005. – 27 с.
- [25] Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации, 2-ое издание / Учебный центр НП «Совет рынка», 2015. – 379 с.
- [26] Арзамасцев, Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: учеб. пособие для вузов / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян; под ред. Д.А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1983. – 208 с.
- [27] Бартоломей П.И., Паниковская Т.Ю. Оптимизация режимов энергосистем: Учебное пособие. – Екатеринбург, 2007.
- [28] Бабкин, Д.В. Суточное планирование и оптимизация режимов работы объединенной энергосистемы в условиях оптового рынка электроэнергии (мощности): автореферат дис. к.т.н.: 05.14.02 / Моск. энергет. ин-т. – Москва, 2004. – 20 с.
- [29] Беляев, Л.С., Подковальников, С.В. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей: Новосибирск: Наука, 2004. – 220 с.
- [30] Русина, А.Г. Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем управления установившимися режимами: автореферат дис. д.т.н.: 05.14.02 – Томск, 2013. – 41 с.
- [31] Модели статистического анализа при планировании электропотребления и графиков нагрузки = The Models of statistical analysis in planning electricity consumption and load curves / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Мы продолжаем традиции Российской статистики : сб. докл. 1 Открыт. Рос. статист. конгресса. - Новосибирск : Новосиб. гос. ун-т экономики и управления, 2016. - С. 134-140.

- [32] Обрезков, В.И. Гидроэнергетика. Учебник для студентов высших учебных заведений/ Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоиздат. – 1981, 608 с.
- [33] Филиппова, Т. А. Повышение эффективности использования ГЭС в балансах электроэнергетических систем / Т. А. Филиппова, Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн.. – 2018. – № 2. – С. 40-45.
- [34] Basics of evaluation methods of HPP resource usage during operation in IPS / A. V. Sidorova, A. Y. Arestova, A. G. Rusina, T. A. Filippova // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017) : proc. of the intern. conf., Tomsk, 27–29 July 2017. – Atlantis Press, 2017. – P. 810-815..
- [35] Русина А. Г. Вопросы повышения эффективности режимов работы Новосибирской ГЭС = Questions of improving the operating modes efficiency of the Novosibirsk HPP / А. Г. Русина, А. Е. Калинин, Г. Ж. Дургарян // Автоматика и программная инженерия = Automatics & Software Enginery. - 2017. - № 1 (19). - С. 18-27.
- [36] Дургарян Г. Ж. Задача выбора оптимального состава включённого оборудования Новосибирской ГЭС / Г. Ж. Дургарян, Е. А. Совбан; науч. рук. А. Г. Русина // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 1–5 дек. 2015 г. – Новосибирск ; Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 4. – С.11-13.
- [37] Русина А. Г. Оптимальное использование ресурсов Новосибирской ГЭС в энергосистеме / А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова // Электроэнергетика глазами молодежи : 5 междунар. науч.-техн. конф., Томск 10-14 нояб. 2014 г. : науч. тр.- Томск.2014. - Т. 2. - С.571-572.
- [38] Поляков Б. В. Гидрологический анализ и расчёты. Л., 1946
- [39] Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – 2-е изд. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 356 с.
- [40] Халяпин, Л.Е. Совершенствование методов управления текущим развитием и функционированием электроэнергетических систем, содержащих ГЭС с многолетним регулированием стока (на примере ОЭЭС Сибири): автореферат дис. на соискание уч.ст. к.т.н.: 05.14.01. – Иркутск, 1981. – 20 с.
- [41] Цветков, Е.В., Алябышева, Т.М., Парфенов, Л.Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. М: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.

- [42] Андриющенко, А.И. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высшая школа, 1983. – 255 с.
- [43] Федотов, С. А. Оптимизация режимов энергосистем в условиях перехода к рыночным отношениям в энергетике: учеб. пособие / С. А. Федотов. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2006. – 92 с.
- [44] Черных, Ф. Ю. Повышение эффективности работы электростанции в условиях рынка электроэнергии и мощности: автореферат дис. на соискание уч. ст. к.т.н.: 05.14.02. – Екатеринбург, 2001. – 24 с.
- [45] Состав и структура собственности РАО «ЕЭС России» <http://www.rao-ees.ru/ru/info/struct/>
- [46] Приватизация, конкурентная среда и эффективность менеджмента (на примере отраслей ТЭК) «Эксперт» Москва, май 2001 г.С. 29-31.<http://www.expert.ru/conference/mater/tek/>
- [47] Приватизация, конкурентная среда и эффективность менеджмента (на примере отраслей ТЭК) «Эксперт» Москва, май 2001 г.С. 33-35. <http://www.expert.ru/conference/mater/tek/C>.
- [48] Мухарьямов Т. Ш. Особенности российской энергетической политики.//Вопросы социально - гуманитарных исследований. Казань, 2003. с.57-59.
- [49] Концепция Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003 – 2008 гг. «5+5» М. 2003г. С.3 – 4. <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/5+5n.htm>
- [50] Концепция Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003 – 2008 гг. «5+5» М. 2003г. С. 4 – 5. <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/5+5n.htm>
- [51] Чубайс А. Б. О ходе реформирования российской энергетики // Энергетическая политика № 2 2003г.
- [52] Корпоративный бюллетень ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» №1(2) Апрель 2011 г. стр.1-3.
- [53] [Постановление Правительства РФ от 24.10.2003 № 643 «О Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»],
- [54] Официальный сайт Ассоциации Некоммерческое партнерство «Совет рынка»/Оптовый рынок электрической энергии и мощности. <https://www.npr-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>
- [55] Правила оптового рынка электрической энергии (мощности), утвержденные постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 года № 1172

- [56] Официальный сайт Системного оператора ЕЭС/Филиалы и представительства/ Филиальная структура компании. <http://so-ups.ru/index.php?id=structure>
- [57] Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 года № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» с 2013 года.
- [58] Отчет о функционировании ЕЭС России в 2016 году. Официальный сайт Системного оператора ЕЭС/Деятельность/Раскрытие информации субъектом рынка. http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports.
- [59] Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка», утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва, 2006. – 15 с.
- [60] Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед», утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва, 2006. – 22 с.
- [61] Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед», утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва, 2006. – 123 с.
- [62] Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы», утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС») ». – Москва, 2006. – 47 с.
- [63] Неуймин, В. Комплекс Rastr версия 3.4. – Екатеринбург, 1999. – 93 с.
- [64] Приложение № 2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы», утвержден 14 июля 2006 года (протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва, 2006. – 12 с.
- [65] Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели», утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва, 2006. – 28 с.

- [66] Методика назначения режимных генераторов, утверждена Заместителем Председателя Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» 18.12.2007 г. – Москва, 2007. – 8 с.
- [67] Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, утв. Приказом Минэнерго России от 15.10.2018 № 882. – Москва, 2018. – 14 с.
- [68] Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений», утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»). – Москва, 2006. – 182 с.
- [69] Электропотребление энергосистем России. Исследование характера колебаний // Б. Макоклюев, А. Хренников, Н. Александров, П. Радин, Новости ЭлектроТехники. Энергосбережение. №1(109). – 2018, С. 52-23.
- [70] Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008. - 296 с.
- [71] Полижаров А.С., Антонов А.В., Макоклюев Б.И., Алла Э.А., Басов А.А., Зеленохат О.Н. Иерархическая система прогнозирования // Сборник докладов III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Екатеринбург, 2012. С. 346–350.
- [72] Макоклюев Б., Цуприк Н., Антонов А., Артемьев А., Федоров Е. Ванькевич Д. Формирование и планирование электропотребления, балансов электроэнергии Дальневосточной энергетической компании (ДЭК) // Энергорынок. № 6(67), 2009. - С. 40–42.
- [73] Модели статистического анализа при планировании электропотребления и графиков нагрузки = The models of statistical analysis in planning electricity consumption and load curves / А. Г. Русина, Е. А. Совбан, Т. А. Филиппова, Д. Х. Худжасаидов // Мы продолжаем традиции российской статистики = We keep the traditions of Russian statistics : материалы I открытого рос. статист. конгр., (Новосибирск, 20–22 окт. 2015 г.). – Новосибирск : НГУЭУ, 2015. – С. 44.
- [74] Разработка принципов решения проблемы снижения дефицита электроэнергии в зоне Алтая для развития производительных сил = Development of the solution principles of the deficiency decrease problem of the electric power in the zone of altai for productive forces development / А. Г. Русина,

Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, А. В. Романов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2015. - № 1. - С. 169-172.

[75] Разработка моделей и методов моделирования новых свойств ЭЭС применительно к задачам анализа и планирования их режимов работы : отчет о НИР / Новосиб. гос. техн. ун-т исполн.: А. Г. Русина и др.. - Новосибирск, 2017. - 124 с. - № ГР АААА-А17-117061410073-7.

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

[77] Разработка, усовершенствование и алгоритмизация принципов адресных расчётов нормальных режимов электроэнергетических систем : отчет о НИР / Новосиб. гос. техн. ун-т исполн.: А. Г. Русина, А. Ю. Арестова, Я. А. Фролова, А. В. Романов, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов, П. А. Акульшина ; рук. А. Г. Русина. - Новосибирск, 2015. - 140 с.

[78] Методика прогнозирования графиков электропотребления для технологий краткосрочного планирования, утверждена Заместителем Председателя Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» 14.12.2007 г. – Москва, 2007 - 10 с.

[79] ГОСТ 19179-73 Гидрология суши. Термины и определения // Hydrology of land. Terms and definitions. Утверждены Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 29 октября 1973 г. № 2394. Переиздание.- Август 1988 г. – 36 с.

[80] Крицкий, С. Н., Менкель, М. Ф. Водохозяйственные расчеты. Л.: Гидрометеиздат, 1952. – 392 с.

[81] Крицкий, С. Н., Менкель, М. Ф. Гидрологические основы управления речным стоком. – М.: Наука, 1981. – 250 с.

[82] Регулирование речного стока и основы эксплуатации водохранилищ. Ю. В. Бондаренко, В. В. Афонин, С. В. Желудкова. Учебное пособие. - ФГОУ ВПО «Саратовский ГАУ».- Саратов, 2009.-112 с

[83] Регулирование местного стока. Ю. В. Бондаренко, С. В. Желудкова, В. В. Афонин. - Учебное пособие. - ФГОУ ВПО «Саратовский ГАУ».- Саратов 2004.-72 с

- [84] Гидротехнические сооружения. Справочник проектировщика. Под ред. В. П. Недриги. - М.: Сторойиздат, 1983
- [85] Иванов, А. Н., Неговская, Т. А. Гидрология и регулирование стока. - М.: Колос, 1979. – 384 с.
- [86] Ляпичев, Н. Н. Методика регулирования стока и водохозяйственных расчетов. М.: Стройиздат, 1972. –240 с.
- [87] Плешков Я. Ф. Регулирование речного стока. Л.: Гидрометеиздат, 1972.
- [88] Саваренский А. Д. Регулирование речного стока водохранилищами. М.: Изд-во АН СССР, 1951.
- [89] Железняков Г. В., Неговская Т. А., Овчаров Е. Е. Гидрология, гидрометрия и регулирование стока. М.: Колос, 1984.–205 с.
- [90] Мировой водный баланс и водные ресурсы Земли. – Л: Гидрометеиздат, 1974. – 638 с.
- [91] Михайлов, В.Н. Гидрология устьев рек. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 176 с.
- [92] СП 33 101-2003 .Определение основных расчетных гидрологических характеристик.: М: 2004.– 72 с.
- [93] Савичев, О.Г. Регулирование речного стока: учебное пособие /О.Г. Савичев, С.Ю. Краснощёков, Н.Г. Наливайко;Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. –114 с.
- [94] Соколовский Д. Л. Речной сток. Л., 1968.
- [95] Гидроэнергетика / Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М. - Новосибир.:НГТУ, 2013. – 620 с.
- [96] Водные ресурсы и водный баланс территории Советского Союза / Под ред. М. С. Протасьева. — Л.: Гидрометеиздат, 1967. — 200 с. (в пер.).
- [97] Методические рекомендации по определению расчетных гидрологических характеристик при отсутствии данных гидрометрических наблюдений / А. В. Рождественский, под ред. — Санкт-Петербург, Нестор-история, 2009. 194 с.
- [98] Рождественский А. В., Чеботарев А. И. Статистические методы в гидрологии. Л., Гидрометеиздат, 1974. 424 с.
- [99] Рождественский А. В., Ежов А. В. Оценка точности гидрологических расчетов. Л., Гидрометеиздат, 1986. 277 с.

- [100] Ю.М. Георгиевский, С.В. Шаночкин//Гидрологические прогнозы. Учебник. – СПб., изд. РГГМУ, 2007. – 436 с.
- [101] ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования».
- [102] Оптимизация долгосрочных режимов ГЭС Ангаро-Енисейского каскада С.С. Труфакин, Е.А. Совбан, В.И. Пантелеев, Т.А. Филиппова Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С.174-176.
- [103] Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы = Basics of Technique Evaluation the Use of Hydroelectric Resources in Their Work in EPS. / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии = Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. - 2017. - Т. 10, № 3. - С. 426-434.
- [104] Tasks of optimal performance of hydroelectric in power system / А. G. Rusina, Е. А. Sovban, J. K. Khujasaidov, Т. А. Filippova // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016) : proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk : NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 251-254..
- [105] Оценка использования ресурсов ГЭС при их работе в электроэнергетических системах / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Энергия: экономика, техника, экология. - 2016. - № 9. - С. 27-32.
- [106] РД 52.10.764-2012 Водный кадастр РФ. Методические указания по составлению и подготовке к изданию многолетних данных о режиме и качестве вод морей и морских устьев рек. – Обнинск. – Из-во «Артифлекс», 2012. – 166 с.
- [107] БЭМО. Богучанская ГЭС. О компании – Проект БЭМО. - <http://www.boges.ru/o-kompanii/proekt-bemo/>
- [108] Геоэнергетика. Аналитический он-лайн журнал. «БЭМО – первый государственно-частный проект комплексного развития. Комплексное развитие Нижнего Приангарья, 2017 - <http://geoenergetics.ru/2017/09/21/pervyj-gosudarstvenno-chastnyj-proekt-kompleksnogo-razvitiya/>

[109] Схема теплоснабжения города Красноярска до 2033 г. (Проект). 04401.СТ-ПСТ.000.000. – Красноярск, 2015г. – 268 с.

[110] Схема теплоснабжения г. Иркутска до 2027 г. Обосновывающие материалы. Том 1. – Книга 13.2. – Глава 10 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и технического перевооружение». – г. Иркутск, 2013 г. – 57 с.

[111] Информационное агентство Запад 24. СГК намеренно банкротит электрокотельные Красноярского края», 2014 – <http://zapad24.ru/articles/29380-sgk-namerenno-bankrotit-elektrokotelnye-krasnoyarskogo-kрая.html>

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Заключение Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири о разработке
алгоритмов программы «Водно-энергетический расчет ГЭС
Ангаро-Енисейского каскада»



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
 «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»
 «ОБЪЕДИНЕННОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СИБИРИ»

Заключение организации

На базе Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири» разработано и введено в промышленную эксплуатацию (Приложение 1) программное обеспечение «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (далее – ПО ВЭР), с присвоением Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017618953 от 11.08.2017 года (Приложение 2). Правообладателем программного продукта является Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы».

При разработке ПО ВЭР сотрудниками Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири **Совбан Екатериной Андреевной** и Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ **Труфакиным Сергеем Сергеевичем** выполнялось составление технических требований к проектируемому программному комплексу, разработка алгоритмов реализации сформулированных требований, описание алгоритмов проверки выполненных расчетов, а также принималось непосредственное участие на этапах проведения комплексных испытаний и опытной эксплуатации (Приложение 3). В настоящее время ПО ВЭР используется ими в производственной деятельности, обеспечивается технологическое сопровождение программного обеспечения, формирование алгоритмов оптимизации расчетов в рамках модернизации программного комплекса.

ПО ВЭР введено в промышленную эксплуатацию в Филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Красноярское РДУ и Иркутское РДУ. Указанное программное обеспечение используется на этапах долгосрочного и краткосрочного планирования водно-энергетического режима работы ГЭС Ангаро-Енисейского каскада и в целом электроэнергетического режима работы ОЭС Сибири.

Приложение 1. Приказ о вводе в промышленную эксплуатацию ПО ВЭР.

Приложение 2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Приложение 3. План-график мероприятий по разработке и внедрению ПО ВЭР.

Директор по информационным технологиям

В.В. Слесаренко

ПРИЛОЖЕНИЕ Б**Приказ Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири о вводе в промышленную эксплуатацию программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» от 16.05.2016 №106**

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ФИЛИАЛ ОАО «СО ЕЭС»
«ОБЪЕДИНЕННОЕ ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ СИБИРИ»

ПРИКАЗ16.05.2016

г. Кемерово

№ 106

О вводе в промышленную эксплуатацию программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада»

На основании акта готовности к вводу в промышленную эксплуатацию программного обеспечения «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада», утвержденного 06.05.2016 директором по управлению режимами - главным диспетчером Денисенко А.В, и в соответствии с Положением о вводе в эксплуатацию и выводе из эксплуатации информационно-управляющих систем и ИТ-активов, утвержденным приказом ОАО «СО ЕЭС» от 30.07.2014 № 206,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Ввести в промышленную эксплуатацию программное обеспечение «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (далее – ПО ВЭР) в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири с 31.05.2016.

2. Присвоить ПО ВЭР категорию оперативного обслуживания 3.

3. Директору по информационным технологиям Никифорову С.А. обеспечить:

3.1. утверждение Регламента эксплуатации ПО в срок до 31.05.2016;

3.2. утверждение Паспорта ПО ВЭР в срок не позднее 30 календарных дней с даты ввода в промышленную эксплуатацию.

4. Начальнику СДПР Попову И.В., начальнику СОПР Петрову Д.Н., начальнику САСДУ Вяльцеву А.А. и начальнику СОЭ АСУ Побережнику Р.Н. организовать эксплуатацию ПО ВЭР в соответствии с Регламентом эксплуатации ПО ВЭР в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

5. Директору Филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ Смирнову В.В. обеспечить выпуск собственного приказа о вводе ПО ВЭР в промышленную эксплуатацию в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ в срок до 01.06.2016.

6. Контроль исполнения приказа возложить на заместителя генерального директора Шломова М.В.

Генеральный директор



А.В. Хлебов

Рассылается: в дело № 04-а-3.1.1, АСДОУ: руководству, СДПР, СОПР, СОЭ АСУ, САСДУ, филиалу ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ. Внутренний сайт.

О.А. Цевкалюк

24-66

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о государственной регистрации программы для
электронных вычислительных машин от 11.08.2017 № 2017618953

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017618953

Программа для электронных вычислительных машин
«Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского
каскада»

Правообладатель: *Акционерное общество «Системный оператор
Единой энергетической системы» (RU)*

Автор: *Каптарь Сергей Юрьевич (RU)*

Заявка № **2017615925**

Дата поступления **21 июня 2017 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **11 августа 2017 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

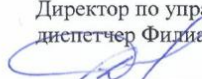


ПРИЛОЖЕНИЕ Г

План-график мероприятий по разработке и внедрению программы «Водно-Энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада»

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по управлению режимами – главный
диспетчер Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири



А.В. Денисенко

«18» 12 2015 г.

План-график мероприятий по разработке и внедрению программы
«Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада» (ПО ВЭР)
в Филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и Красноярское РДУ.

п/п	Наименование работ	Срок исполнения	Структурные подразделения	Ответственные исполнители
1.	Согласование базовых алгоритмов расчета, форм отображения, характеристик, элементов администрирования	18.12.2015	ОДУ Сибири: СДПР СОПР Красноярское РДУ: СЭРиБ	Попов И.В. Петров Д.Н. Совбан Е.А. Стефутина Л.К. Труфакин С.С.
2.	Разработка проекта ТЗ на разработку ПО «Расчет водно-энергетического режима ГЭС Ангаро-Енисейского каскада», подготовленного на основании согласованных алгоритмов	25.12.2015	СОПР СЭРиБ	Труфакин С.С. Совбан Е.А.
3.	Анализ проекта ТЗ, обсуждение с разработчиком ПО, доработка (при необходимости)	29.12.2015	САСДУ СОПР СДПР СЭРиБ	Вяльцев А.А. Попов И.В. Петров Д.Н. Совбан Е.А. Труфакин С.С.
4.	Утверждение ТЗ	30.12.2015	СОПР СЭРиБ	Труфакин С.С. Совбан Е.А.
5.	Разработка ПО Расчет ВЭР реализованного на базе интерфейса технологического сайта «Ogion»	29.02.2016	САСДУ	Вяльцев А.А.
6.	Подготовка приказа о внедрении ПО Расчет ВЭР.	04.03.2016	САСДУ	Вяльцев А.А.

n/n	Наименование работ	Срок исполнения	Структурные подразделения	Ответственные исполнители
7.	Подготовка программы и методики испытаний ПО Расчет ВЭР	09.03.2016	СОПР СДПР СЭРиБ САСДУ	Попов И.В. Петров Д.Н. Труфакин С.С. Вяльцев А.А.
8.	Проведение пусконаладочных работ, автономных и комплексных испытаний ПО Расчет ВЭР в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и Красноярское РДУ.	10.03.2016- 16.03.2016	СДПР СОПР СЭРиБ	Попов И.В. Петров Д.Н. Совбан Е.А. Стефутина Л.К. Труфакин С.С.
9.	Анализ результатов и подведение итогов испытаний, оформление сводного протокола испытаний ПО Расчет ВЭР	17.03.2016	ОДУ Сибири Красноярское РДУ	Члены комиссии в соответствии с приказом.
10.	Устранение замечаний, выявленных в результате проведения испытаний, и предоставление обновленной версии ПО Расчет ВЭР (при наличии замечаний после проведения КИ).	18.03.2016- 25.03.2016	САСДУ	Вяльцев А.А.
11.	Наполнение статистической базы водно-энергетических показателей по режимам работы Ангаро-Енисейского каскада.	25.12.2015- 25.03.2016	СОПР СЭРиБ СДПР	Совбан Е.А. Труфакин С.С. Попов И.В.
12.	Разработка проектов регламента эксплуатации, инструкции пользователя ПО Расчет ВЭР.	28.03.2016	САСДУ СОПР СДПР СЭРиБ	Вяльцев А.А. Попов И.В. Совбан Е.А. Труфакин С.
13.	Разработка программы опытной эксплуатации.	28.03.2016	СОПР СДПР СЭРиБ САСДУ	Попов И.В. Петров Д.Н. Труфакин С.С. Вяльцев А.А.
14.	Утверждение акта готовности к опытной эксплуатации ПО Расчет ВЭР.	28.03.2016	ОДУ Сибири Красноярское РДУ	Члены комиссии в соответствии с приказом.

n/n	Наименование работ	Срок исполнения	Структурные подразделения	Ответственные исполнители
15.	Опытная эксплуатация ПО Расчет ВЭР в соответствии с утвержденной программой опытной эксплуатации.	01.04.2016- 30.04.2016	СДПР СОПР СЭРиБ	Попов И.В. Петров Д.Н. Совбан Е.А. Стефутина Л.К. Труфакин С.С.
16.	Утверждение Акта готовности к промышленной эксплуатации.	06.05.2016	ОДУ Сибири Красноярское РДУ	Члены комиссии в соответствии с приказом.
17.	Подготовка приказа о вводе в промышленную эксплуатацию ПО Расчет ВЭР.	13.05.2016	САСДУ	Вяльцев А.А.

Начальник СОПР



Д.Н. Петров

Начальник СДПР



И.В. Попов

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Акт внедрения в учебный процесс НГТУ

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

НГТУ, д.т.н., профессор



А.Г. Вострцов А.Г. Вострцов

« 3 » 09 2018 г.

Акт внедрения

Результаты диссертационной работы Совбан Екатерины Андревны внедрены в учебный процесс на факультете энергетики НГТУ.

Предмет внедрения

- Методика долгосрочного и краткосрочного планирования водно-энергетического режима работы каскада ГЭС и режима электроэнергетической системы в целом.
- Программа для ЭВМ «Водно-энергетический расчет ГЭС Ангаро-Енисейского каскада».

Характер внедрения

Использование методики на лабораторных работах в курсах "Электроэнергетические системы и управление ими", "Режимы энергосистем".

Использование программы бакалаврами и магистрантами при выполнении расчётной части выпускных квалификационных работ.

Декан факультета энергетики

к.э.н., доцент

Чернов С.С.