

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

на правах рукописи



ХУДЖАСАИДОВ ДЖАХОНГИР ХУДЖАСАИДОВИЧ

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

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой  
степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Русина Анастасия Георгиевна

Новосибирск – 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>1 УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.....</b>	<b>14</b>
1.1 Обзор работ по методам оптимального управления режимами ЭЭС .....	15
1.1.1 Роль прогнозирования в задачах управления режимами ЭЭС.....	23
1.1.2 Роль оптимизации в задачах управления режимами ЭЭС.....	26
1.2 Особенности режимов ГЭС .....	28
1.2.1 Основные энергетические параметры ГЭС .....	30
1.2.2 Сезонность и регулирование режимов работы ГЭС .....	37
1.2.3 Слабые межсистемные связи ГЭС.....	42
1.2.4 Требования к режимам работы ГЭС.....	44
1.2.5 Имитационное моделирование ГЭС.....	48
1.3 Описание особенностей энергосистемы Памира .....	54
Выводы.....	57
<b>2 ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА.....</b>	<b>59</b>
2.1 Анализ основных методов оптимизации ЭЭС.....	59
2.2 Задачи оптимизации для энергосистемы Памира .....	61
2.3 Описание программы с использованием метода динамического программирования.....	70
2.4 Реализация программы «Оптимизация» .....	72
2.4.1 Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС.....	73
2.4.2 Распределение нагрузки между ГЭС в каскаде .....	77
Выводы.....	79
<b>3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ.....</b>	<b>80</b>
3.1 Анализ основных методов прогнозирования ЭЭС.....	80
3.2 Математическое моделирование графиков нагрузки .....	81
3.2.1 Преобразование Фурье.....	83
3.2.2 Роевые интеллекты.....	85
3.3 Прогнозирование мощности нагрузок для энергосистемы Памира .....	90
3.4 Модели электропотребления и суточного графика нагрузки .....	91
3.4.1 Моделирование электропотребления посредством временных рядов .....	91
3.4.2 Моделирование суточного графика нагрузки.....	99
3.5 Реализация блока «Прогнозирование».....	100
Выводы.....	106
<b>4 МОДЕЛЬ РЕЖИМА РАБОТЫ ГЭС В СОСТАВЕ ЭЭС.....</b>	<b>108</b>
4.1 Методы математического и имитационного моделирования ГЭС.....	108
4.2 Особенности математического моделирования ГЭС.....	111
4.2.1 Моделирование каскада ГЭС .....	111
4.2.2 Особенности моделирования гидротурбины .....	113
4.3 Разработка математической модели каскада ГЭС.....	115
4.3.1 Управление режимом работы каскада ГЭС в энергосистеме Памира .....	115
4.3.2 Критерии управления каскадом ГЭС .....	115

4.3.3	Режимные ограничения .....	117
4.3.4	Гидравлическая связь каскада ГЭС .....	120
4.4	Реализация модели энергосистемы Памира в ПВК Eurostag .....	123
4.4.1	Моделирование блок-схемы модели ограничений.....	123
4.4.2	Применение расчетной модели при расчете электрических режимов .....	128
4.4.3	Результаты расчета нормального режима .....	131
4.5	Использование адресных принципов при ведении режимов .....	137
4.5.1	Математическая модель адресной задачи.....	138
4.5.2	Расчет нормального режима на основе адресных принципов.....	141
4.5.3	Определение адресности поставок и потерь в сети .....	143
	Выводы .....	150
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>152</b>
	<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....</b>	<b>154</b>
	<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>155</b>
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. ....	168
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	169
	ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	170
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	175
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....	176
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	177
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	178
	ПРИЛОЖЕНИЕ И .....	179
	ПРИЛОЖЕНИЕ К .....	180

## ВВЕДЕНИЕ

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

В настоящее время вопросами инфраструктуры электроэнергетики ГБАО занимается компания «Памир Энерджи», которая вкладывает значительные инвестиции в поставку качественной, а главное постоянной электроэнергии подключенным потребителям. В силу многолетнего простоя и некорректного управления режимом работы эксплуатируемое оборудование ГЭС физически изношено и характеризуется значительными дефектами и повреждениями узлов не только гидротурбин, но и гидрогенераторов.

Аналізу и планированию нормальных режимов электроэнергетических

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

Использование ГЭС в электроэнергетической системе как энергоузла топливно-энергетического комплекса (ТЭК), вызывает необходимость совершенствовать механизмы ее управления с помощью заблаговременного определения и планирования выработки электроэнергии на ГЭС, корректной оптимизации и последующего наложения режимных критериев управления. Выполнение перечисленных условий позволит добиться повышения эффективности использования водных ресурсов ГЭС и ЭЭС в целом, что говорит об актуальности выбранного в диссертации направления исследования.

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

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

1. Анализ существующих методов и подходов к исследованию режимов работы ЭЭС с включенными в их состав ГЭС.
2. Разработка математической модели каскада ГЭС, позволяющей учесть гидравлическую связь при расчете электрических режимов.
3. Разработка программного средства для оптимизации режимов работы ГЭС в составе энергосистемы посредством перераспределения нагрузки

между гидроагрегатами как внутри станции, так и между гидроузлами каскадных ГЭС.

4. Моделирование электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС со специфическими свойствами, основанной на применении методов искусственного интеллекта.
5. Разработка основных блоков имитационной модели, позволяющих осуществлять эффективное планирование режимов ЭЭС, учитывать совокупные данные о величине и вероятности объема электропотребления при оптимальном режиме работы как отдельной станции, так и каскада ГЭС, а также режимные ограничения.

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

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

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

**Степень разработанной темы.** Электроэнергетические системы (ЭЭС), содержащие в своих генерирующих структурах гидроэлектростанции (ГЭС), на сегодняшний день являются конкурентными энергокомплексами, по сравнению с энергосистемами, в которых определяющим источником выработки электроэнергии является, например, атомная электростанция (АЭС) или электростанция, работающая на органическом топливе (ТЭС). Определяющую роль в данном сравнении играют характерные особенности, которыми обладают ГЭС. Так, электростанции, которые используют водные ресурсы в качестве

топлива, обладают высокой маневренностью, способны работать в пиках графиков нагрузки, а также обеспечивать нагрузочный резерв и быстро реагировать на незапланированное изменение величины потребления мощности, как энергосистемы, так и изолированного энергоузла в частности. Помимо всего прочего, необходимо понимать, что ГЭС участвуют в покрытии общей нагрузки энергосистемы одновременно с другими электростанциями и вопрос, связанный с задачей оптимизации режима ГЭС необходимо рассматривать как общесистемный и неразрывно связанный с характерными особенностями всего топливно-энергетического комплекса (ТЭК) [1].

Кроме оптимизационных решений, необходимо корректно подходить к задачам управления режимом энергосистемы с участием ГЭС. Так, работа ГЭС в пиковой и полупиковой части графика нагрузки приводит к частой смене режимных требований на станции и необходимости постоянной адаптации эксплуатационного режима под новые условия. При этом поиск оптимальных вариантов управления напрямую связан с большим количеством сторонних факторов, таких как: эксплуатационная надежность, экономичность, качество электроэнергии, требования энергосистемы и т.д. Данные ограничения значительно усложняют не только поиск оптимальных условий работы ГЭС, которые в последующем определяют ее эффективность, но и оставляют неопределенность в вопросах ее режимного управления [2].

Стоит отметить, что гидроэлектростанциям характерна значительная неопределенность плановых энергетических балансов, которая обусловлена неравномерностью нагрузки потребителей и изменчивостью гидрологической обстановки, т.к. гидрологические прогнозы приточности воды в водохранилище ГЭС с большой заблаговременностью не всегда предоставляются. Так, например, Гидрометеорологическим научно-исследовательским центром Российской Федерации (Гидрометцентром РФ) гидрологические прогнозы разрабатываются с интервалом от одного месяца до одного квартала, и после этапа формирования выпускаются за 2-3 дня до начала расчетного (планового периода) [3]. Полученные таким образом прогнозы совместно с данными о запасе воды в водохранилище,

могут использоваться лишь при оперативной корректировке плановой выработки на ближайший квартал и месяц, но никак непригодны для годового и квартального планирования. Собственно, поэтому, моделирование величины выработки электроэнергии гидроэлектростанциями, к примеру, даже на перспективный год - представляет собой сложный процесс, как и упоминалось ранее, по причине неопределенности внешних факторов [3, 4].

Отличительной особенностью функционирования ЭЭС с участием ГЭС также является то, что большинство ГЭС одновременно могут находиться в двух системах. Первая, из которых является энергетической и связана с величиной выработки и потребления мощностей. Вторая же является водохозяйственной и имеет существенное ограничение, накладываемое потребителями водохозяйственного комплекса (ВХК). Так, водопользователи определяют некоторые правила использования водных ресурсов водохранилища и значительно изменяют требования при планировании выработки электроэнергии на ГЭС.

Несмотря на сложность выбора оптимальных показателей работы ГЭС и его последующего режимного управления, наличие в энергосистеме гидроузлов позволяет сократить пережог газа и твердого топлива, как например, на тепловых станциях. В силу постоянной естественной возобновляемости гидроэнергетических ресурсов объем выработки электроэнергии на ГЭС позволяет ежегодно экономить 50-60 млн. тон условного топлива, за счет использования водных ресурсов, а высокая маневренность оборудования ГЭС и способность практически мгновенно набирать и сбрасывать нагрузку - делает гидроэлектростанции практически незаменимыми при покрытии переменной части графика нагрузки. Помимо эффективного покрытия графиков нагрузки потребителей, ГЭС позволяет регулировать частоту тока в энергосистеме, выполнять функции оперативного и аварийного резервов, тем самым обеспечивать надежность и высокое качество электроснабжения потребителей. Главным достоинством использования ГЭС в качестве источника генерации, является низкая себестоимость производимой электроэнергии, что связано как с низкими



эксплуатационными издержками, так и с низким расходом электроэнергии на собственные нужды.

Одной из актуальных задач управления на сегодняшний день остается задача выбора оптимального числа и состава гидроагрегатов на станции. Как показывают результаты исследования, представленные в работе [5], корректный выбор оптимального состава агрегатов позволяет улучшать КПД не только отдельной станции, но и всего гидрогенерирующего комплекса, позволяющего вырабатывать электроэнергию с помощью воды. Вопросами, которые относятся не только к технологической части производства электроэнергии с помощью ГЭС, но и к эффективной ее работе, на протяжении долгих лет занимаются не только в России, но и за рубежом. Различные методы и средства управления не только оборудованием, но и режимом работы ГЭС, представлены в работах Л.А. Владиславлева, Т.А. Филипповой, Г.В. Глазырина, Е.В. Цветкова, Д.А. Арзамасцева, М.Ш. Мисриханова, П.С. Борща, Б.И. Аюева, Т.М. Алябышева, В.А. Цурклукова, А.Г. Юркина, Н.В. Абасова, М.Ю. Чернышова, Е.Н. Осипчука, В.М. Горнштейна, В.Г. Журавлева, М.Д. Кучкина, В.И. Обрезкова, Ю.А. Секретарева, М.Г. Тягунова, В.А. Тиме и др. Несмотря на то, что перечисленными авторами проделана огромная работа и получены определенные результаты, исследования в области совершенствования контроля и систем управления гидроузлов как одиночных, так и каскадных ГЭС, продолжают по настоящее время. Так, например, при исследовании оптимизации с точки зрения единичных критериев, был получен ситуационный подход к управлению энергосистемой [6]. Его применение позволило в режиме реального времени реагировать на изменения в режиме работы станции и решать задачи в условиях многокритериального управления с последующей обработкой информации, поступающей в вероятностном виде.

В настоящее время методы оптимального использования ГЭС и их режимного управления достаточно хорошо изучены, но постоянное внедрение ГЭС в состав того или иного энергокомплекса с их характерными особенностями, приводят к тому, что требуется изучать и анализировать технологический процесс

ГЭС не только со стороны гидроэнергетических режимов, но и электрических. Причем рассматривать эти два протекающих процесса необходимо не по отдельности, а в совокупности с последующим составлением связующих звеньев.

Принимая во внимание, тот факт, что ГЭС на сегодняшний день являются единственным источником возобновляемой энергии, который способен вырабатывать электроэнергию в промышленных масштабах, появляется необходимость использовать их гидрологический потенциал как можно эффективнее. Для достижения данной цели, необходимо четко планировать выработку электроэнергии, оптимизировать планируемые электрические и гидравлические режимы, а также унифицировать вопрос корректного управления энергосистемой с включением в ее состав как самостоятельной, так и каскадной ГЭС.

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

1. Предложена новая постановка задачи планирования режимов ЭЭС с гидроэлектростанциями, учитывающая гидравлические связи каскада в расчете электрических режимов для эффективного управления энергосистемой.
2. Впервые разработан инструментарий, позволяющий проводить серии имитационных расчетов и принимать решения по анализу и планированию нормальных режимов электроэнергетических систем с каскадом ГЭС.
3. Сформулированы стратегии оптимального управления составом агрегатов ГЭС с учетом дополнительных ограничений и проведен их сравнительный анализ.
4. Предложена оригинальная методика, которая позволяет в условиях малой информативности и специфических свойств потребителей моделировать суточный график нагрузки при различной дискретности и для любого интервала времени.

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

1. Предложенная имитационная модель обладает универсальностью и позволяет рассчитывать, анализировать и планировать режимы ЭЭС на различную перспективу с учетом их изменчивости во времени.
2. Объединение программного блока «Оптимизация» режимов ГЭС и адресных расчетов позволяет снизить потери в электрической сети и упростить механизм принятия решения оперативным персоналом.
3. Разработанная модель учета гидравлических связей каскада ГЭС, позволяет формировать управляющие воздействия на гидроагрегаты, для повышения эффективности режима ЭЭС.
4. Разработанная имитационная модель позволяет проводить контроль режимных параметров ЭЭС с каскадом ГЭС, что обеспечивает оптимальное использование водных ресурсов и повышение эффективности работы ГЭС.
5. Разработанный программный блок «Прогнозирование» позволяет реализовать предложенную методику моделирования графика нагрузки с различной дискретностью (час, день, месяц), что обеспечивает возможность использования имитационной модели для любого интервала времени.

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

Получены свидетельства о государственной регистрации разработанных автором программ для ЭВМ.

**Положения, выносимые на защиту.**

1. На основе многочисленных расчетов доказана работоспособность предложенного инструментария, который позволяет проводить серии имитационных расчетов, их анализ и принимать решения по оптимальному планированию режимов ЭЭС с гидроэлектростанциями.
2. Разработанная математическая модель каскада ГЭС позволяет учесть гидравлическую связь станций при расчете и оптимизации режимов электроэнергетических систем.
3. Оригинальная методика моделирования суточных графиков нагрузки, учитывающая характерные особенности каждого узла электроэнергетической системы в условиях недостатка информации, и позволяющая проводить имитационные расчёты при различной дискретности для любого интервала времени.

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

**Апробация результатов работы.** Основные положения диссертации, отдельные ее части, а также результаты исследования докладывались и обсуждались на следующих мероприятиях: I Открытый российский статистический конгресс «Мы продолжаем традиции российской статистики» (г. Новосибирск, 20-22 октября 2015г.), II и IV Всероссийская научно-практическая

конференция «Гидроэлектростанции в XXI веке» (г. Саяногорск, 2015г., 2017г.), VII Международная научная конференция молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, НГТУ, 2015г.), VII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2016г.), VIII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Самара, 2017г.), XI Международный форум по стратегическим технологиям (IFOST-2016), IV Международная ежегодная конференция «Промышленные технологии и инжиниринг» ICITE (Казахстан, 2017г.), дни науки НГТУ (г. Новосибирск, НГТУ, 2015г., 2016г., 2017г.), научные семинары кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского Государственного Технического Университета (г. Новосибирск, НГТУ).

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

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

# 1 УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Электроэнергетический режим энергосистемы, согласно [7] является единым процессом производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состоянии объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики). Принимая во внимание тот факт, что режим является общим для энергосистемы, рассмотрение его схемно-режимных параметров в ее отдельных частях также должно рассматриваться в совокупности - со ссылкой на единый процесс. Таким образом, полученная двухсторонняя взаимосвязь приводит к необходимости рационального управления составляющими единого электроэнергетического режима энергосистемы.

Непрерывное управление текущим режимом энергосистемы осуществляется с помощью оперативного управления посредством диспетчерского персонала. Одной из задач данного вида управления является визуальный контроль электроэнергетического состояния системы в режиме реального времени с учетом ее последующей коррекции при неизбежных отклонениях работы энергосистемы. Эффективность управления такими режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) увеличивается при их объединении, т.к. в дальнейшем становится возможным многосторонне использовать резервы мощности; производить взаимопомощь энергосистем при компенсации случайных отклонений от расчетного баланса мощности, а также в полной мере использовать процедуру снижения суммарного максимума нагрузки. При реализации данных задач, одним из главных требований, предъявляемых к результату их решения - является поддержка должного уровня надежности и устойчивости функционирования энергосистем.

Централизованное и непрерывное воздействие на взаимосвязанные технологические режимы работы энергосистемы позволяют обеспечить:

- соответствие технологического режима работы объектов электроэнергетики допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования;
- баланс производства и потребления электрической энергии при соблюдении установленных параметров качества электрической энергии;
- соответствие технологических режимов работы генерирующих мощностей требованиям системной надежности;
- оптимизацию электроэнергетических режимов работы по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (в ценовых зонах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода - в порядке, определяемом в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода).

### **1.1 Обзор работ по методам оптимального управления режимами ЭЭС**

Внимание к процессам, протекающим в единой электроэнергетической системе (ЕЭС), начало уделяться еще с начального момента ее формирования. Так, принципы централизации выработки электроэнергии и концентрации генерирующих мощностей на крупных районных электростанциях были заложены еще при реализации плана ГОЭЛРО, а разговоры о начале формирования энергосистем в СССР, стали упоминаться лишь в 1920-е годы. Продолжительные дискуссии о создании единого аппарата управления энергосистемой России привели к тому, что первая центральная диспетчерская служба (ЦДС) была сформирована спустя 6 лет и открыта в 1926 году в Московской энергосистеме. Эффективное функционирование энергосистемы с помощью управляющих воздействия ЦДС привело к массовому продвижению предложенной идеи и уже к 1935 году в стране стало работать шесть энергосистем, имеющих свои диспетчерские службы.

Первые энергосистемы были созданы на основе ЛЭП напряжения 110 кВ, за исключением Днепровской, в которой использовались линии напряжения 154 кВ, принятого для выдачи мощности Днепровской ГЭС. Собственно, данный факт и

можно считать отправной точкой для возникновения проблем в управлении энергосистемой, в которой участвуют ГЭС. Не стандартный класс напряжений ВЛ требовал не только дополнительных устройств для трансформации на более высокие напряжения, но и повышенного внимания с точки зрения их управления.

С течением времени, вопросы режимов работы ГЭС и их рациональное управление в составе энергосистемы стали подниматься все чаще и находить решение в разработках многих ученых. Так, для того, чтобы уделить внимание работам по управлению режимами ГЭС, необходимо рассмотреть разработки авторов в части технологических процессов и проектирования таких сложных сооружений, как ГЭС, чтобы принципиально понимать насколько сложным является процесс не только их единого управления, но и функционирования.

Основное внимание общим моментам при проектировании не только ГЭС, но и других видов электростанций, было уделено в [8]. При рассмотрении же гидроэлектростанций, автором отмечалась необходимость подробного учета различных параметров местности и энергосистемы, как при компоновке, так и при проектировании электрической части, включая проектирование схемы собственных нужд станции. Отмечалась также необходимость проведения водноэнергетического расчета, что в последующем могло привести к зависимости электрических и водных режимов ГЭС.

В литературе [9] была приведена похожая информация, с той лишь разницей, что уделялось особое внимание к одинаковым элементам и проектным решениям, которыми характеризуется типовое проектирование. Для составления некоторого шаблона, который в дальнейшем бы сэкономил время на разработку проекта, была необходима унификация элементов и повторяющихся фрагментов. Собственно, для этой цели, авторами и были разработаны типовые проекты распределительных устройств (РУ), щитов управления (ЩУ), блоков ГРЭС с установленной мощностью 150, 200, 300, 500 МВт. Помимо всего прочего, авторами в значительной мере было затронуто функционирование АЭС, при изучении которого были унифицированы генерирующие узлы с блоками установленной мощностью 440, 1000 и 1500 МВт. В данном пособии вниманием должным образом



отдавалось типовым решениям тепловых и атомных станций, но не гидроэлектростанциям. Авторы отмечают, что проектирование каждой ГЭС уникально и из-за большого количества влияющих факторов не должно обладать унифицированными подходами к их проектированию.

Основные особенности проектирования ГЭС и ее электрическая часть с учетом уже месторасположений будущих генерирующих узлов, которые обычно выбираются по условиям наивыгодного использования водотока в отдаленных точках потребления изложены в [10]. Данная точка рассмотрения проектирования ГЭС, привела авторов к выводу о том, что станции зачастую не имеют собственного района нагрузки и всю вырабатываемую мощность, выдают в энергосистему.

Что касается проектных работ при строительстве ГЭС, то большинство авторов приходит к мнению о том, что при правильно спроектированной ГЭС практически никогда не возникает вопроса об увеличении ее установленной мощности и как следствие - изменению главной схемы электрических соединений. Собственно, эти две особенности и привели к применению на ГЭС наиболее простых и надежных блочных схем. Такое стремление упростить технологическую и электрическую схемы ГЭС привело к установке на современных крупных станциях гидрогенераторов предельных мощностей. Число повышенных напряжений для связи станции с системой стали ограничивать по этой же причине одним, максимум двумя, а число отходящих линий теперь стремятся свести к минимуму, что говорит о том, что пропускная способность теперь должна быть максимальной при выбранных повышенных напряжениях. Собственно, данное явление и обуславливает появление такой значительной проблемы в энергосистеме с ГЭС, как слабые межсистемные связи, которым в данной работе уделено особое внимание.

Вопросам эффективного управления режимом ГЭС в составе энергосистемы на протяжении многих лет уделялось особое внимание и для того, чтобы оценить результаты и степень их проработанности – проведем их сводный анализ. Так, за последние годы к подходам, связанным с управлением режимом энергосистемы, стало уделяться все более концентрированное внимание, что обусловлено прямой

зависимостью между корректностью управления и надежностью, а также эффективностью функционирования энергосистемы.

В некоторых изданиях зачастую встречается метод, способствующий управлению электрической сетью, с помощью использования интервального моделирования, которое применяется непосредственно на режимах сложных электроэнергетических систем [11]. Основным объектом в данных работах являются электроэнергетические системы (ЭЭС), построенные с использованием технологий интеллектуальных электрических сетей (smart grid). Методика интервального моделирования ЭЭС, применяемая в процессах управления режимами, основывается на использовании фазных координат посредством интеллектуальных технологий. Методы, которые представляются авторами, базируются на математическом моделировании сложных ЭЭС с использованием методов системного анализа, линейной алгебры, а также теории функций многих переменных. Экспериментальные исследования и практические расчеты выполнены в разработанном программном комплексе INTCALC, а верификация полученных результатов проведена в программном комплексе Fazonord, который ранее был разработан в ИрГУПСе. Результаты, которые проводились с использованием методов системного анализа показали, что учет неопределенности исходной информации при моделировании режимов сложных ЭЭС играет важнейшую роль при составлении имитационной модели энергосистемы. Интервальное представление параметров ЭЭС в значительной степени отличается от известных методов, в которых находят применение фазные координаты. Интервальное определение режимов ЭЭС отличается от известных методов возможностью построения мультифазных моделей и применимостью для определения как симметричных, так и несимметричных режимов в задачах управления ЭЭС. Большую роль в решении данных задач играет использование технологий интеллектуальных электрических сетей, которые увеличивают эффективность работы устройств управления в режимах активно-адаптивных электрических сетей. Методика интервального определения сложных электроэнергетических режимов позволяет проводить анализ не только

нормальных режимов, но и аварийных, что обеспечивает комплексный учет неопределенности исходной информации и применяется для определения токов при несимметричных повреждениях в электрических сетях. Также предлагается нестандартный интервальный анализ электромагнитной обстановки, которая позволяет корректно учитывать неопределенность информации о параметрах высоковольтных ЛЭП и характеристиках окружающей среды.

Решать задачи управления режимом электроэнергетической системы возможно не только с помощью программного моделирования, но и с помощью создания специальных устройств, которые тем или иным образом способны воздействовать на процесс передачи электроэнергии в энергосистеме. Наиболее оптимально и комплексно указанные цели могут быть достигнуты путем применения технологии гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока (FACTS), содержащих современные многофункциональные устройства [12].

Сегодня крупнейшие мировые энергокомпании (ABB, GE, Siemens и др.) развернули широкомасштабные работы по практическому внедрению технологии FACTS для управления режимами энергосистем. В России технология FACTS пока еще не получила широкого распространения, но серьезные шаги в этом направлении уже формируются. Технологическая сфера совершенствования ЕЭС России стремится к повышению управляемости и пытается обеспечить надежность функционирования электроэнергетических систем путем массового внедрения устройств современной силовой электроники, которые позволят превратить существующие электрические сети из «пассивных» в «активные».

Статический компенсатор (СТАТКОМ) на сегодняшний день, является ключевым устройством FACTS поперечной компенсации и используется в качестве дополнительного регулирующего оборудования в энергосистеме. СТАТКОМ обладает многими достоинствами, но следует отметить, что у данного силового оборудования ограничена генерация реактивной энергии, что необходимо каким-либо образом учитывать при разработке тех или иных модулей управления. В качестве такого наглядного решения с точки зрения физических устройств, стоит

привести работу Зайцева А.И. и Крысанова В.Н., которые разработали многофункциональные силовые статические устройства для управления режимами ЭЭС [13]. Данные устройства являются регулируемыми и относятся уже к разработкам нового поколения.

В качестве примера, предлагаемого авторами, стали «компенсационные выпрямители» (как отдельное оборудование, так и в паре с инвертором), которые становятся потребителями переменного тока по отношению к питающей сети [14]. Авторы данной разработки предлагают принципиально новое техническое решение в области создания современных управляемых выпрямителей, воздействующих на энергосистему. Физическим образом принцип работы данных устройств можно объяснить тем, что при искусственной коммутации ток опережает напряжение по фазе, что в свою очередь означает, что потребляется (генерируется) реактивная мощность емкостного характера, которая по знаку противоположна реактивной мощности индуктивного характера. В результате питающая сеть разгружается от перетока реактивной мощности на всей протяженности линии и трансформаторов от источника питания до места потребления. Таким образом, кроме экономии активной электроэнергии [15], происходит разгрузка распределительных сетей, дающая возможность увеличения их пропускной способности.

Стоит отметить, что вопросы, связанные с управлением режима ЭЭС стали не только хорошо изученными, но и разносторонними, т.е. подход к решению задач управления рассматривается уже не с одной стороны, а с нескольких и оценивание степени управляемости энергосистемы зависит уже от энергетического показателя, на который оказывают управляющие воздействия. Так, например, контроль устойчивости работы энергосистемы и режимное управление уже рассматривалось с точки зрения расчетов максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности в определенных контролируемых сечениях. Было выяснено, что заблаговременные расчеты МДП и подготовленные инструкции на случай наступления непредвиденной ситуации не дают гарантий в рациональности действий диспетчерского персонала, которые могут повлечь ошибочные

управляющие решения [16]. Что касается уточненных значений МДП, то при схемнорежимных ограничениях, было выяснено, что лишь реальные величины МДП, протекающего электроэнергетического режима, позволяют диспетчеру принимать верные решения при управлении и в дальнейшем обеспечивать использование максимально возможной пропускной способности сети. Максимальное же использование пропускной способности энергосистемы, в свою очередь, способствует повышению эффективности управления режимами объединенной энергосистемы.

В работах также отмечается, что выработка оптимальных управляющих воздействий для энергосистемы возможна только при оценке параметров режима всей системы, т.к. действия, направленные на управление одним объектом, могут влиять на процессы управления другими. Получение такой совокупной информации о энергосистеме в некоторых работах предлагается получать с помощью расчета текущего режима методами оценивания состояния [17]. Так, при диспетчерском управлении режимами объединенной энергосистемы существуют такие задачи, которые требуют незамедлительного решения. Одной из них является перераспределение потоков мощностей, которые необходимо перераспределить таким образом, чтобы не привести к обесточению подключенной нагрузки. Процесс выработки решения в такой ситуации усложняется тем, что в нем принимает участие несколько энергосистем и в этих условиях решение должно выработываться на базе компромиссного подхода между диспетчерским персоналом энергосистем. К примеру, в случае аварийной потери генерирующей мощности на станции в одной из объединенных ЭЭС, диспетчеры смежных ЭЭС должны оперативно принять решение о возможности и величине предоставления резервной мощности, а также решить вопрос о пути ее передачи в дефицитную энергосистему. Для нахождения оптимального решения в данном аварийном режиме, необходимо осуществить анализ и сбор большого объема информации о смежных объединенных энергосистемах, которые, так или иначе, принимают участие в восстановлении нормального режима. Подобные режимы в энергосистеме стали возникать все чаще, в силу неравномерного территориального

развития энергетического комплекса и вопрос комплексной оценки состояния энергосистемы стал рассматриваться все чаще. Вскоре был предложен нетрадиционный подход к задаче оценивания состояния режима электроэнергетической системы, который предполагал измененный метод классического оценивания и получил название модифицированного оценивания состояния (МОС) энергосистемы [18]. Данный метод вырабатывает рекомендации в виде набора управляющих воздействий, которые способствуют получению оптимального для всех энергосистем единого установившегося режима. Помимо того, что МОС решает вопрос нахождения оптимально эффективного режима для энергосистемы, он также способен вычислять свободную величину пропускной способности (СПС) в линиях [19]. Так, в условиях конкурентного рынка электроэнергии разработанная оценка состояния энергосистемы с компромиссным подходом для определения СПС позволяет, например, увеличивать загрузку линии одной энергосистемы так, чтобы выгода для другой энергосистемы не уменьшалась. Данное решение было достигнуто за счет вычисления оптимальных СПС во всех заданных линиях одновременно, с учетом того, что критерий оптимальности вырабатывается и учитывается всеми участниками электроэнергетического режима.

Управление режимом электроэнергетической системы (ЭЭС) является достаточно сложной задачей, решение которой осуществляется не в однокритериальной постановке, а с помощью рассмотрения и учета нескольких критериев, которыми она характеризуется. Так, постоянное поддержание допустимого уровня энергетических показателей в системе и их последующее управление, зачастую удается получать за счет корректных прогнозных расчетов и непрерывной оптимизации по заданным критериям. Собственно, поэтому в данном диссертационном исследовании было принято решение уделить внимание этим двум основополагающим вопросам, которые напрямую связаны с управлением режимом энергосистемы. Стоит отметить, что все полученные объемы управляющих воздействий, которые определяются после проведения расчетов аварийных режимов (оценка статической и динамической устойчивости) в

заведомо смоделированной энергосистеме с учетом спрогнозированного электропотребления и оптимизации, эффективно применяются только в тех случаях, когда их действие осуществляется непрерывным и дозированным образом. Таким образом, вышеуказанные положения позволяют не только снижать потери в энергосистеме, но и предотвращать возникновение аварийных режимов. Начнем рассмотрение с потребителей и уделим внимание вопросам формирования прогнозируемых графиков нагрузки, которые имеют важнейшее значение при составлении совокупного алгоритма управления энергосистемой.

### **1.1.1 Роль прогнозирования в задачах управления режимами ЭЭС**

Прогнозирование графиков нагрузки энергосистемы является особо важной задачей в электроэнергетической отрасли по причине того, что данный процесс напрямую влияет на вопросы стратегического управления режимами энергосистем.

На протяжении многих лет задача прогнозирования исследуется с двух сторон, т.е. рассматривается как научная и как прикладная. Становление и развитие методов математического моделирования, прогнозирования и планирования электропотребления связано с работами многих отечественных и зарубежных ученых. Наиболее обобщенные подходы к формированию алгоритмов определения прогнозных графиков нагрузки приведены в работах Аюева Б.И., Бартоломея П.И., Бердина А.С., Богданова В.И., Васильева И.Е., Рабиновича М.А., Манусова В.З., Соловьевой И.А., Короткевича М.А., Курачинского В.В., Овсянникова Н.Б., Филипповой Т.А., Русиной А.Г., Пичуева А.В., а также в работах таких иностранных авторов, как: Bunn D.W., Farmer E.D., Ackerman G.B., Gupta P.C., Baker A.B. и др. Имеется достаточно много фундаментальных работ по прогнозированию и для задач управления энергетикой, как например, издания Воропая Н.И., Дьякова А.Ф. о всевозможных теориях и методах представления режимов потребления электроэнергии [20, 21].

На основе прогноза нагрузок определяют количество и мощность генерирующих источников, работающих в разной режимной части графика нагрузки (базовом, полупиковом, пиковом). Спрогнозированный график

электропотребления позволяет определять состав основного технологического оборудования и характерные параметры их режимов. По прогнозу нагрузок также находят оптимальные режимы энергосистемы, выбирают состав работающего оборудования, распределяют резервы в энергосистеме и рассматривают возможность проведения ремонтов силового оборудования в энергосистеме. Роль прогнозирования электрической нагрузки в энергосистеме также важна по причине того, что она обеспечивает основную исходную информацию для принятия решений при управлении электроэнергетическими системами в процессе планирования нормальных и ремонтных электрических режимов. Так, для каждого планируемого периода диспетчерский центр (ДЦ) дает нижестоящим ДЦ и объектам электроэнергетики, входящим в его операционную зону, диспетчерские распоряжения, определяющие [7]:

- схему электрических соединений объектов электроэнергетики;
- параметры электроэнергетических режимов энергосистемы;
- указания о способах действий диспетчеров и дежурных работников в планируемых электроэнергетических режимах энергосистемы и возможных режимах, не соответствующих запланированным;
- указания владельцам объектов электроэнергетики о необходимых настройках технических устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, осуществляющих автоматическое управление объектами электроэнергетики в планируемых и непланируемых электроэнергетических режимах.

Определение вышеперечисленных составляющих с корректно спрогнозированным графиком нагрузки потребителей, позволяет обеспечить в энергосистеме:

- сбалансированность потребления электрической энергии и нагрузки объектов генерации;
- эффективное распределение нагрузки между отдельными объектами генерации;



- выполнение ограничений на параметры электроэнергетических режимов;
- составление рациональных графиков планового ремонта;
- определение необходимых видов и объемов воздействий по обеспечению системной надежности;
- оценка актуальной величины пропускной способности сечений электрической сети с учетом согласованных графиков ремонта и соблюдение параметров надежности функционирования энергосистемы.

Основными элементами прогноза электрических нагрузок зачастую являются графики активных и реактивных нагрузок для различных временных циклов (суточных, сезонных, годовых), величина потребления электроэнергии за определенные периоды в функции времени, а также основные характеристики графиков нагрузки за заданные периоды времени в перспективе.

Стоит отметить, что график нагрузки в энергосистеме не постоянен и меняется с достаточно высокой дискретностью. Факторами, которые влияют на его изменение, являются циклические, естественные и случайные события. Так, циклическими факторами в данном случае является время (час суток), день недели, а также тип дня недели (рабочий, выходной, праздничный, предпраздничный). Естественными факторами, влияющими на изменчивость графика нагрузки, в свою очередь могут быть индивидуальная производственная программа работы крупных промышленных объектов, продолжительность отопительного периода, использование альтернативных источников электроснабжения или же ввод в эксплуатацию крупных энергоемких объектов. И наконец, случайные факторы, которые представляют собой, например, аварии на крупных промышленных объектах, способные повлечь за собой достаточно серьезные изменения в энергосистеме.

Механизм построения прогнозных моделей в основном базируется на статистическом анализе и моделировании временных рядов [22]. Так, любое потребление электроэнергии описывается временным рядом, представленное мгновенными значениями потребляемой мощности в дискретные моменты

времени. Этап процесса составления прогнозного расчета с помощью статистических методов, зачастую сводится к следующей последовательности: формирование выборки статистической информации из массива данных, приведение данных к однородным свойствам, группировка данных по структурным свойствам процесса, изучение динамики процесса, выбор периода ретроспекции, сглаживание информации, ввод дополнительной информации для повышения достоверности модели. Модели данного типа обладают достаточно высокой степенью адекватности для решения многих задач прогнозирования процессов в электроэнергетике и не только.

Изменчивость поведения электрической нагрузки, как правило, проявляет определенные устойчивые закономерности, позволяющие создать и использовать методы физико-математического представления электрической нагрузки электрооборудования, что и будет произведено в данном магистерском исследовании.

### **1.1.2 Роль оптимизации в задачах управления режимами ЭЭС**

Оптимизация режимов энергосистем и электростанций является одним из разделов теории и методов управления ЭЭС, что в значительной мере определяет необходимость ее рассмотрения. На протяжении многих лет данным вопросам уделялось особое внимание в части разработки новых методов и подходов к их решению. Наиболее значимые результаты отражены в работах А.В. Пантелеева, Т.А. Летовой, Ю.М. Сидоркина, Ю.А. Секретарева, Т.В. Мятеж, Б.Н. Мошкина, В.М. Горнштейна, Б.П. Мирошниченко, Е.В. Цветкова, Д.А. Арзамасцева, М.Ш. Мисриханова, П.С. Борща и т.д.

Известно, что состояние энергосистемы определяется схемой системы, в состав которой входит генераторное оборудование, устройства регулирования, устройства автоматики и др., т.е. параметрами системы, которые обладают определенными конструктивными характеристиками (номинальные мощности генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, сечения и длины линий электропередачи, номинальные напряжения оборудования и т.д.). Данные

параметры системы являются неуправляемыми, если речь идет об эксплуатации энергосистемы, однако они становятся управляемыми, когда речь заходит о развитии энергетических систем.

Как упоминалось ранее, параметры режима - это неотъемлемая часть состава любой энергосистемы, которые представляют собой текущие значения показателей режима в конкретный момент времени. Условно, данные параметры можно разделить на технологические и электрические. Примером, технологических параметров служат уровни воды (напоры) ГЭС, открытия направляющих аппаратов гидротурбин, расход пара и охлаждающей воды на тепловой станции и т.д. Примером же режимных электрических параметров являются напряжения в узлах сети, активные и реактивные нагрузки, токи по линиям электропередачи, коэффициенты трансформации трансформаторов и т.д.

Из всех параметров режима, перечисленных выше, главным параметром управления является активная мощность ЭЭС, которая может изменяться за счет состава включенного генераторного оборудования на станциях, за счет его загрузки, а также за счет изменения прогнозных графиков нагрузки. Так, характерная особенность неравномерности графиков нагрузки в энергосистеме делает целесообразным, а иногда даже необходимым периодические остановки гидроагрегатов при снижении нагрузки и их включение при увеличении. Включение в работу отдельных агрегатов способствует не только покрытию небалансов в энергосистеме, но и позволяет влиять на величину и размещение резервов, на режим электрической сети, на перетоки по межсистемным линиям электропередачи, а также на расход топлива и т.п. Распределение активной мощности между генерирующим оборудованием внутри и между станциями - также является важнейшей задачей оптимизации, при решении которой рассматривается не только включение или отключение оборудования, но и сопоставление смежных величин выработки, а также технических, экономических и режимных характеристик отдельных элементов энергосистемы. Поэтому, задача выбора не только оптимальной загрузки агрегатов на станции, но и их оптимального состава в режиме, относится к числу важнейших при решении

оптимизационных задач и задач управления.

Подводя итог вышесказанному, стоит отметить, что при решении любой задачи, получение наилучшего (оптимального) результата способствует эффективному, надежному, экономически выгодному, а также управляемому режиму энергосистемы. Более детальное внимание к оптимизационной задаче с учетом формирования критериев оптимальности, методов их определения, методов решения и способа их реализации в программных и математических моделях, будет уделено в следующей главе диссертационного исследования.

## **1.2 Особенности режимов ГЭС**

В современном мире гидроэнергетика, как и упоминалось ранее, играет очень важную роль, т.к. позволяет получать постоянную и достаточно маневренную электроэнергию, в силу использования для своей работы непрерывного возобновляемого источника - энергию рек, которая в перспективе неисчерпаема. Так, отсутствие потребности в топливе определяет для ГЭС низкую себестоимость вырабатываемой электроэнергии. Собственно, поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности и продолжительные сроки строительства, по сей день придается большое значение, особенно когда это связано с размещением энергоемких производств.

Режим работы ГЭС как отдельной, так и их каскадов, как правило, участвуют в энергосистеме не отдельно, а совместно с другими видами станций, такими как: конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), атомные электростанции (АЭС), газотурбинные установки (ГТУ) и т.д. Так, в зависимости от характера покрытия графика нагрузки энергосистемы - участие ГЭС может находиться в разной ее части: базисной, полупиковой или пиковой части.

В связи с наличием крупных энергосистем сложились также условия для разграничения режимных функций между тепловыми электростанциями, с одной стороны, и гидроэлектростанциями — с другой. В этих условиях основными

энергетическими и режимными функциями ГЭС на сегодняшний день стало приниматься:

- участие в покрытии пиковой части графиков нагрузки объединенных энергосистем;
- регулирование частоты и мощности в энергосистемах и потоков мощности по межсистемным линиям электропередачи;
- выполнение роли аварийного и нагрузочного резерва энергосистемы, в случае выхода из работы генерирующего оборудования и линий электропередачи, а также в случаях неплановых набросов нагрузки.

Электропотребление не постоянно и с течением времени имеет характерные отклонения от спрогнозированного графика нагрузки, что обуславливает неравномерность использования запасов водохранилищ в суточном и сезонном разрезе. Наиболее эффективным для ГЭС является быстрое заполнение водохранилища в половодье, поддержание в них максимально высоких уровней в течение весны и лета и сработка в период осенне-зимнего максимума электропотребления. Стоит отметить, что перед половодьем рекомендуется проводить краткосрочную глубокую сработку водохранилища, чтобы предотвратить превышение установленных технических уровней. Речной транспорт также заинтересован в быстром наполнении водохранилища после их зимней сработки, т.к. данная операция приведет к оперативному восстановлению судоходных трасс. Летне-осенний же межливневый период требует наоборот повышенных попусков в нижний бьеф для создания необходимых судоходных глубин.

Таким образом, правила формулируют принципы управления водными ресурсами водохранилищ в различные по водности периоды и сезоны в целях решения трех основных задач:

- удовлетворения с нормативной надежностью потребности в воде и электроэнергии;
- обеспечения безопасности гидротехнических сооружений, населения и хозяйства близ водохранилища и в нижнем бьефе гидроузла;

- поддержания условий существования водного и наземного природного комплекса в бьефах гидроузла и в зоне его влияния на водный режим реки и водохранилища.

Подводя итог вышесказанному, стоит заметить, что для полного понимания технологического и режимного функционирования ГЭС, необходимо разобраться с такими вопросами как: характеристики, сезонность, регулирование режимов работы ГЭС, учет слабых межсистемных связей, что представляет первоочередный интерес со стороны рассмотрения данного диссертационного исследования. Помимо всего прочего, стоит обратить внимание на требования, которые предъявляются к режимам их работы, а также возможностям имитационного представления гидравлических, а также электрических режимов работы. Таким образом, особенности электроэнергетических режимов работы энергосистемы с участием ГЭС в энергосистеме, целесообразно начать с рассмотрения основных технологических характеристик, которыми обладают исследуемые объекты.

### **1.2.1 Основные энергетические параметры ГЭС**

Гидроэлектростанции, как и другие виды станций, использующиеся в качестве источника выработки электроэнергии, имеют свои характерные показатели и особенности, которые, так или иначе, отражают степень ее эффективного функционирования в схемах электроснабжения и выдачи мощности в энергосистему. Так, при рассмотрении особенностей гидроэнергетических объектов будем опираться в основном на материалы, методы и подходы к их определению, указанные в [25].

**Установленная мощность.** Одним из важнейших параметров, который необходим не только при проектировании электрической части ГЭС, но и технологической ее эксплуатации в энергосистеме - является ее установленная мощность. Так, установленной мощностью ГЭС, принято называть ее электрическую мощность, которая равна сумме номинальных мощностей, взятых по паспортным данным гидрогенераторов, установленных на данной ГЭС. В случае, если мощность турбины меньше мощности генератора - в суммарной

составляющей вместо мощности гидрогенератора учитывается номинальная мощность турбины, также взятая по ее паспортным данным. Это один из основных параметров гидроэлектростанций, который наряду со среднегодовой выработкой электроэнергии определяет ее роль в энергосистеме.

При определении установленной мощности, учитываются все агрегаты на ГЭС, включая турбины с генераторами, питающие собственные нужды станции и агрегаты, которые работают относительно небольшое количество часов в году. Таким образом, можно сказать, что установленная мощность характеризует максимальную мощность гидроэлектростанции, которую она могла бы вырабатывать в идеальных условиях. В реальных же условиях - максимальная мощность ГЭС всегда ниже этой величины в силу таких факторов, как: отбор электроэнергии на собственные нужды станции, снижение эффективности выработки электроэнергии в связи с физическим износом оборудования, невозможность организации оптимального режима работы агрегатов и т.д. От величины установленной мощности также зависит максимальная пропускная способность турбин, что накладывает ограничения на использование водноэнергетических ресурсов реки. Так, требуется либо обеспечить необходимый объем водохранилища и точно распланировать его заполнение или же расход, либо сбрасывать вхолостую часть воды во время половодий.

Теоретически, при проектировании можно принять установленную мощность, равной максимальной суточной мощности в наиболее многоводный год:

$$N_{уст} = N_{сут.макс} \quad (1)$$

Однако в этом случае, часть генераторов будут практически все время простаивать, либо работать на мощностях, значительно меньших номинальных, что не является экономически эффективным.

При определении установленной мощности ГЭС, обычно выделяют три ее составляющие:

- 1) Гарантированная мощность - мощность, которую обеспечивает электростанция в наихудших условиях, т.е. в межень расчетного

маловодного года, при работе электростанции в пиковой части графика нагрузки:

$$N_{гар}$$

- 2) Дополнительная мощность - мощность, которая закладывается при проектировании ГЭС и позволяет более эффективно использовать водноэнергетические ресурсы реки, уменьшая холостые сбросы. Данная мощность, как правило, используется в зависимости от располагаемых водноэнергетических ресурсов:

$$N_{дон}$$

- 3) Резервная мощность - мощность, которая позволяет совместно с другими электростанциями обеспечить высокое качество и надежность электроснабжения потребителей:

$$N_{рез}$$

Для определения вышеперечисленных величин, необходимо производить водноэнергетические расчеты, которые основываются на том, что на период эксплуатации ГЭС физико-географические, а также климатические особенности региона не будут подвержены значительным изменениям.

Установленная мощность напрямую зависит от потенциальной мощности участка реки, определяемой по выражению:

$$N_{p.ном} = \frac{\mathcal{E}_{p.ном}}{T} \quad (2)$$

где:  $\mathcal{E}_{p.ном}$  – потенциальная энергия участка реки;

$T$  – период времени.

В свою очередь:

$$\mathcal{E}_{p.ном} = 9,81 \cdot H_p \cdot W_p \quad (3)$$

где:  $H_p$  – напор реки;

$W_p$  – объем протекающей воды.

Подставив выражение (3) в выражение (2) получим:



$$N_{p.пот} = \frac{9,81 \cdot H_p \cdot W_p}{T} \quad (4)$$

Отношение объема воды к периоду времени является расходом воды:

$$Q_p = \frac{W_p}{T} \quad (5)$$

Следовательно, получаем следующее выражение:

$$N_{p.пот} = 9,81 \cdot H_p \cdot Q_p \quad (6)$$

При определении потенциальной мощности, проектируемой ГЭС, также необходимо учитывать различные потери мощности при технологическом процессе преобразования энергии водных потоков в электрическую энергию. Так, потери возникают:

- в процессе подвода воды к турбинам, при этом часть мощности тратится на преодоление трения в водоподводящих сооружениях;
- на вихреобразование, часть мощности теряется из-за ударных потерь и др.

Целесообразно их учитывать в таком показателе, как коэффициент полезного действия водоподводящего сооружения:

$$\eta_{соор}$$

В среднем данная величина для различных ГЭС будет составлять от 0,8 до 0,96.

Далее часть энергии водяного потока теряется на турбине за счет потерь на трение в процессе движения водяного потока, ударных потерь, потерь на вихреобразование и т.д. Стоит дополнительно учесть, что часть энергии будет теряться за счет неполного попадания всей воды на лопатки турбины, что обусловлено фильтрацией воды, утечками через неплотности определенных конструкций и др. Также еще одними из характерных потерь в технологическом процессе работы ГЭС, являются потери на трение в элементах турбины, где КПД турбины ( $\eta_T$ ) больше КПД водоподводящих сооружений и составляет величину от 0,9 до 0,96. Последние потери, которые рассматриваются в данной части диссертационного исследования – являются механические потери. Так,

механическая энергия от турбины поступает на ротор генератора, в котором она преобразуется в электрическую и сопровождается соответствующими потерями на трение в элементах генератора и электрическими потерями в цепях ротора и статора. КПД гидрогенератора ( $\eta_r$ ) в таком случае обычно варьируется в пределах 0,96-0,98.

Учитывая рассмотренные выше потери, можно составить выражение для определения потенциальной мощности ГЭС:

$$\begin{aligned}
 N_{ГЭС.ном} &= 9,81 \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС} \cdot \eta_{соор} \cdot \eta_T \cdot \eta_r \\
 N_{ГЭС.ном} &= 9,81 \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС} \cdot (0,8 \div 0,96) \cdot (0,9 \div 0,96) \cdot (0,96 \div 0,98) \\
 N_{ГЭС.ном} &= 9,81 \cdot (0,69 \div 0,9) \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС} \quad (7)
 \end{aligned}$$

Водохранилища ГЭС или естественные водоемы, осуществляя регулирование сильно изменяющихся в реке расходов (многолетнее, сезонное, недельное, суточное), позволяют наиболее эффективно использовать мощность ГЭС с повышением количества вырабатываемой электроэнергии или обеспечением работы ГЭС в пиковой зоне суточного графика нагрузок энергосистемы.

**Гарантированная мощность ГЭС.** На основании расчетов обеспеченности среднесуточных мощностей по многолетнему ряду с учетом регулирования находится мощность заданной расчетной обеспеченности, которая для ГЭС обычно составляет 90–95%, и соответствующая ей суточная выработка электроэнергии. В результате размещения этой выработки электроэнергии в определенной зоне расчетного суточного графика нагрузок энергосистемы (в пиковой или полупиковой зоне) - определяется гарантированная мощность:

$$N_{гар}$$

Установленная мощность ГЭС всегда значительно выше гарантированной, что позволяет более полно использовать энергию водотока.

Следующим основным показателем, которым характеризуется технологический процесс выработки электроэнергии на ГЭС, является расход, который зависит от нескольких составляющих:

$$Q_{ГЭС} = Q_{быт} + Q_{пр} \pm Q_{в} - Q_{хол.сбр} - Q_{ф} \quad (8)$$

где:  $Q_{быт}$  – бытовой (естественный) приток в водохранилище;

$Q_{пр}$  – боковой приток воды в водохранилище;

$Q_{в}$  – расход из/в водохранилище;

$Q_{хол.сбр}$  – расход холостых сбросов (для предотвращения переполнения водохранилища);

$Q_{ф}$  – фильтрационный расход через сооружения ГЭС.

Бытовой приток в водохранилище, который является одной из составляющей расхода, характеризуется гидрографом реки, т.е. календарным графиком средних расходов, который обобщенно приведен на Рисунке 1.

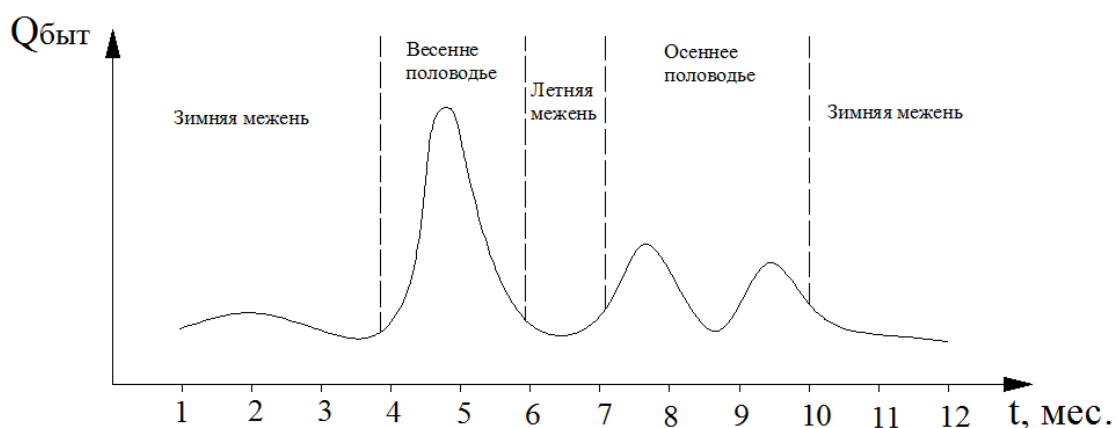


Рисунок 1 – Гидрограф реки

Также, важнейшую роль играет расход воды в/из водохранилища, который также учтен в формуле определения расхода ГЭС. Данный параметр определяется параметрами водохранилища и режимом работы ГЭС. Он позволяет использовать не тот расход, который поступает к плотине ГЭС с бытовым притоком, а тот расход, который обеспечит потребителей необходимым количеством электроэнергии. Тем не менее, он позволяет только регулировать расход ГЭС, в то время как среднегодовой расход ГЭС не может значительно отличаться от бытового притока реки (с учетом фильтрации, расхода на холостые сбросы и т.д.).

**Среднегодовая выработка электроэнергии.** Эффективность функционирования ГЭС в энергосистеме оценивается не только со стороны технических параметров, которыми обладает оборудование, но и со стороны экономических показателей. Так, технико-экономической характеристикой, которой обладает технологический процесс ГЭС, является среднегодовая выработка, которая определяется следующим образом:

$$\mathcal{E}_{ГЭС}^{ср.мн} = \frac{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i}{n} \quad (9)$$

где:  $\mathcal{E}_i$  – среднегодовая выработка;

$\mathcal{E}_{ГЭС}^{ср.мн}$  – среднегодовая выработка;

$n$  – количество лет, по многолетнему ряду наблюдений.

Для оценки общего времени работы ГЭС в энергосистеме, определяется также условное число часов использования установленной мощности в году, которое определяется по формуле:

$$T = \frac{\mathcal{E}_{ГЭС}^{ср.мн}}{N_{уст}} \quad (10)$$

Число часов использования установленной мощности в году характеризует степень неравномерности работы в течение года и суток. Так, при работе ГЭС в режиме:

- пиковой зоны графика нагрузок:  $T \leq 2000$  ч;
- полупиковой зоны графика нагрузок:  $T \leq 4000$  ч.

**Режим эксплуатации ГЭС.** Важным показателем, которому уделяется в настоящее время все большее внимание – является режим эксплуатации ГЭС в энергосистеме, который характеризуется:

- работой с полной мощностью непрерывно в течение суток (обычно только в период паводков);
- работой в режиме покрытия пиковой части графика нагрузок (в остальные сезоны года со средним диапазоном в 3–5 ч в сутки);

- работой в режиме покрытия полупиковой части (в остальные сезоны года со средним диапазоном в 5–15 ч в сутки);
- работой в целях использования как источника аварийного и частотного резервов.

При необходимости обеспечения постоянных водно-энергетических требований и других попусков - часть агрегатов ГЭС работает непрерывно. Все перечисленные характеристики являются важными при моделировании ГЭС.

### **1.2.2 Сезонность и регулирование режимов работы ГЭС**

Функционирование генерирующих источников всегда связано с перечнем внешних факторов, которые, так или иначе воздействуют на процесс выработки электроэнергии в энергосистеме. Отличительной особенностью работы системы, в которой присутствует ГЭС, является прямая зависимость режима работы гидрообъекта от сезонности стока. Таким образом, можно сказать, что существуют определенные спады в зимний и летний периоды, приводящая к тому, что в некоторых регионах малая гидроэнергетика рассматривается уже не как основной источник выработки электроэнергии, а как резервная (дублирующая) генерирующая мощность.

Естественный режим речного стока в большинстве случаев отличается крайней неравномерностью. Так, например, на равнинных реках со снеговым питанием в периоды весеннего половодья (1,5—3 месяца) приходит обычно до 60—70% общего объема годового стока. Такое распределение стокообразующей величины находится в резком противоречии с режимом его потребления:

- в многолетнем разрезе для нужд энергетики предпочтителен равномерный режим стока;
- в годовом разрезе ГЭС предъявляют повышенный спрос на воду в осенне-зимние месяцы (когда расходы воды в водоеме наименьшие);
- в суточном разрезе график нагрузки ГЭС отличается значительной неравномерностью, тогда как приточность равнинных рек в течение суток обычно почти неизменна.

Неравномерно распределен сток и по территории страны, что увеличивает непрерывно возрастающий спрос на воду в крупных регионах страны.

Все это приводит к необходимости перераспределения естественного стока во времени, которое в большинстве случаев осуществляется с помощью регулирования стока водохранилищами, в которых задерживается избыточный естественный приток.

Таким образом, регулирование стока является некоторым процессом его перераспределения водохранилищами во времени и в пространстве, а промежуток времени от начала какого-либо одного периода сработки водохранилища от НПУ до начала следующего (после очередного его полного заполнения) называется - циклом регулирования. Длительность цикла регулирования определяет его разновидность, в соответствии с которым различают краткосрочное и длительное регулирование. К первому виду относят суточное и недельное регулирование, а ко второму — сезонное, годовое и многолетнее.

**Суточное регулирование.** Естественные (бытовые) расходы многих рек в течение суток остаются практически неизменными, исключения составляют лишь периоды половодий. Режим работы ГЭС имеет обратную картину: в период половодья он, как правило, неизменен, а в течение любых других суток — резко переменный. Вследствие этого расходы, пропускаемые турбинами ГЭС при переменном режиме, будут также переменными, изменяясь нередко от нуля до полной пропускной способности. В результате в течение некоторой части суток имеется избыточный приток, в течение другой — недостаточный. Отсюда суть суточного регулирования заключается в том, чтобы в часы малой нагрузки ГЭС запасти в водохранилище избыточный приток, а в часы повышенной нагрузки его сработать.

**Недельное регулирование.** В нерабочие дни недели нагрузка потребителей электроэнергии резко падает (особенно в воскресенье). В это время ГЭС может также снизить свою мощность до значения, меньшего того, которое она могла бы развить, работая на естественном расходе. Получающийся избыток воды может быть использован на заполнение водохранилища, сработанного за время рабочих

дней недели. Таким образом, недельное регулирование обеспечивает неравномерное потребление воды ГЭС в течение недели в соответствии с недельными колебаниями нагрузки потребителей.

**Годичное регулирование.** Гидрологический годовой режим реки обычно отличается крайней неравномерностью и находится в противоречии с запросами электропотребления. Так, для решения данного вопроса нашло применение использование годичного регулирования, которое осуществляется путем задержания (частично или полностью) в водохранилище стока половодья и использование его в течение межени. Данное регулирование позволяет увеличить гарантированную мощность ГЭС и количество вырабатываемой ею энергии по сравнению с ГЭС краткосрочного регулирования за счет сокращения бесполезных сбросов стока половодья. Весь цикл регулирования при этом занимает 1 год.

Водоохранилище годичного регулирования может, как это обычно и бывает, одновременно выполнять и краткосрочное регулирование (суточное и недельное).

**Многолетнее регулирование.** Цикл регулирования может длиться и несколько лет. Так, водохранилище наполняется избыточным стоком одного или нескольких многоводных лет и опорожняется в течение ряда маловодных. При данном регулировании уровень водохранилища в конце маловодного года будет всегда ниже, чем в его начале. Особенностью этого вида регулирования является непостоянство продолжительности цикла регулирования, которое характеризуется тем, что при неизменном расходе водохранилища период наполнения и период опорожнения водохранилища определяются исключительно гидрологической обстановкой каждого года. Так, чем больше относительный объем водохранилища, тем реже оно будет заполняться до отметки НПУ.

**Компенсирующее регулирование.** В некоторых схемах использования энергии по ряду причин приходится располагать ГЭС ниже по течению на значительном расстоянии от регулирующего стока водохранилища. При этом между ГЭС и водохранилищем может иметься большой приток, неблагоприятно влияющий своей неравномерностью на зарегулированный сток, что схематично отражено на Рисунке 2.

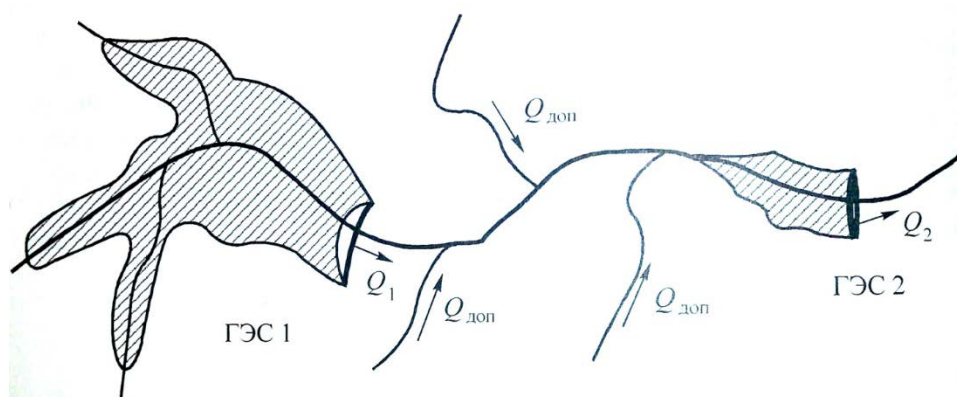


Рисунок 2 – Компенсирующее регулирование

Неравномерность притока можно компенсировать соответствующими попусками из водохранилища *I*, имеющего для этого необходимый объем. При такой схеме в период меженных расходов попуски из водохранилища увеличивают, а в период половодья уменьшают или совсем прекращают.

Имеются схемы компенсирующего регулирования для выравнивания выработки электроэнергии ГЭС, расположенными на разных водотоках, имеющих между собой определенное несовпадение во времени (асинхронность) стоковых режимов. Такие ГЭС не связаны между собой гидравлически, но, работая на одну систему, оказываются связанными электрически. Такая связь ГЭС по условиям работы определяет так называемое межбассейновое компенсирующее регулирование. При таком регулировании ГЭС, имеющие относительно небольшие водохранилища, работают по режиму, определяемому собственным стоком и возможностями собственных водохранилищ (компенсируемые ГЭС). Те же ГЭС, которые обладают водохранилищами с большими регулирующими возможностями (ГЭС — компенсаторы), дополняют выработку компенсирующих ГЭС до значения, определяемого потребностями системы.

В описанной схеме, представленной на Рисунке 2 - водохранилище 2 может служить некоторым буфером для сглаживания всяких неточностей в определении времени добегания расхода из верхнего водохранилища *I* до ГЭС. Тогда водохранилище *I* осуществляет сравнительно грубое регулирование, а буферное



водохранилище 2 более точное, определяемое режимом нагрузки потребителей. Такое регулирование носит название буферного.

**Трансформация половодья.** Водоохранилище достаточно большого объема может быть использовано для борьбы с наводнениями и другими нежелательными последствиями, возникающими при прохождении весьма больших расходов воды во время половодий. В этом случае перед наступлением половодья водоохранилище должно иметь некоторый свободный объем, что позволит иногда значительно «срезать» пик половодья и тем самым уменьшить наводнения в нижнем бьефе и расчетный расход, а также стоимость водосбросных сооружений данного и, как правило, нижерасположенных гидроузлов.

Необходимый объем для срезки половодья обычно создается путем дополнительного увеличения высоты плотины. Стоит отметить, что получившийся форсированный объем уже не регулирует сток. Также данный метод изменения стока не используется в целях обеспечения дополнительной гарантированной выработки электроэнергии, т.к. после прохождения половодья заполненный объем должен быть освобожден от воды и подготовлен к приему следующего половодья.

**Каскадное регулирование.** Целью каскадного регулирования является обеспечение оптимального режима сработки и наполнения водоохранилищ каскада по заданному критерию экономической эффективности. Каскадная схема использования водотока осуществляется, как правило, при комплексном использовании водных ресурсов, что позволяет осуществить не только наиболее полную утилизацию ресурсов, но и наиболее экономичную. При этом отдельные ступени каскада, будучи связаны общим водным режимом, могут также иметь гидравлическую, водохозяйственную и электрическую связи.

Характер каскадного регулирования будет прежде всего зависеть от размера водоохранилищ верхних ступеней. Чем больше их относительный объем, тем большую степень зарегулированности стока они создают, т. е. более зарегулированный сток будет поступать на все нижележащие ГЭС каскада. Стоит отметить, что данное явление не исключает возможности перерегулировки расходов, поступающих от вышележащих ГЭС.

Подводя итог вышесказанному, стоит отметить, что при любом регулировании, потребители воды в некоторые периоды времени будут работать с расходом воды, превышающим приток, а в другие периоды времени расходовать воду меньше притока. Так, в первом случае будет происходить сработка водохранилища, а во втором — наполнение.

### **1.2.3 Слабые межсистемные связи ГЭС**

Объединение ГЭС и прилежащих к ним сетей в общую энергосистему характеризуется рядом преимуществ, по сравнению с системами, которые работают изолированно друг от друга. Так, параллельная работа единой электроэнергетической системы (ЕЭС) с участием ГЭС, позволяет: снизить суммарный максимум нагрузки, сократить потребность в установленной мощности ГЭС, оптимизировать распределение нагрузки между электростанциями в целях сокращения расходы воды, использовать высокоэффективное крупноблочное генерирующее оборудование, поддерживать высокий уровень надежности и отказоустойчивости смежных энергообъединений.

Каскадная связь между ГЭС оказывает положительное влияние на работу ЕЭС. Так, совместная работа ГЭС в виде взаимосвязанных станций, обеспечивает возможность установки на ГЭС агрегатов наибольшей единичной мощности, что влечет за собой значительный экономический эффект.

Технологическое функционирование ЕЭС с участием ГЭС характеризуется не только положительными аспектами их применения. Так, одной из серьезных проблем, возникающих в процессе эксплуатации, являются слабые межсистемные, а иногда и системообразующие связи, которые приводят к «запиранию» мощностей. Уязвимость таких межсистемных связей в энергосистеме обусловлена ее территориальной распределенностью. Ограничения в использовании связей между различными объединенными электроэнергетическими системами (ОЭС) и большинством наиболее важных связей внутри энергосистем, в основном определяются условиями статической устойчивости. Для ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности крупных ГЭС и ряда транзитных связей, определяющими могут

быть условия не только статической, но и динамической устойчивости.

Энергосистема Памира, которая выбрана объектом исследования данного диссертационного исследования, как нельзя лучше отражает высокую необходимость в решении вышеупомянутой проблемы. Так, Таджикистан на сегодняшний день испытывает серьезные трудности, связанные не только со слабыми межсистемными связями, но и в первую очередь с тем, что данная энергосистема дефицитна. Более 70 % населения страны страдает от нехватки электроэнергии в зимний период, который длится с ноября по февраль. Величина дефицитной электроэнергии в этот период составляет 2 – 4 млрд. кВт·ч [26,27,28], что заставляет страну ввести ограничение на ее потребление. Введение лимита на потребление электроэнергии в некоторых районах страны начинается с октября и длится примерно до апреля. Население в этот период имеет доступ к электроэнергии в течение 3 – 7 часов в сутки по всем регионам, кроме столицы, где проживают около 10 % населения и Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО).

Дополнительно, к вышеперечисленным проблемам энергосистемы, стоит отметить, что в летний период в стране имеется избыток электроэнергии, который объясняется увеличенным стоком воды в реках и снижением спроса на электроэнергию в стране. В силу того, что энергосистема работает изолировано, этот избыток не может экспортироваться в соседние страны и значительная часть воды идет на холостые сбросы. Летний избыток составляет от 3 до 7,5 млрд. кВт·ч. в зависимости от водности года и является достаточно значимой величиной в энергосистеме [28,29].

Существующий дефицит электроэнергии в Таджикистане требует определенных исследований в области эффективного использования энергоресурсов, назначения оптимальных режимов ГЭС и энергосистемы для долгосрочного и краткосрочного периода. Разработка современных научных подходов и применение различных математических методов, специальных программ позволят увеличить выработку электроэнергии и тем самым - снизить зимний дефицит в стране.

### 1.2.4 Требования к режимам работы ГЭС

Функционирование энергосистемы, в которой содержатся ГЭС, невозможно без каких-либо определенных норм и требований, установленных системными и режимными документами, которые направлены на повышение надежности и безопасности ГЭС как объектов генерации электроэнергии. Соблюдение основных требований, предъявляемых к ГЭС, обеспечивается, как правило, положениями технических ГОСТов, регламентами, стандартными, а также местными производственными и должностными инструкциями.

Первоочередным требованием к оборудованию ГЭС является их надежность, которая обусловлена тем, что ГЭС имеют возможность обеспечить выработку электроэнергии в самые сложные моменты, например, при возникновении пиковых нагрузок. Реализация данного требования осуществляется в основном посредством корректного выбора схем распределительных устройств (РУ), параметров настройки противоаварийной автоматики и систем мониторинга гидроагрегатов. Надежность оборудования ГЭС также должна отражать проработку вопросов, связанных с частыми переключениями, обусловленными постоянно изменяющейся генерацией. Стоит отметить, что коммутационных действий на ГЭС производится в 5-10 раз больше, чем на тепловых электростанциях и в силу того, что зачастую переключения являются причинами аварийных режимов в энергосистеме – решение данной проблемы весьма актуально на сегодняшний момент.

Следующим требованием, который отражает учет удаленности ГЭС от потребителей, является их местоположение в энергосистеме. Расположение ГЭС обычно выбирается по условиям наиболее выгодного использования водотока, т.е. вдали от центров потребления электрической энергии, и поэтому, как правило, практически вся вырабатываемая ими мощность выдается в энергосистему. При таких условиях, на ГЭС как правило, должно быть установлено как минимум одно РУ высокого напряжения (330 кВ или выше).

Важную роль при ведении водных режимов ГЭС также играют требования, касающиеся водохозяйственного и водноэнергетического комплекса, которые

наиболее точно отражены в п. 5.2.2.1 [30]. Так, оценка и обоснование водноэнергетического потенциала ГЭС и всего водохозяйственного комплекса должна производиться с соблюдением следующих требований к исходным данным, их анализу и обработке.

Требования к гидрологическим данным для изолированной ГЭС:

- многолетний ряд средних декадных и/или месячных расходов воды в створе или вблизи створа проектируемой ГЭС или в пункте наблюдений ближайшем к этому створу;
- многолетний ряд максимальных среднесуточных или мгновенных (срочных) расходов весеннего половодья или летних паводков.

Требования к гидрологическим данным для каскадно расположенных ГЭС:

- те же многолетние ряды в верхнем (входном) створе каскада и боковой приточности с водосбросов между створами гидроузлов каскада;
- оценка продолжительности первоначального наполнения водохранилища до отметки пуска агрегатов, УМО или НПУ в различных условиях.

Требования к топографическим данным:

- кривые зависимости площади водного зеркала и объема воды в водохранилище от уровня воды в верхнем бьефе плотины;
- поперечные сечения русла и поймы реки в нижнем бьефе ГЭС на участке ожидаемого влияния суточных колебаний уровня воды.

Требования к сведениям о существующем водохозяйственном комплексе и его предполагаемом изменении:

- состав участников комплекса в верхнем и нижнем бьефах ГЭС и их требования к режиму расходов и уровней воды по сезонам;
- современный и планируемый объем водопотребления из реки выше створа плотины и из будущего водохранилища.

Автоматизации технологического управления режимом ГЭС также на сегодняшний день уделяется особое внимание, которое влияет на эффективность и маневренность работы ГЭС. Согласно п. 13.1.1 [31] в части автоматизации основного оборудования, к основному оборудованию электростанции,

участвующему в производстве и выдаче электроэнергии, относятся гидроагрегаты, предтурбинные затворы, главные трансформаторы, кабельные и воздушные линии высокого напряжения, оборудование и аппараты главной электрической схемы.

Основное оборудование должно быть оснащено системами и устройствами автоматического управления, состоящими из технологической автоматики, защиты, сигнализации, а также измерений и регистрации текущих параметров режима. Функционирование этих систем и устройств определяется командами централизованного автоматизированного или автоматического управления технологическим процессом электростанции.

Согласно п. 13.1.3 того же руководящего документа, средства автоматического управления основным оборудованием в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах в энергосистеме и на электростанции должны обеспечивать:

- поддержание активной мощности в соответствии с заданным графиком и автоматической коррекцией по частоте (стабилизмом по частоте);
- поддержание напряжения на шинах электростанции в соответствии с заданным режимом по заданиям общестанционных устройств;
- реализацию управляющих воздействий автоматических устройств управления режимами энергосистемы (регулирование обменной мощности и частоты, ограничение перетоков по слабым внутренним и внешним связям энергосистемы);
- реализацию на электростанции команд общесистемной противоаварийной автоматики в соответствии с проектом противоаварийной автоматики;
- автоматический перевод агрегатов из режимов синхронного компенсатора в генераторный режим при отклонении частоты за заданные пределы, в соответствии с проектом противоаварийной автоматики;
- пуск агрегатов для восстановления собственных нужд при потере связи с энергосистемой.

Здесь же стоит отметить, что в п. 16.1.1 [31], которые касается вопросов

автоматизации и управления оборудованием ГЭС, обращается внимание на то, что современные ГЭС создаются как полностью автоматизированными объектами с возможностью дистанционного и ручного (при необходимости) управления оборудованием. Также в п. 16.1.2 [31] отмечается, что на стадии проектной документации, определяют структуру управления объектом, требования и задачи АСУ ТП, степень автоматизации оборудования, количество сигналов, регулирующих и управляющих функций и структурную схему АСУ ТП, которая определяется согласно п. 16.1.3 [31]. Так, структура управления и степень автоматизации определяется следующими факторами:

- роль станции в энергосистеме;
- количество и единичная мощность агрегатов;
- географическое расположение ГЭС;
- водохозяйственное и водноэнергетическое значение ГЭС.

Так, согласно п. 16.1.6 [31], водохозяйственные и водноэнергетические задачи требуют обеспечения регулирования уровней воды в верхнем и нижнем бассейне, регулирования расхода воды при работе ГЭС в каскаде, обеспечение санитарных попусков в период межени и защиту от наводнения в период паводков. Эти задачи решаются программным регулированием пропуска воды открытием затворов во взаимосвязи с режимом работы агрегатов ГЭС.

В настоящее время все более жестко регламентируются требования за контролем за эффективностью работы гидроэлектростанции. Так, согласно п. 5.8.1 [32], на каждой ГЭС мощностью 30 МВт и более должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических нагрузок. Целесообразность разработки характеристик по гидроэлектростанциям меньшей мощности должны быть установлена гидрогенерирующей компанией (эксплуатирующей организацией).

Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик оборудования и графиков удельных расходов воды должны осуществляться в соответствии с действующими положениями и методическими

указаниями. Так, энергетические характеристики согласно п. 5.8.2 вышеупомянутого руководящего документа, должны отражать реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования при выполнении положений того или иного Стандарта.

Согласно п. 5.8.4 показателем энергетической эффективности использования потока воды в каждый текущий момент времени является коэффициент полезного действия (КПД) гидроустановки, определяемый отношением величины электрической мощности на шинах генератора к величине подведенной мощности водного потока. Необходимо сравнивать фактическое значение КПД с его нормативным значением. Также, в п. 5.8.5 делается сноска о том, что при переменном суточном графике нагрузки ГЭС в качестве среднеинтервального за промежуток времени (например, среднесуточного) значения показателя энергетической эффективности может быть принято среднеинтервальное значение КПД.

Согласно п. 5.8.19 при выявлении снижения фактической эффективности работы ГЭС по сравнению с нормативной необходимо выявить причины ее снижения и разработать технические и организационные мероприятия по устранению выявленных причин с оценкой их технико-экономической эффективности.

При снижении эффективности работы ГЭС из-за невыгодного для нее режима работы необходимо оценить возникающие при этом потери, а также проанализировать возможности совершенствования ее режима работы в пределах предъявляемых энергосистемой требований.

### **1.2.5 Имитационное моделирование ГЭС**

Моделирование гидроэлектростанций – это сложный и многостадийный процесс, в рамках которого рассматривается широчайший круг вопросов, при этом, в ряде случаев применение традиционных методов моделирования режимов работы ГЭС оказывается затруднительным, а порой и неэффективными. Примером тому служит процесс выбора мощности и определения выработки электроэнергии



для ГЭС, параметры которых зависят от речного стока, характеризующегося высокой неопределенностью [33]. Большой объем водохранилища позволяет увеличить пределы регулирования гидроэлектростанций, однако, даже для ГЭС с большим объемом водохранилища и многолетним регулированием стока - имеется значительная неопределенность, которая вызывает не только весомые изменения энергетических показателей, но и влияет на судоходство, борьбу с паводками и другие водохозяйственные условия работы ГЭС. Так, применение моделей прогнозирования в данных случаях вызывает трудности, главным образом, связанные с необходимостью получения детерминированных решений. Стоит отметить, что из общего решения могут быть выделены промежуточные этапы с применением различных моделей прогнозирования и оптимизации.

При прогнозировании мощности и выработки электроэнергии электростанций, главную роль играют следующие показатели:

- технические возможности электростанции;
- обеспеченность энергоресурсами;
- функции станций в балансах электроэнергетических систем;
- требования потребителей к электроснабжению.

Все вышеперечисленные показатели, так или иначе, характеризуется некоторой степенью неопределенности, решение которой представляется возможным с помощью имитационного моделирования. Суть данного метода заключается в том, что посредством компьютерной программы разрабатывается подробная модель системы с детальным описанием взаимосвязей между ее элементами, а также определенными внешними факторами, влияющими на эту модель извне. После того, как модель разработана, производится ее тестирование посредством имитации различных комбинаций условий и случайных факторов. Таблица результатов, которая составляется после тестов, позволяет оценить и проанализировать поведение системы при тех или иных условиях, а также при необходимости скорректировать полученную модель и испытать ее повторно. Так, анализируя поведение модели в различных условиях и, сравнивая различные варианты комбинаций ее характеристик, в расчет принимается окончательное

точное решение по тому или иному вопросу.

Программную систему, над которой производится исследование принято называть имитационной моделью, отвечающей за рассматриваемый объект или явление. Объекты имитационной модели имеют связи, которые связывают между собой структурные единицы объекта и при моделировании отражаются в интерфейсных связях, соответствующих объектов модели [34]. Таким образом, имитационная модель - это упрощенное подобие реальной системы, либо существующей, либо той, которую предполагается создать в будущем. Такие модели применяются на этапах разработки технического и рабочего проектов систем. При этом модели отдельных подсистем детализируются, и моделирование служит для решения конкретных задач проектирования, т.е. выбора оптимального (по определенному критерию и при заданных ограничениях) варианта из множества допустимых [35].

К основным достоинствам имитационного моделирования относится возможность его применения в случаях, когда характер протекающих в системе процессов не позволяет описать эти процессы в аналитической форме. В литературе отмечается удобство применения имитационных моделей в случаях, когда необходимо наблюдать за поведением системы (или отдельных элементов системы) в течение определенного периода времени, в течение которого происходит изменение скорости протекания процессов. Возможность масштабирования шкалы времени (возможность, как замедления, так и ускорения течения процессов) является одним из основных преимуществ имитационных моделей [36] и имеет большое значение при исследовании процесса выработки электроэнергии на ГЭС.

Однако также отмечается сложность разработки имитационных моделей, которые требуют значительных затрат времени и сил. К недостаткам таких моделей также относят и то, что любая имитационная модель сложной системы менее объективна в сравнении с аналитической моделью.

При разработке имитационных моделей будем выделять следующие этапы: определение границ системы; разработка концептуальной схемы системы;

подготовка исходных данных; разработка компьютерной программы; оценка адекватности; этап экспериментирования и оценка результата. Рассмотрим некоторые из этих этапов.

### ***Определение границ системы.***

Границы системы определяются таким образом, чтобы охватить те компоненты, взаимодействие которых определяет важные стороны поведения системы. При этом система должна быть способна сама генерировать любую ситуацию, любые затруднения, которые возможно потребуются проанализировать. В случае с проектированием турбин, границы системы будут охватывать реку, плотину, а также сами турбины.

### ***Разработка концептуальной схемы системы.***

Данный этап является одним из наиболее важных, так как на нем происходит переход от реального объекта к некоторой логической схеме (абстракции). При этом определяются вид и степень взаимодействия различных элементов системы, а также место и значение каждого элементарного явления в общем процессе функционирования системы. В результате формализации мы получим общую схему процессов, подлежащих исследованию. В дальнейшем данная схема уточняется и дополняется в соответствии с тем уровнем детализации, который определяется постановкой задачи.

### ***Подготовка исходных данных.***

На данном этапе формируется информационное пространство системы и выявляются количественные характеристики функционирования системы и ее элементов, численные значения которых составляют исходные данные для моделирования. Для целей проектирования турбин в качестве исходных данных нам потребуются сезонные показания для реки по расходу воды, параметры плотины по создаваемому напору, а также рабочие характеристики турбин.

### ***Оценка адекватности.***

Данная оценка осуществляется путем экспертизы полученной модели и проверке её на тестовых данных. На данном этапе модель проверяется на корректность, т.е. на соответствие реальному объекту в рамках поставленной

задачи (границ системы). В случае если модель окажется неадекватной, она исправляется и корректируется до соответствия приемлемого уровня степени уверенности, с которой можно судить о соответствии выходных данных модели и тестовой реальной системы.

Непосредственно при проектировании и эксплуатации имитационное моделирование применяется для решения следующих задач:

***а. При разработке технического проекта с заблаговременностью 5-25 лет.***

Просчитывается имитационная модель развития и оптимизации энергетических систем. Учитывается строительство новых энергетических объектов, а также развитие промышленности, населенных пунктов и общего спроса на электроэнергию в регионе. При этом определяются потребители, электроэнергия к которым будет поступать от данной станции. Определяются мощность и удаленность отдельных потребителей. После чего, на основе этих данных, определяется оптимальное количество и классы напряжения РУВН.

***б. При проектировании ГЭС с заблаговременностью 15 лет;***

Проводятся имитационные расчеты водохозяйственной модели, которые позволяют решить большинство сложных водохозяйственных задач, среди которых:

1. Определение зоны влияния водохранилища при создании напора. Расчет емкости форсировки;
2. Оценка затопления при половодьях (паводках) различной обеспеченности;
3. Обоснование водохозяйственных и водоохраных мероприятий, направленных на экономию водных ресурсов и регулирование качества воды;
4. Обоснование инженерно-технических мероприятий и параметров гидротехнических сооружений.

***в. При разработке схемы электрических соединений;***

Проводятся имитационные расчеты перетоков мощности. В рамках данных расчетов имитируется нагрузка на элементы электрической схемы при различных режимах работы станции с учетом возможных внештатных ситуаций. Заблаговременность составляет от 1-го года до нескольких лет. При этом решается вопрос об оптимальной схеме электрических соединений, определяются максимальные токи на различных участках схемы и выбираются измерительные приборы и устройства релейной защиты.

### ***г. При расчете режимов ГЭС;***

Производятся имитационные расчеты спроса на электроэнергию, а также расчеты сработки/заполнения водохранилища. Составляются суточный, недельный, месячный, сезонный и годовой графики нагрузок и роль ГЭС в покрытии этих нагрузок. Данные графики постоянно уточняются. Соответственно, заблаговременность составляет от 1-го дня до нескольких лет (для станций с многолетним регулированием). Решаются вопросы режимов работы станции, сработки/заполнения водохранилища, в периоды паводков решаются вопросы о холостых сбросах. При этом, помимо имитационных расчетов во внимание, конечно же, принимается и множество других факторов, как например требования водохозяйственных систем.

### ***д. При планировании эксплуатационных режимов.***

При планировании эксплуатационных режимов имитируется сработка/заполнение водохранилища на основе прогнозов Гидрометцентра (ГМЦ) с учетом основных положений правил использования водных ресурсов водохранилищ, инструкции по диспетчерскому управлению режимами работы ГЭС и других факторов. При планировании режимов ГЭС производятся следующие имитационные расчеты:

1. Расчет пропуска весеннего половодья на основе прогнозов ГМЦ и согласование схем пропуска половодья, разрабатываемых гидроэлектростанциями;
2. Месячное, недельное и суточное планирование режимов работы ГЭС;

3. Расчет суточного графика работы ГЭС, с учетом выполнения всех необходимых требований.

Подводя итог вышесказанному, заметим, что использование обширных возможностей имитационного моделирования в качестве программного аппарата для решения задач диссертационной работы, позволяет максимально точно смоделировать постоянно изменяющуюся энергосистему, а также учесть взаимосвязи, которыми в нашем случае характеризуются ГЭС. Так, с помощью составления имитационной энергомодели представляется возможным учесть не только общность водного и энергетического режимов в каскадных энергоузлах, но и оценить корректность управляющих воздействий, приводящих к управляемости электроэнергетического режима.

### **1.3 Описание особенностей энергосистемы Памира**

Энергосистема Таджикистана характеризуется неравномерным территориальным положением, так систему электроснабжения данного энергорайона можно условно разделить на три отдельные системы: Северная, Южная и Горно – Бадахшанская. В ноябре 2009 г. северную и южную части соединили ЛЭП 500 кВ, что привело к образованию основной электроэнергетической системы Республики Таджикистана.

В Таджикистане сектором электроэнергетики заведует Открытая Акционерная Холдинговая Компания (ОАХК) «Барки Точик», которая является государственной собственностью. Предприятие контролирует электрические станции и сети, выработку, передачу и распределение электроэнергии в Республике, за исключением Горно – Бадахшанской автономной области (ГБАО). Так, с декабря 2002 г. сеть электроснабжения ГБАО перешла от компании «Барки Точик» к частной компании «Памир Энерджи» на основе Концессионного соглашения сроком на 25 лет и начала работать изолировано, т.е. без связи с основной энергосистемой Республики Таджикистана.

В настоящее время в ведении «Памир Энерджи» находятся 11 гидроэлектростанций, из которых более крупные - ГЭС «Памир-1» и «Хорог», а также

9 малых ГЭС, общей установленной мощностью 43,5 МВт. Что касается линий электропередачи, то в данной области используются ЛЭП 35/10/0,4 кВ общей протяженностью 2609 км. Стоит отметить, что для малых гидроэлектростанций ГБАО в зимние месяцы характерна недостаточная обеспеченность водой. В связи с этим ГЭС, работая в заданном графике и используя естественные расходы реки без их перераспределения в суточном разрезе, не могут покрывать график нагрузки в периоды пиковых нагрузок. В зимнее время, когда во всех районах ГБАО наблюдается максимальный спрос на электроэнергию, малые ГЭС, не имеющие водохранилищ большой емкости, дают едва ли не минимальную мощность.

Распространенным явлением на ГЭС малой мощности ГБАО является несоответствие между установленной мощностью ГЭС и мощностью водотока, при этом встречаются отклонения, как в сторону недоиспользования водотока, так и в сторону неполучения запроектированной мощности от водного источника. Первое объясняется тем, что ранее выбор мощности агрегатов ограничивался финансовыми затратами. Некоторые ГЭС спроектированы с заведомо заниженной установленной мощностью только потому, что учитывался весьма узкий круг местных потребителей. Второе же явление является следствием ряда причин и в первую очередь – недостаточной изученности водотока. Так, проектные работы базировали свои выводы на случайных наблюдениях, опросах местных жителей и т.д., что привело к расхождению с действительностью. Также были недостаточно изучены топографические и геологические условия, которые в последующем могли перспективно определить компоновку энергоузла.

В результате проектирования, строительства и эксплуатации малых ГЭС в масштабе республики, были выявлены следующие весомые недостатки, учет которых предотвратит их появление в перспективе электроснабжения ГБАО:

- вопросы планирования, финансирования, изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации малых ГЭС были раздроблены между различными правительственными организациями, такими как ведомства с одной стороны и международные организации, оказывающими помощь Таджикистану с другой;
- выбор объектов строительства при планировании и проектировании малых

ГЭС формировался не корректно и без учета принципа комплексности в использовании водотока;

- производство запасных частей до сих пор не отлажено, что приводит к длительным простоям при поломках;
- неорганизованность производства работ при строительстве малых ГЭС стала одной из причин увеличения стоимости установленной мощности ГЭС, что привело не только к удлинению сроков строительства, но и удорожанию проектов в целом.

Из вышеперечисленных трудностей гидротехнического строительства, которые возникли в масштабах даже малого строительства ГЭС, можно сделать вывод о том, что все возникшие факторы привели к более высокой строительной стоимости, отсутствию типовых проектов и унифицированного оборудования. Так, данные факторы стали основными причинами отставания малого гидроэнергостроительства в энергосистеме Памира. За 15 лет с помощью привлеченных многомиллионных иностранных капиталов в труднодоступном регионе получилось развить электроэнергетическую отрасль, которую в те годы правительством Таджикистана развить не представлялось возможным. В кратко- и среднесрочной перспективе планируется строительство ГЭС «Себзор» мощностью 10 МВт в Рошткалинском районе и ГЭС «Санобод» - мощностью более 125 МВт. Сейчас компания строит, а также модернизирует ГЭС в Мургабе, в самом отдаленном регионе области для выработки и обеспечения подачи электроэнергии ко всем 24 населенным пунктам Мургабского района. Успехи в электроснабжении населения и существующих объектов достигнуты благодаря титаническим усилиям компании «Памир Энерджи». В непростых природно-климатических условиях, компания модернизировала существующие ГЭС, заменила трансформаторы, смонтировала линии электропередачи, построила подстанции и выполнила другие электротехнические работы, чем удвоила мощности и возможности не только электросетевого комплекса, но и социального развития ГБАО. Еще в прошлом десятилетии малые ГЭС часто оказывались неконкурентоспособными из-за существенно более высоких удельных затрат, на порядок превосходящих издержки крупных гидропроектов. С недавних пор, их относительная



конкурентоспособность заметно возросла благодаря внешней поддержке альтернативной энергетики многими государствами, росту цен на топливо, развитию технологий и т.д. Все это повысило инвестиционную привлекательность небольших гидропроектов и привело к интенсивному расширению сектора малой гидрогенерации, прежде всего за счет негосударственных инвестиций. Этот факт и сыграл определяющую роль при выборе энергосистемы Памира, как объекта исследования в диссертационном исследовании. Территория Таджикистана, на которой расположена исследуемая энергосистема, как нельзя точно отражает комплексное использование воды, как в целях источника выработки электроэнергии, так и в качестве источника водоснабжения, неразрывно связанного с промышленностью, сельским хозяйством, орошением, защитой от паводков и т.д. Стоит отметить, что на сегодняшний день, энергосистема Памира характеризуется наличием не только единичных ГЭС, но и целых каскадов, которые в дальнейшем могут стать крупными водохозяйственными и территориально-производственными комплексами, обеспечивающими подъем экономики и способствующие улучшению социальных условий.

### **Выводы**

В рамках первой главы диссертационного исследования, главное внимание было уделено управлению режимом электроэнергетической системы. Так, с помощью обзорного пункта были изучены основные подходы к ведению оптимальных режимов энергосистемы, посредством решения задач прогнозирования и оптимизации электроэнергетического режима системы, а также предпосылки к их использованию. Отдельное внимание было уделено особенностям, которыми характеризуется режим работы ГЭС в энергосистеме. Так, рассмотрение вопросов о учете энергетических параметров, сезонности, слабых межсистемных связей, требований и т.д. привели к выводу о том, что эффективное управление режимом энергосистемы, в которой участвуют ГЭС, представляется возможным только при условии учета и решения всех вышеперечисленных аспектов. Рассмотрение возможностей математического моделирования в

гидроэнергетической отрасли привело к адекватной оценке возможности имитации поведения реальной энергосистемы с учетом многих факторов, позволяющих отразить требования и ограничения, предъявляемые к режимам работы ГЭС. В конце главы было уделено внимание особенностям исследуемой энергосистемы, которая нуждается в решении вопросов, касающихся развития топливно-энергетического комплекса. Так, учет всех особенностей ГЭС и их водных режимов приводит к необходимости большого объема расчетов и как следствие времени, которое требуется для их моделирования. Собственно, поэтому выбранные методы имитационного моделирования, основанные на математических алгоритмах, позволят сократить большую часть расчетов, а также автоматизировать процесс управления режимом работы ГЭС. Также в данной главе проведен критический анализ научных работ, направленных на решение вопросов, связанных с прогнозированием и оптимизацией в составе задач управления режимами энергосистем.

## **2 ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА**

Одной из важных особенностей функционирования ГЭС - является использование ими ограниченных объемов водохранилищ для хранения гидроэнергетических ресурсов. Использование ограниченного количества воды для производства электроэнергии в любой интервал времени влияет как на распределение объемов выработки электроэнергии в периоды регулирования, так и на суммарную выработку станции. С экономической точки зрения, использование запасов воды приводит к динамической зависимости топливных затрат на производство электроэнергии в отдельных временных интервалах периода регулирования, что особенно проявляется в энергосистемах, в которых доля ГЭС составляет значительную часть.

Повышение эффективности режимов энергосистем, в которых участвуют ГЭС, зачастую добиваются путем оптимизации режимов ее работы. Так, на протяжении многих лет, научные деятели и проектно-инженерные организации все большее внимание уделяют вопросам оптимальных режимов ГЭС. Полученные разработки авторов используются как основа решения режимных задач в типичных условиях энергосистем, но в силу того, что генерирующие объекты меняют не только свой технологический механизм, но и общую долю участия в энергосистеме – появляется необходимость корректировать стандартную методику под специфичные энергосистемы.

### **2.1 Анализ основных методов оптимизации ЭЭС**

Классические методы оптимизации режимов работы электростанций и энергосистем в целом, изложены в работах [37-46]. Стоит также отметить, что сравнение методов и алгоритмов оптимизации режимов, которые были внедрены на тот момент в практику планирования оптимальных режимов ЭЭС, обзорно представлены в [49].

Что касается современных методов оптимизации, то особенно широкое их применение начало формироваться с начала 50-х годов прошлого столетия в период, когда задачи оптимизации стали решаться с помощью математических

аппаратов, основанных на методах определения экстремумов целевых функций. Так, развитие методов оптимизационных расчетов энергосистем началось с рассмотрения условий оптимального распределения мощности между агрегатами и параллельно работающими электростанциями, что наглядно отражено в [48-51] у таких авторов, как: А.В. Пантелеев, Т.А. Летова, Ю.М. Сидоркин, Ю.А. Секретарев, Т.В. Мятаж, Б.Н. Мошкин, В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, Е.В. Цветков, Д.А. Арзамасцев, М.Ш. Мисриханов, П.С. Борщ и т.д.

В данный период времени также впервые было рассмотрено оптимальное распределение нагрузки между тепловыми станциями и между агрегатами методом неопределенных множителей Лагранжа, который по сей день используется в части решения задач внутристанционной оптимизации [39, 52-58]. С течением времени, задачи оптимизации электроэнергетического режима стали все больше сводиться к операционным задачам - проведению ряда операций с последующей выработкой системы действий, направленных на достижение соблюдения определенного критерия. В данном случае, степень достижения оптимальности критерия стала описывается некоторой функцией, которую назвали целевой функцией, которая в последующем была способна принимать действительные числовые значения. Так, если функция была сформулирована математически, то целью операции становилось получение экстремума заданной целевой функции.

Более же сложные оптимизационные задачи, несущие в себе учет накладываемых ограничений при ведении режимов, сформировали у большинства авторов подход к использованию специальных математических механизмов, входящими в разделы прикладной математики. Таким образом, данные методы уже имели возможность определять экстремумы сложных функций с помощью анализа и нахождения аналитических зависимостей между составными переменными. Так, используемые методы для нахождения экстремума функции при наличии ограничений в скором времени получили название методов математического программирования, которые состояли из линейного, нелинейного, динамического, а также стохастического программирования. В общем виде, оптимизационная математическая модель уже состояла из:

- формального описания задачи;
- критерия решения задачи;
- независимых и зависимых переменных;
- уравнений связи между независимыми и зависимыми переменными;
- ограничений на переменные в форме равенств и неравенств, которые обычно определяются верхними и нижними границами изменения параметров системы.

Для оптимизационных задач большое значение стали иметь величины получаемых чисел и вид критериев эффективности. Так, с течением времени, стали выделять однокритериальные и многокритериальные задачи, которые подразумевали учет в режимных задачах сразу нескольких критериев оптимизации, например, технических, экономических и коммерческих.

Что касается генерирующих энергоузлов, которым и уделено большее внимание в данной работе, то оптимизационные мероприятия для рассматриваемых объектов зачастую представляют собой решение внутростанционных задач, которые в той или иной степени могут повлиять на оптимальность режима энергосистемы в целом. В данном случае чаще всего первоочередными являются технические критерии оптимизации, такие как: минимум энергоресурса, максимум выработки электроэнергии, максимум КПД и т.д. Среди наиболее распространенных методов, которые были разработаны для достижения вышеупомянутых задач, можно выделить и описать несколько методов, сравнение которых позволит выбрать оптимальный и производить решение задач диссертационного исследования с его помощью.

## **2.2 Задачи оптимизации для энергосистемы Памира**

В данной работе электроэнергетическая система Памира представляет собой систему, в которой 100% выработки электроэнергии приходится на долю ГЭС, что заставляет корректировать механизм оптимизации режимов ГЭС в специфичных условиях. В такой энергосистеме топливная эффективность является фактором эффективного использования гидроэнергетического ресурса, т.е. первоочередной

задачей становится оптимальное распределение нагрузки между станциями системы и ведение внутростанционной оптимизации (выбор состава работающего оборудования и его нагрузки).

Приведем общую характеристику энергосистемы Памира, которую представим в виде технических, энергетических, а также территориальных параметров, что позволит оценить ее гидропотенциальность, энергетические балансы и потокораспределение в системе.

Памир расположен в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) в восточной части Республики Таджикистан (РТ) и является крупнейшим регионом в Республике с территорией свыше 64,2 тыс. кв. км. Памирская электроэнергетическая система является изолированной и вопросами ее функционирования занимается Памирская энергетическая компания - «Памир Энерджи». В управлении «Памир Энерджи» на территории автономной области находится одиннадцать малых и мини ГЭС. Общая мощность электростанций 43,5 МВт из которых действующими являются десять, что наглядно отражено в Таблице 1.

Таблица 1 – Сведения о малых ГЭС, расположенных на территории ГБАО

№ п/п	Наименование ГЭС	Установленная мощность, кВт	Количество гидроагрегатов	Расчетный напор, м	Расход воды через агрегат, м <sup>3</sup> /с
1	ГЭС Памир-1	28000	4	79,6	10,1
2	ГЭС Хорог	9000	5	59	3,55
3	ГЭС Намадгут	2500	2	36	3,5
4	ГЭС Ванч	1200	2	21,5	3,5
5	ГЭС Ак-Су	640	2	9	5
6	ГЭС Шуджанд	832	2	10	5,5
7	ГЭС Савноб	80	1	72	0,1
8	ГЭС Сипондж	160	2	130	0,31
9	ГЭС Андарбак	300	1	23	1,8
10	ГЭС Техарв	360	1	110	0,59
11	Калаи-Хумб	208	2	10,8	1,55

Три ГЭС из вышеперечисленного списка (ГЭС «Памир-1», ГЭС «Хорог», ГЭС «Намангут») работают на сеть (на общую нагрузку), причем ГЭС «Памир-1» и ГЭС «Хорог» находятся в каскаде на р. Гунт, а ГЭС «Намангут» находится на другой реке - р. Пяндж. Все остальные из 11 станций функционируют в автономном режиме в отдельных районах.

«Памир Энерджи» поставляет электроэнергию потребителям ГБАО с районом обслуживания 64000 км по ЛЭП (35/10/0,4 кВ) общей протяженностью – 2609 км в размере 213000 кВт·ч, где количественный состав потребителей состоит из:

- районов – 8,
- домашних хозяйств – 32800,
- ПЭК – 28600: бытовые – 27400,  
государственные – 400,  
коммерческие – 800.

На Рисунке 3 для наглядности представления территориального расположения генерирующих узлов, приведено географическое расположение станций в энергосистеме Памира [59].



Рисунок 3 – Географическое расположение ЭЭС Памира

Анализ территориального расположения ГЭС в энергосистеме Памира позволяет сделать вывод о том, что они имеют небольшие водохранилища от неполного сезонного регулирования до ГЭС без регулирования. Так, появляется проблема высокой изменчивости речного стока, что приводит к усложнению задачи управления режимами ГЭС, решение которой представляется возможным осуществить лишь при рациональном использовании водных ресурсов [60, 61-66].

Гидроэнергетические ресурсы варьируются в широких пределах и для многих станций могут составлять до 20...30%. Рациональное управление данного показателя зависит в основном от:

- величины стока, его изменчивости, схемы использования, гидрографа реки;
- требований энергосистемы к функционированию ГЭС;
- технологического процесса режима работы оборудования.

Естественная изменчивость и неопределенность гидравлических процессов являются объективной реальностью. Так, на величину стока и гидрографа нельзя повлиять, поскольку это природный не повторяющийся процесс. Если измениться бытовая приточность или режим использования водных ресурсов водохранилища, то измениться и возможность ГЭС. Эффективность использования данных ресурсов может изменяться на 10...15% [67], а при оптимальном выборе режима работы оборудования и технологического процесса на ГЭС на 3...5%. Таким образом, рациональные действия в отношении оптимального режима, могут привести к существенному увеличению выработки электроэнергии на ГЭС.

Степень регулирования стока ГЭС определяется, как правило, соотношением объема водохранилища и величины стока реки для расчетного года. Ранее упоминалось, что регулирование стока осуществляется за счет водохранилищ, которые могут быть без регулирования, суточного, недельного, сезонного, годового и многолетнего регулирования. Так, в состав основного рассматриваемого гидроузла Памирской энергетической системы входят ГЭС Памир-1, ГЭС Хорог и ГЭС Намангут, где ГЭС Хорог и ГЭС Намангут относятся к станциям без регулирования стока. На таких станциях используется только



естественный расход реки, поэтому их мощность в любой момент времени определяется значениями бытовых расходов. Такие ГЭС должны работать в базовой части суточного графика нагрузки, т.к. при этом приточность реки используется наиболее полно. При работе же в пиковой части графика нагрузки, неизбежно возникают холостые сбросы излишков воды, а, следовательно, и неоправданные потери энергии. Таким образом, ГЭС без регулирования не могут регулировать мощность и их режим является вынужденным. Рабочая мощность таких станций не регулируется, резервов не имеет, а самое главное, при изменении приточности меняет значение своей рабочей мощности.

На третьей рассматриваемой станции - ГЭС Памир-1 введется суточное регулирование стока. У такой ГЭС существует жесткая связь между суточным стоком, суточной выработкой электроэнергии и графиком ее мощности. Поэтому, необходимо определять такое место ГЭС в графике нагрузки системы, когда ее сток за сутки используется наиболее полно. На ГЭС с суточным регулированием водохранилище выбирается по расчетным маловодным суткам, где, как правило, возрастает выработка ГЭС с увеличением приточности, и станция перемещается в полупиковую, а затем и в базовую часть графика нагрузки энергосистемы. Такие станции могут нести нагрузочный резерв в случае, если ее рабочая мощность меньше располагаемой.

При работе в энергосистеме от ГЭС обычно требуется не только выдача максимально возможной пиковой мощности, но и одновременно обеспечение работы системы с наилучшими технико-экономическими показателями. Для нерегулируемой ГЭС оба этих не противоречат друг другу, поскольку такая ГЭС работает в базовой части графика нагрузки. При суточном регулировании ГЭС в таком режиме работает только в паводок. Все остальное время наивыгоднейший режим будет определяться не только величиной бытового расхода, но и составом генерирующего оборудования, графиком нагрузки энергосистемы и относительным объемом водохранилища.

Перейдем к постановке задачи оптимизации для энергосистемы Памира. Так, на ГЭС Памир-1 функционирует четыре агрегата. Установленная мощность

каждого агрегата составляет 7 МВт. Требуется распределить часовую нагрузку ГЭС Памир-1  $P^t$  между ее агрегатами по критерию минимума расхода воды  $Q_{ГЭС}$ .

Приведем математическую постановку задачи, где должно быть учтено следующее:

- множество располагаемых агрегатов:

$$i \in n$$

- расходные характеристики агрегатов:

$$Q_i = Q_i(P_i, H_i)$$

- дискретный равномерный ряд мощностей ГЭС от допустимой минимальной до максимальной:

$$P_i = P_1, P_2, \dots, P_n$$

При каждой мощности требуется найти число, состав и нагрузку агрегатов по условию:

$$Q_i = \sum_{i=1}^{i=j} Q_i(P_i) \Rightarrow \min \quad (11)$$

При этом необходимо соблюдать баланс мощности по станции:

$$P_i = \sum_{i=1}^{i=j} P_i \quad (12)$$

Допустимые пределы изменения мощности станции за период оптимизации:

$$P_{i \min} \leq P_j \leq P_{j \max} \quad (13)$$

Допустимые пределы изменения мощности агрегатов:

$$P_{i \min} \leq P_j \leq P_{j \max} \quad (14)$$

Требуется также определить характеристику:

$$Q_j [P_j(P_i, \alpha, H_j)]$$

где:  $\alpha$  – вектор оптимального состава агрегатов.

В общем случае для  $n$ -шагового процесса оптимизация состава и режима агрегатов основное функциональное уравнение динамического программирования имеет вид рекуррентного соотношения:

$$Q_i^{\circ}(P_i^{\circ}) \Rightarrow \min \{Q_i(P_i) + Q_{i-1}^{\circ}(P_{i-1}^{\circ})\} \quad (15)$$

где:  $Q_i^{\circ}$  – расход эквивалентной характеристики  $i$ -го шага оптимизации для мощности ГЭС  $N_i^{\circ}$ , которая назначается в пределах (4);

$Q_{i-1}^{\circ}$  – расход эквивалентной характеристики  $(i-1)$ -го шага оптимизации для мощности станции  $N_{i-1}^{\circ}$ ;

$Q_i, N_i$  – соответственно расход и мощность подключаемого агрегата.

Используя уравнение баланса мощности, функциональное уравнение, которое при заданном составе агрегатов и заданной мощности ГЭС имеет одну переменную  $N_i$ , записывается в виде:

$$Q_i^{\circ}(P_i^{\circ}) \Rightarrow \min \{Q_i(P_i) + Q_{i-1}^{\circ}(P_j - P_i)\} \quad (16)$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одной переменной. При такой последовательности расчетов на каждом шаге решается три подзадачи:

1. Уточнение точек предыдущей эквивалентной характеристики.
2. Построение новой эквивалентной характеристики.
3. Определение оптимальных решений по эквивалентной характеристике.

В режиме функционирования ГЭС в составе электроэнергетической системы также важную роль играет задача внутростанционной оптимизации на ГЭС, т.к. оптимальное распределение нагрузки между агрегатами напрямую влияет на скорость набора или сброса мощности при регулировании частоты энергосистемы. Главной целью данного вида оптимизации является выбор состава агрегатов, которые в общем случае могут работать в режиме генератора (ГР) и синхронного компенсатора (СК) при условии экономичного использования энергетических ресурсов станции. Одной из задач внутростанционной оптимизации является ситуация, когда для станции задан график активной нагрузки и требуется выдать такую величину активной мощности, чтобы она соответствовала минимальным затратам ресурса. Такой вид задачи решается по станционным, а не по системным критериям эффективности, т.е. либо по расходу ресурса, либо по КПД

технологического процесса.

Рассмотрение оптимального распределения мощностей до сих пор велось с предположением о том, что включенные в работу агрегаты на электростанциях - заданы. Но состав работающих агрегатов в значительной степени предопределяет экономичность и надежность системы. Так, целесообразным, а иногда и необходимым становятся периодические остановки агрегатов при снижении нагрузки и включение их при ее увеличении. Такие операции с включением и отключением отдельных генерирующих узлов, как правило, влияют на:

- величину и размещение резервов мощности в энергосистеме;
- режим электрической сети;
- перетоки по межсистемным линиям электропередачи;
- расход энергоресурса в системе.

Задача внутростанционной оптимизации в упрощенной постановке формулируется следующим образом. На ГЭС имеется  $Z$  агрегатов, на которых необходимо распределить заданную мощность между собой таким образом, чтобы расход воды через станцию был минимальным. Таким образом, пусть на станции работают два агрегата с определенной заданной мощностью. Расходная характеристика в данном случае будет иметь вид, представленный на Рисунке 4.

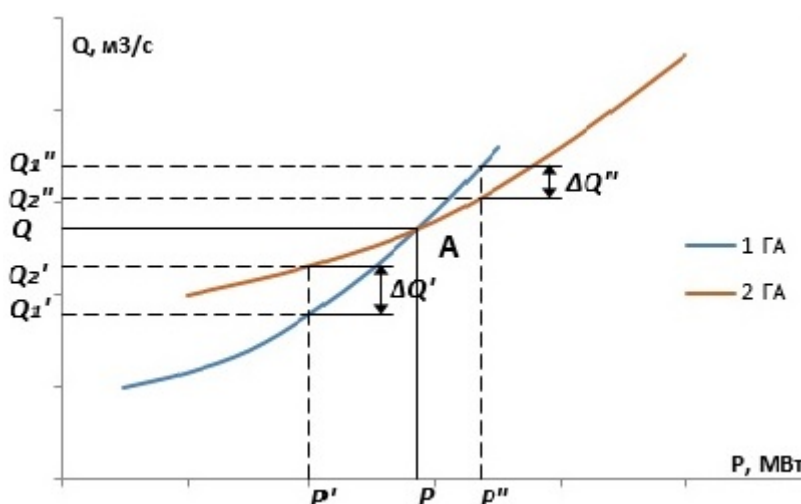


Рисунок 4 – Сравнительный анализ расхода воды при равных мощностях

При этом мы принимаем допущения, что все агрегаты, установленные на

станции, имеют одинаковые расходные характеристики, а расход воды  $Q_i$  для каждого агрегата зависит от активной мощности  $N_i$ . Пусть на станции задана мощность  $P'$ , при которой в работе может находиться один агрегат ГЭС с расходом воды  $Q_1'$  или два гидроагрегата с расходом  $Q_2'$ . Очевидно, что  $Q_2' > Q_1'$  на величину  $\Delta Q'$ , что наглядно отражено на Рисунке 4.

Расходы  $Q_1'$  и  $Q_2'$  будут равны только в точке пересечения двух характеристик (т. А.) при  $P_i = P$ . Следовательно, до момента пересечения расходных характеристик оптимальной будет работа одного агрегата. В точке А мощность станции равна  $P$ , а расход воды  $Q$ , поэтому возможна работа как с одним, так и с двумя агрегатами ГЭС. Если задана мощность  $P''$ , расход воды при работе одного агрегата  $Q_1''$  будет больше расхода двух агрегатов  $Q_2''$  на величину  $\Delta Q''$ . Исходя из этого, можно сделать вывод, что оптимальной будет работа одного гидроагрегата при  $P_i < P$  и работа двух агрегатов при  $P_i \geq P$ . В таком режиме выполняется начальное условие.

Для ГЭС Памир-1, принимаем, что все агрегаты имеют одинаковую расходную характеристику. Таким образом, используя расходную характеристику одного агрегата, получим расходную характеристику для всей станции с поочередным включением в работу всех агрегатов. Расходная характеристика всех генерирующих агрегатов на ГЭС Памир-1 приведена на Рисунке 5.

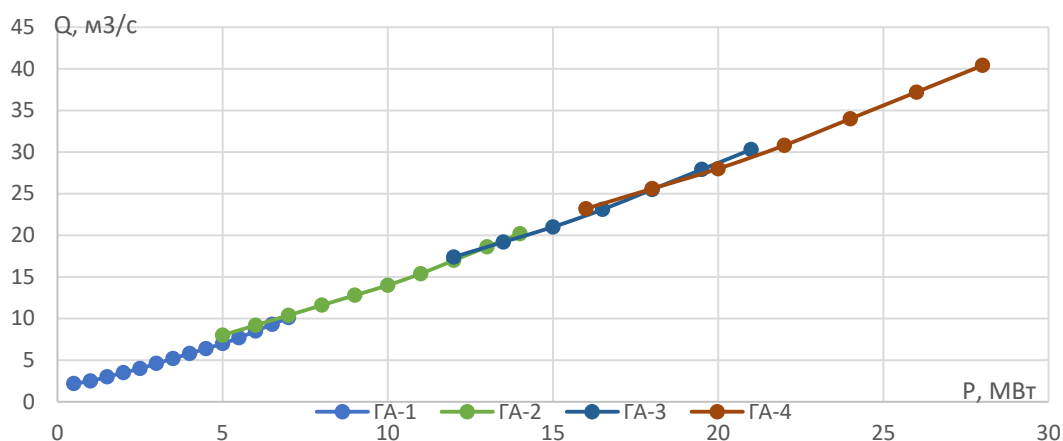


Рисунок 5 – Расходная характеристика агрегатов ГЭС Памир-1, Н=79.6 м

В действительности же, у каждого агрегата может быть своя характеристика, связанная с разной степенью износа и снижением КПД.

В конечном итоге, при использовании полученных характеристик и заданных параметров по напору, расходу и мощности можно определить число агрегатов, необходимых в работе. Включение же следующего агрегата будет оптимальным в месте пересечения двух расходных характеристик, а до момента пересечения этих двух кривых - удельный расход воды при работе одного агрегата будет меньше, чем при работе двух с той же мощностью, соответственно будет происходить перерасход воды и снижение КПД агрегатов.

### **2.3 Описание программы с использованием метода динамического программирования**

Оптимизация состава и режима агрегатов ГЭС Памир-1 в диссертационном исследовании производится методом динамического программирования (ДП), который был ранее выбран по существенному преимуществу - он не предъявляет никаких требований к виду расходных характеристик [68,69].

ГЭС Памир-1 ведет суточное регулирование стока, при этом заметно меняется уровень нижнего бьефа. В связи с этим ГЭС работает с переменным напором, что влияет на вид ее энергетических характеристик. Изменение уровней нижнего бьефа с учетом изменяющихся режимов описывается дифференциальными уравнениями гиперболического типа, которые не имеют аналитического решения. Сложность их решения приводит к тому, что во всех возможных случаях задачу наивыгоднейшего распределения нагрузки между электростанциями решают с допущением о постоянстве напора ГЭС в течение периода оптимизации.

Режим агрегатов может назначаться по энергетическим характеристикам станции, связывающих абсолютные показатели:

$$Q_G, P_G, H_G,$$

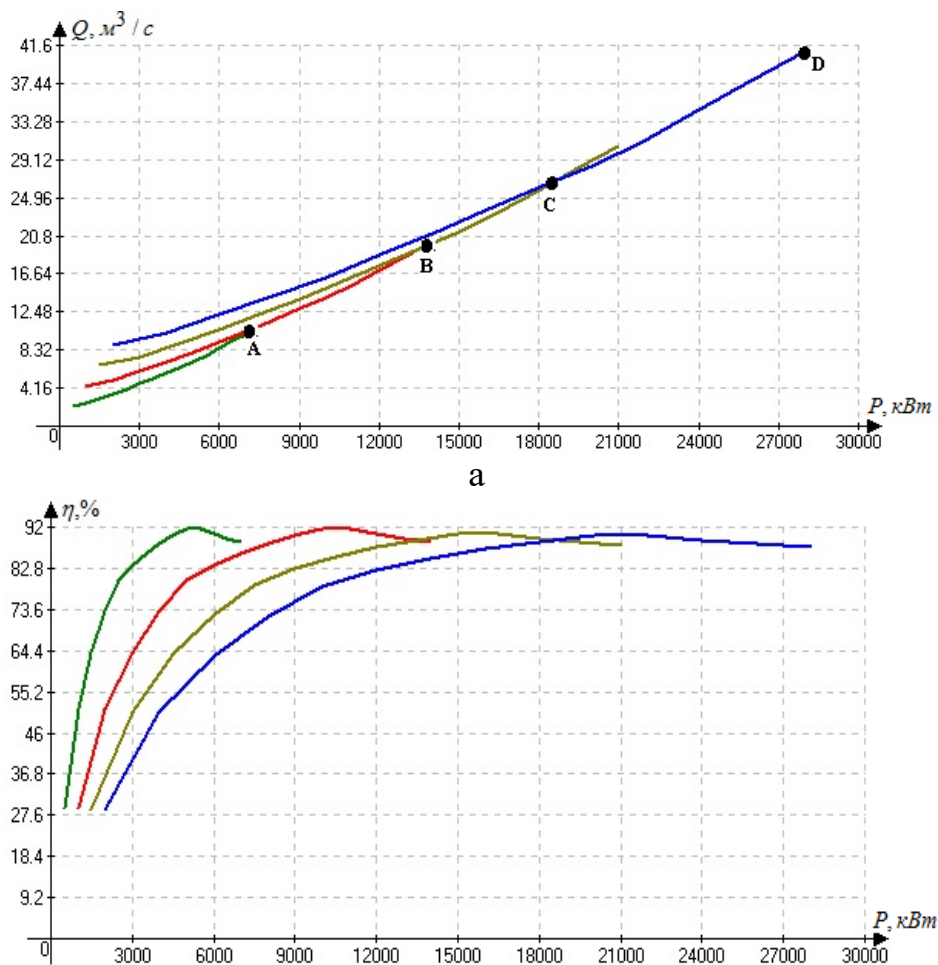
где:  $Q_i, P_i, H_i$  – расход, мощность и напор агрегата и ГЭС, соответственно.

Широко применяются и эксплуатационные расходные характеристики,

которые связывают все названные выше показатели станции и агрегатов. Задача в данном случае сводится к выбору оптимального числа агрегатов  $Z_0$ , при этом все варианты составов агрегатов нужно считать равноправными.

Принцип оптимальности ДП используется для решения задачи построения характеристик станции, имеющих агрегаты с различными характеристиками. В этом случае для каждой мощности ГЭС требуется найти состав агрегатов и распределение нагрузки между ними по заданному критерию.

На Рисунке 6 приведены расходные и рабочие характеристики ГЭС Памир–1.



б

Рисунок 6 – Характеристики станции Памир–1 при  $H=79.6$  м

а – расходные, б – рабочие

Наивыгоднейшие условия отображены линией ABCD, где в зоне OA включен

один агрегат, в зоне АВ – два, в зоне ВС – три, в зоне CD включены все четыре агрегата. Таким образом, по полученным характеристикам легко определить повышение расхода воды при работе станции с неоптимальным числом агрегатов, а также наглядно видеть роль ограничений. Так, например, второй агрегат подключается раньше, чем это соответствует критерию экономичности.

## 2.4 Реализация программы «Оптимизация»

Для решения всех возникающих оптимизационных задач, в рамках диссертационного исследования была разработана программная реализация блока «Оптимизация» с последующим присвоением свидетельства о государственной регистрации, приведенном в Приложении А. Данная программа основана на алгоритме метода динамического программирования. Внешний вид разработанного программного блока приведен на Рисунке 7. Используя данную программу, можно выбрать оптимальный состав агрегатов и распределить между ними нагрузку станции наивыгоднейшим (оптимальным) образом [70, 71].

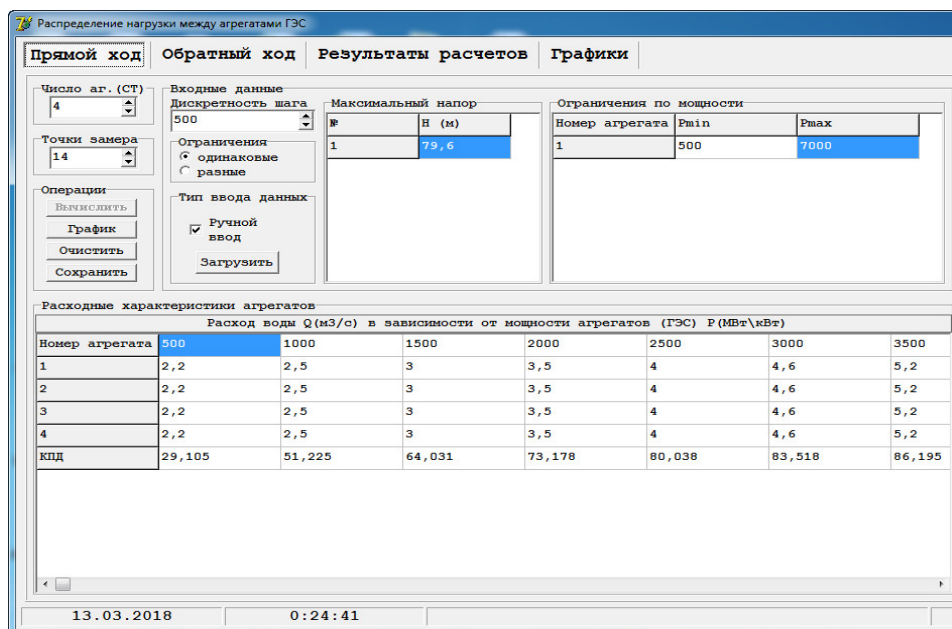


Рисунок 7 – Вид диалогового окна программной реализации блока «Оптимизация»



### 2.4.1 Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС

При решении задачи внутростанционной оптимизации режимов ГЭС используются технические критерии, такие как минимум расхода гидроресурса:

$$Q_{cm} = \sum_i Q_i(P_i) \Rightarrow \min \quad (17)$$

либо максимум КПД:

$$\eta_{cm} = \sum_i \eta_i(P_i) \Rightarrow \max \quad (18)$$

При оптимизации нормальных режимов ЭЭС решаются взаимосвязанные задачи выбора оптимального состава работающих на электростанциях агрегатов и распределения нагрузки между электростанциями и агрегатами с учетом всех станционных и системных ограничений как мгновенного, так и интегрального характера. Эффективность наивыгоднейшего распределения нагрузки системы оценивается экономией 0,5-1,5% суммарного расхода условного топлива, а эффективность оптимизации состава агрегатов в несколько раз выше. В связи с этим задача выбора состава агрегатов и их мощностей является актуальной для любых ЭЭС [72].

Понятие «состав агрегатов» взаимосвязано с понятием «число агрегатов». Если агрегаты имеют различные энергетические характеристики, то состав агрегатов (станционный номер) определяет и число включенных в работу агрегатов. Если же агрегаты одинаковы по своим энергетическим характеристикам, то главным фактором является число агрегатов. Таким образом, могут рассматриваться параметры состояния агрегатов трех видов: состав, число и активная нагрузка агрегатов. Все остальные параметры режима и технического состояния агрегатов и станции считаются заданными [73].

Перейдем к программному блоку «Оптимизация». Исходными данными для данного блока являются характеристики агрегатов, представленные на Рисунке 15. Также в оптимизационном блоке будут учтены такие параметры как: ограничения по минимальной и максимальной мощностям каждого агрегата, напор и шаг изменения мощности станции  $t$ .

Стоит отметить, что в расчете принимается допущение, которое говорит о

том, что все агрегаты имеют одинаковые ограничения по мощности.

Рабочий алгоритм блока «Оптимизация» представлен на Рисунке 8.

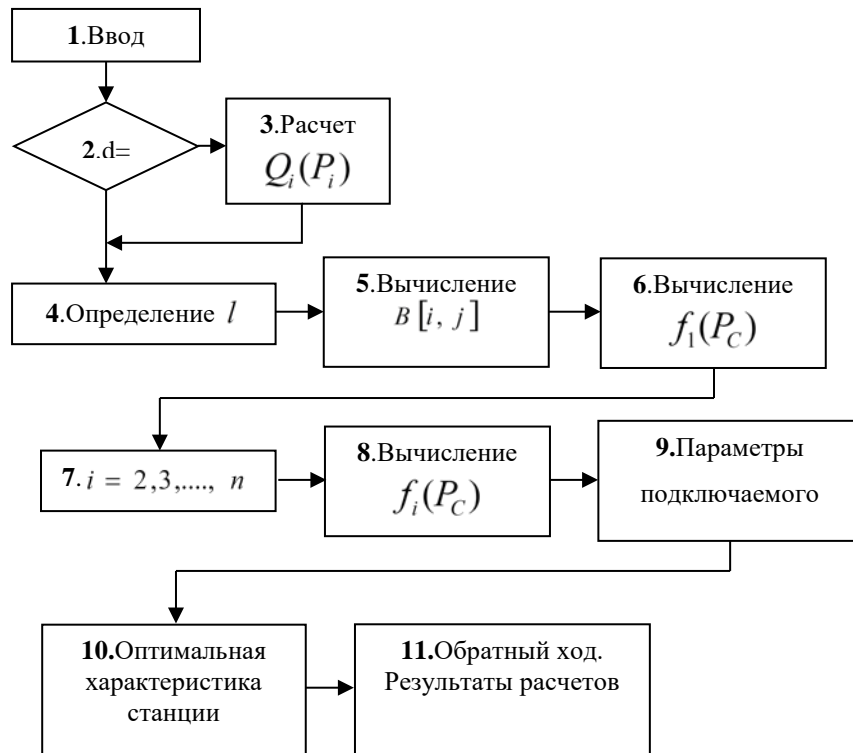


Рисунок 8 – Блок-схема построения характеристик станции по методу динамического программирования

Характеристики агрегатов представляются в виде расходных  $Q_i = Q_i(N_i)$  или рабочих характеристик  $\eta_i = \eta_i(N_i)$  при  $H_i = const$ . Расчеты производятся по расходным характеристикам, если же имеются рабочие характеристики, то они пересчитываются по формуле:

$$Q_i = \frac{N_i}{9.81\eta_i H_i} \quad (19)$$

В программе это анализируется по значению  $d$ . При  $d=0$  рабочие характеристики пересчитываются в расходные (см. Рисунок 8, блок 3). При других значениях  $d$  этот пересчет не осуществляется. В зависимости от выбранного шага  $t$  в блоке 4 вычисляется количество расчетных точек  $t$  в интервале от мощности  $P_{\min}$  до  $P_{\max}$  одного агрегата:

$$l = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{t} + 1 \quad (20)$$

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

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

$$f_1(P_c) = \min \{Q_1(P_1)\} \quad (21)$$

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

где:  $P_c$  – нагрузка станции.

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

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

$$2N_{\min} \leq P_c \leq 2N_{\max} \quad (22)$$

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

$$f(P_c) = \min \{Q_2(N_2) + f_1(P_c - N_2)\} \quad (23)$$

Результаты расчетов последующих характеристик располагаются в блоке 9. В блоке 10 выбирается оптимальное число работающих агрегатов путем сравнения расходов для одинаковых значений мощностей предыдущей и последующей характеристики.

Результаты расчетов оптимизационной задачи для энергосистемы Памира приведены на Рисунке 9.

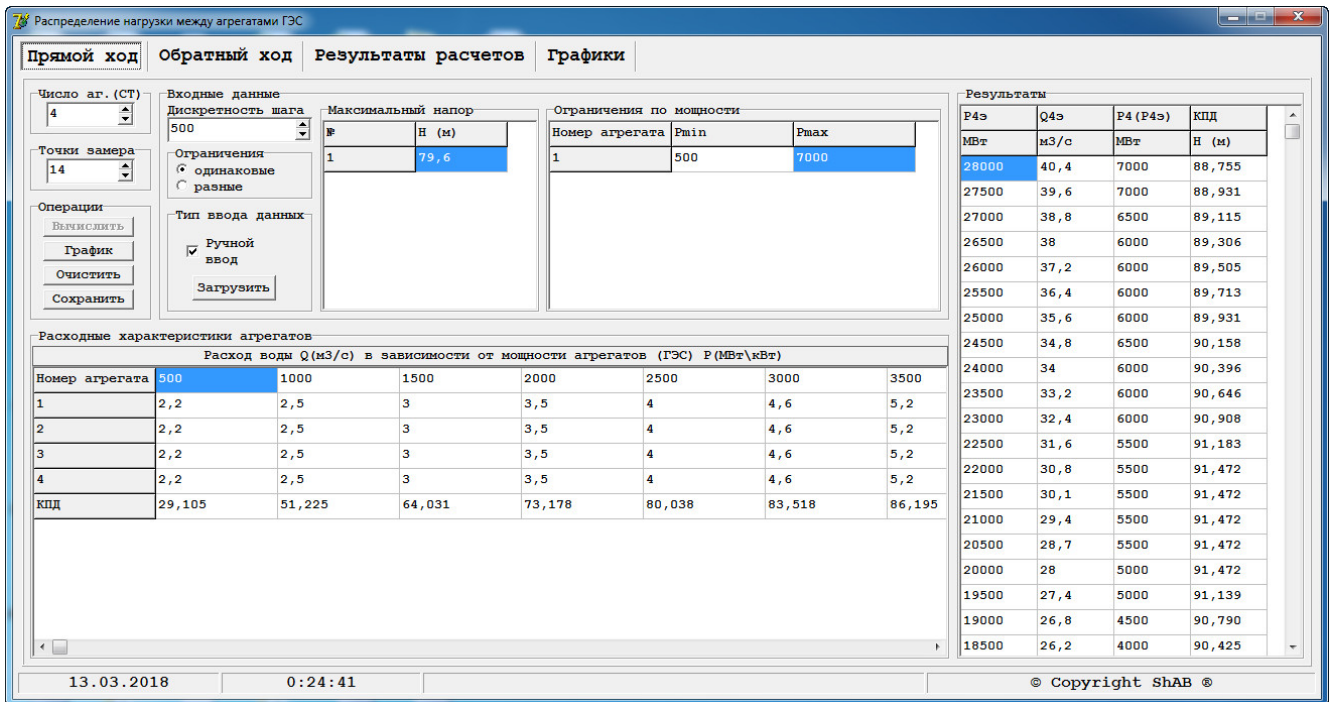


Рисунок 9 – Результаты расчета оптимизационной задачи методом динамического программирования

Определение оптимального режима станции производится при использовании процедуры обратного хода (блок 11). Так, для известной мощности станции определяется оптимальный состав агрегатов и их мощности, что наглядно приведено на Рисунке 10.

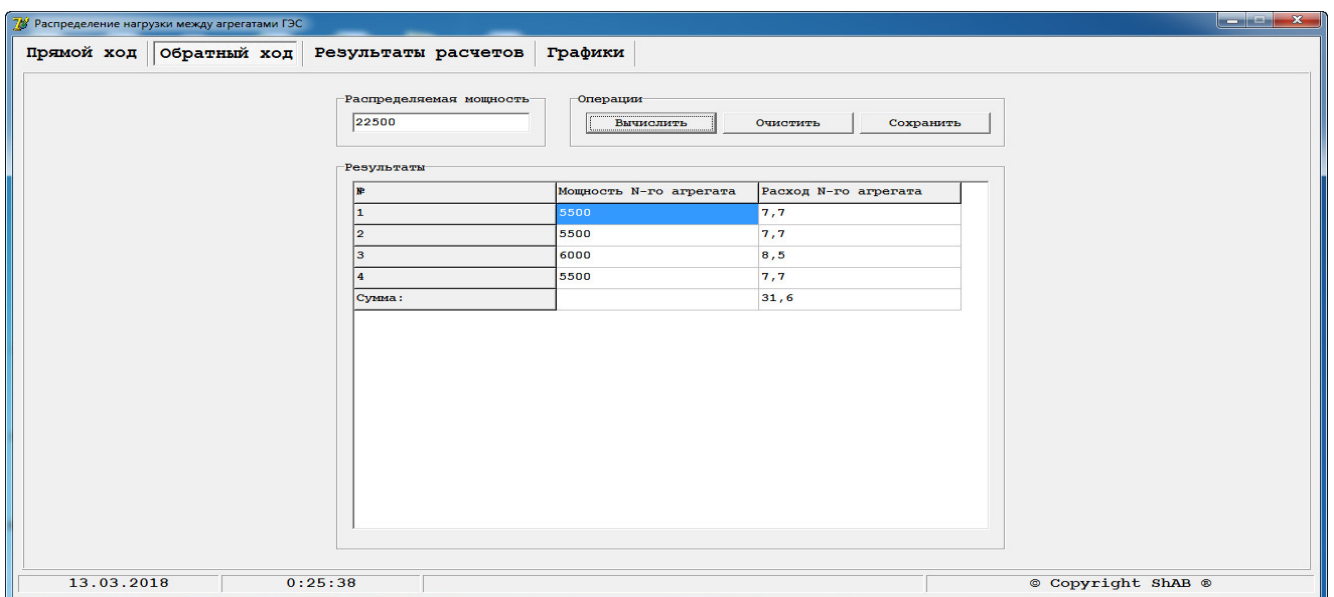


Рисунок 10 – Вид диалогового окна «Обратный ход»

Аналогичным образом определяется оптимальное решение для всех других мощностей ГЭС. Полученное решение удобно представлять в табличном виде, где путем сопоставления столбцов можно наглядно оценить загрузку каждого из агрегатов. Результаты расчетов, полученные в ходе оптимизации, приведены в Таблице 2.

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

Мощность станции $N_j, \text{ МВт}$	Нагрузка агрегатов, МВт				
	1	2	3	4	$Q_j, \text{ м}^3 / \text{ с}$
1-7	1-7	–	–	–	2,2-10,1
7,5-13,5	4,5-6,5	3-7	–	–	11-19,4
14-18,5	5-6,5	5-6,5	4-5,5	–	20,09-26,685
19-27,5	5-7	5-7	4-6,5	5-7	27,44-40,57
28	7	7	7	7	41,41

Если число работающих агрегатов меньше допустимого, то необходимо ввести дополнительные агрегаты в определенный, по характеристике станции, состав. При таких исправлениях эффективность плана уменьшается, т.к. состав работающих агрегатов и их нагрузки уже не являются наивыгоднейшими. Однако в тех случаях, когда ограничения отсутствуют или не могут существенно повлиять на экономичность решения – алгоритм, основанный на методе динамического программирования, может успешно применяться в автоматизированной системе управления (АСУ) ГЭС, где задача оптимизации является одной из главных при управлении нормальными режимами энергосистемы [71, 74].

#### 2.4.2 Распределение нагрузки между ГЭС в каскаде

Совместная работа гидроэлектростанций зависит от степени регулирования стока, установленных мощностей, каскадного расположения станций с гидравлическими связями, одиночного расположения ГЭС на различных водотоках, характеристик оборудования и др. Задача должна решаться по критерию максимальной выгоды использования всех ГЭС в системе, что требует учета их

взаимовлияния. Достаточно строго решение может быть дано только при использовании оптимизационных моделей для всей ЭЭС. Расчеты по совместной работе всех или большей части станций ЭЭС трудоемкие и требуют глубоко анализа гидроэнергетических и электрических режимов [75].

В общем случае каскад ГЭС обслуживает несколько систем, не связанных или слабо связанных между собой электрически. Определять при этом режимы работы гидравлически связанных ГЭС в соответствии с принадлежностью к той или другой системе будет неправильно, т.к. могут выдвигаться требования к ГЭС не схожие с общими интересами. Наиболее простым случаем является работа станции ЭЭС Памира, когда весь каскад работает на одну систему. Когда ГЭС имеет суточное регулирование, мощность будет зависеть от ее режима. Существенное значение в этом случае может иметь время добегания волны расхода. Если расстояние между станциями достаточно большое, несмотря на возможность суточного регулирования, может возникнуть асинхронность в режимах при покрытии пика нагрузки системы.

Для распределения нагрузки между станциями находящиеся в каскаде (ГЭС Памир-1 и ГЭС Хорог), также был применен метод динамического программирования, результаты расчета которого приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Распределение нагрузки между станциями

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

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

## Выводы

Анализ свойств энергосистемы Памира показывает, что для нее актуальна задача повышения эффективности управления ее режимами, что в данной главе предложено осуществлять посредством решения оптимизационных задач, степень эффективности которых в основном определяется двумя факторами: выбором неоптимального решения из возможных и решениями без учета нелинейности характеристик. Учет нелинейных свойств при решении указанных задач требует использования методов нелинейного и динамического программирования. Так, для решения поставленной задачи была создана программная реализация блока «Оптимизация», который основан на методе динамического программирования. Данный блок в работе используется не только в части вопросов системной и внутристанционной оптимизации, но и при проведении имитационных расчетов нормальных режимов энергосистемы, что отражено в следующих главах диссертационного исследования.

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

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

### **3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ**

Составление планов ведения режимов нельзя представить без прогнозов электропотребления, т.к. от них напрямую зависит качество всех процессов функционирования энергосистемы, а также управление, протекающими в ней, режимами.

Электропотребление и графики нагрузки - являются основой для составления энергетических балансов, что приводит к высокому вниманию со стороны энергетических организаций. Целью прогнозирования, как правило, является предвидение значений электропотребления в численной форме и конфигурации графика нагрузки на период упреждения, где, чем выше точность прогноза, тем выше надежность и экономичность функционирования энергосистемы [76]. Также стоит отметить, что к достоверности спрогнозированных моделей электропотребления предъявляются высокие требования, степень соблюдения которых влияет на качество электрической энергии, предоставляемой потребителям.

#### **3.1 Анализ основных методов прогнозирования ЭЭС**

В условиях функционирования рынков электроэнергии, необходимость точного прогнозирования электропотребления обусловлена технологическими и экономическими причинами. Точность прогнозирования напрямую зависит от моделей и методик их расчета, которых на данный момент существует большое количество. Так, повышение точности прогноза для энергосистем необходимо в первую очередь для поддержания оптимального плана генерации электроэнергии с точки зрения обеспечения минимума расхода энергоресурсов, а также недопущения перегрузки генерирующих мощностей и ухудшения качества электроэнергии.

Анализ имеющихся работ показывает, что алгоритмы и методы прогнозирования разнообразны и наибольшее распространение получили четыре направления моделирования графиков нагрузки и электропотребления.

1. Эвристические методы, в которых учитываются последние данные о



нагрузках, климатические факторы, режим электрических сетей, ремонты, ввод новых потребителей и т.д. Все расчеты в данном случае не являются формализованными, и решение принимается по «ситуации». Так, анализ данных прогнозов показывает, что погрешности изменяются достаточно в больших пределах - 2...10% и более.

2. Статистические методы, которые представляют собой временные ряды и регрессионные анализы.
3. Методы теории вероятностей и математической статистики.

Период современных возможностей и технологий, позволяет широко использовать математические методы прогнозирования с последующей их коррекцией и автоматизацией. Так, представляется возможным формирование выборки статистической информации из массива данных, приведение данных к однородным свойствам, группировке данных по структурным свойствам процесса, изучение динамики процесса, выбор периода ретроспекции, сглаживание информации, ввод дополнительной информации для повышения достоверности модели и т.д. По всем этим этапам статистического анализа уже предложены методические положения для задачи моделирования графиков нагрузки.

### **3.2 Математическое моделирование графиков нагрузки**

Математическое моделирование на сегодняшний день является самым универсальным механизмом при решении технических задач разной направленности. Описание свойств, соотношений реальных процессов, протекающих в исследуемом объекте или явлении, осуществляется с помощью математической символики, где наиболее известными математическими моделями являются системы действительных и целых чисел [77, 78-79].

Объект, описанный на математическом языке, представляется определенной структурой (уравнениями, передаточными функциями, графиками, диаграммами и т.д.) с определенными параметрами. Процессом исследования же в данной математической модели является применение к этой структуре совокупности математических преобразований и операций, которые необходимо производить по

определенному алгоритму. Результатом исследования в таком случае, является новая информация об исследуемом объекте, полученная в результате математических операций и преобразований в той части его свойств, которые были математически описаны.

Графики нагрузки в энергосистеме представляют собой последовательности расчетных значений, которые отражают изменения мощности в течение определенного интервала времени. Так, по суточным, недельным и годовым графикам можно проследить периодичность процесса изменения мощности нагрузки, связанную с режимом работы потребителей, временем суток, недельными циклами и сезонными изменениями, протекающими в течение исследуемого периода. Так, например, суточные графики будних дней недели повторяются изо дня в день с той лишь разницей, связанной со случайными изменениями в режимах праздничных и выходных дней. Также, средний рост или снижение нагрузки в течение нескольких дней или недель может быть вызван сезонными изменениями (период наступления весеннего и осеннего периодов), которые относятся к трендовым (непериодическим) составляющим графика нагрузки.

На протяжении многих лет самым распространенным способом описания электропотребления является временной ряд, для описания которого необходимо знать такие параметры, как амплитуда, частота и фаза. Суточные, недельные и годовые графики нагрузки в таком случае часто моделируют путем разделения временного ряда на трендовую, периодическую и случайную составляющие:

$$X(t) = Q(t) + S(t) + U(t) \quad (24)$$

где:  $Q(t)$  – тренд – устойчивые систематические изменения;

$S(t)$  – периодическая составляющая – колебания относительно тренда;

$U(t)$  – нерегулярная составляющая – случайный шум.

Подобный подход к моделированию графиков нагрузки справедлив только в том случае, если принять предположения о том, что значительных изменений во временном ряду не происходит.

Для массива же статистических данных особое внимание нужно уделять подбору периодической составляющей, т.к. она отражает общий характер изменений электропотребления в энергосистеме.

Практический интерес в задачах моделирования графиков нагрузки и режимов электропотребления представляет процесс синтеза и анализа временных рядов, которые характеризуют динамику вариаций суммарного электропотребления без учета информации о внутренней структуре потребления. Сопоставление фактических реализаций этого процесса и однофакторной модели позволяет внести ясность в целесообразность учета дополнительной информации как о структурных (внутренних), так и о метеорологических (внешних) факторах, что используется в дальнейшем для выявления реальных возможностей дальнейшего уточнения расчета суммарного электропотребления, предназначенного для планирования режимов работы энергосистемы.

### **3.2.1 Преобразование Фурье**

Механизм преобразования Фурье является некоторой совокупностью математических методов, которые основаны на разложении входной информации. Основная идея данного преобразования состоит в разложении вышеупомянутой входной информации (в виде непрерывной функции от времени) на некоторые базисные гармонические функции (синусоидальные функции) различной частоты, амплитуды и фазы. Таким образом, любая функция может быть представлена в виде бесконечной суммы синусоид, при этом каждая будет обладать своей амплитудой, частотой и фазой [80].

Преобразование Фурье можно считать основоположником спектрального анализа, который в свою очередь представляет собой способ обработки информации (сигнала), который способен охарактеризовать его частотный состав. Различают несколько видов преобразований Фурье в зависимости от типа изначально представленного сигнала:

- непрерывное преобразование Фурье (Continue Time Fourier Transform – СТФТ, FT);

- дискретное преобразование Фурье (Discrete Fourier Transform – DFT);
- быстрое преобразование Фурье (Fast Fourier transform – FFT).

Рассмотрим подробнее применение каждого типа преобразования Фурье в зависимости от цели задачи. Так, непрерывное преобразование Фурье (НПФ) нашло широкое применение в случаях рассмотрения информации (сигналов), изменяющихся в соответствии с заданными функциями. На практике же обычно математические операции проводятся с результатами измерений, имеющих дискретный характер (ДПФ). Результаты измерений в таком случае фиксируются через равные промежутки времени и с заданной частотой дискретизации, что наглядно отражено на Рисунке 11.

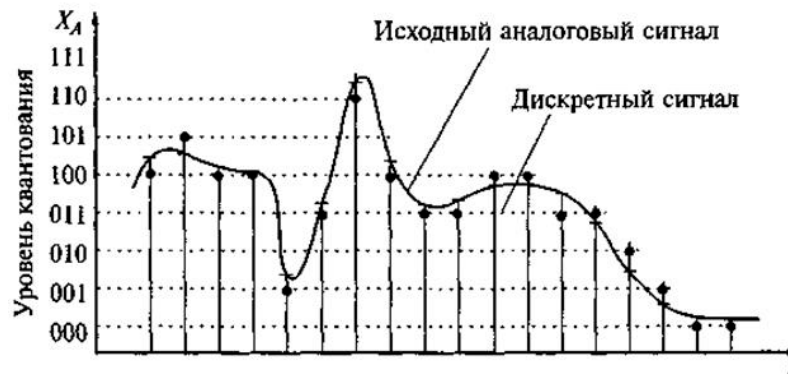


Рисунок 11 – Исходный аналоговый и дискретный сигналы

Следующим типом преобразования Фурье – является дискретное (ДПФ), которое  $N$ -точкам дискретного сигнала ставит в соответствие  $N$ -комплексных спектральных отсчетов сигнала. Так, для вычисления одного спектрального отсчета требуется  $N$ -операций комплексного умножения и сложения. Таким образом, вычислительная сложность алгоритма ДПФ состоит в том, что требуется  $N^2$ -операций комплексного умножения и сложения.

И наконец, тип быстрого преобразования Фурье (БПФ), которое представляет собой определенный алгоритм вычисления, позволяющий уменьшить количество производимых действий относительно прямого вычисления ДПФ. В основе данного алгоритма лежит разбиение заданной последовательности отсчетов

дискретного сигнала на несколько промежуточных последовательностей. Стоит заметить, что алгоритм БПФ точнее стандартного ДПФ, т.к. при сокращении операций снижаются суммарные ошибки округления.

Подводя итог вышесказанному, стоит отметить, что использование преобразований Фурье в качестве математического инструмента, позволяют решать сложные уравнения, описывающие динамические процессы и возникающие под воздействием, например, изменения объема передаваемой мощности по линии. В других же ситуациях данный метод может выделять регулярные составляющие в сложном колебательном процессе, благодаря чему появляется возможность правильно интерпретировать экспериментальные наблюдения.

### **3.2.2 Роевые интеллекты**

Коллективное поведение различных объектов, каждый из которых выполняет ряд простых функций, взаимодействуя при этом с другими объектами - описывается методами, которые принято называть методами «роевого интеллекта». Так, подобно рою насекомых или стае птиц, информационные системы, обеспечивают децентрализованное управление процессами с помощью самоорганизующейся коллективной работы всех ее элементов. Задачам выбора оптимальной работы элементов энергосистемы с помощью алгоритмов роевого интеллекта уделялось особенное внимание в работах В.З. Манусова, в результате проведения которых исследовались децентрализованные системы, состоящие из множества простых однообразных элементов (агентов), косвенно взаимодействующих друг с другом и с окружающей средой для достижения predetermined цели. Так, было установлено, что концепция роевого интеллекта построена на системном принципе, согласно которому за счет связей элементов возникает новый элемент, свойства которого не сводятся к простой сумме свойств смежных элементов. Данный эффект для роевого интеллекта проявляется в возникновении коллективного разума при объединении агентов в систему.

Алгоритм роевого интеллекта можно представить в виде математической

системы:

$$S \cdot I = \{S, M, A, P, I, O\} \quad (25)$$

где:  $S$  – множество агентов;

$M$  – объект, предназначенный для обмена опытом между агентами (чаще всего это некоторая матрица или вектор, к которому есть доступ у всех агентов роя и который используется в  $A$ );

$A$  – правила создания, модификации, поведения агентов;

$P$  – параметры, которые используются в формулах из  $A$ ;

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

$I_1$  – вход системы, на который подается целевая функция и ограничения;

$I_{oc}$  – вход для обратной связи;

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

$O_1$  – выход (наилучшее найденное решение задачи);

$O_{oc}$  – выход для обратной связи.

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

При реализации надсистемой для (25) - является чаще всего программное приложение, включающее в себя как минимум подсистемы ввода (чтения, загрузки) задач, ввода условий остановки, вывода (записи) результатов решения. Управляющие воздействия на рой (запуск, остановка, задание параметров, количества агентов) обозначим  $U$ , а на Рисунке 12 приведем описанную выше схему.

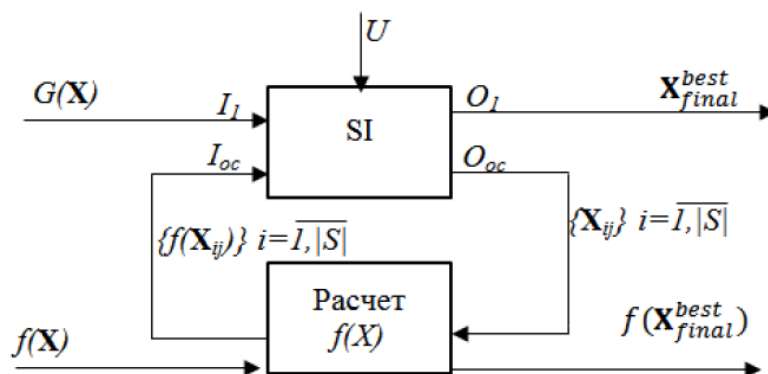


Рисунок 12 – Схема связей роя с внешней средой и надсистемой

Роевые интеллекты, как правило, имеют много вариаций своего представления, где основными можно считать рой частиц и рой пчел. Рассмотрим подробнее каждый из них.

### Рой частиц

Алгоритм роя частиц (Particle Swarm Optimization – PSO) был изначально разработан для моделирования социального поведения, основанного на поведении стаи птиц [81].

Стая птиц всегда действует скоординировано, каждая птицы действуют согласно простым правилам, следит за другими птицами и согласует свое движение с ними. Найдя источник пищи, птица сообщает о нем всей стае. Именно этот факт создает коллективное поведение и роевой интеллект. Источники пищи обычно расположены случайным образом и одной птице очень сложно быстро найти их. Только в том случае, если птицы будут обмениваться информацией, вся стая сможет выжить.

В 1995 году Дж. Кеннеди и Р. Эберхарт предложили метод роя частиц для решения задач непрерывной глобальной оптимизации. При переходе к данной модели слово «птица» заменяется на слово «частица» с введением следующих положений:

- частицы существуют в мире, где время дискретно;
- частицы оценивают свое положение с помощью определенных

функций;

- каждая частица знает позицию в пространстве, в которой она нашла свою наилучшую позицию;
- каждая частица знает позицию в пространстве, в которой найдена общая наилучшая позиция частиц;
- частицы имеют тенденцию стремиться к лучшим позициям, в которых были сами и к общей наилучшей позиции;
- частицы случайным образом меняют свою скорость, так что описанная тенденция определяет лишь усредненное движение частиц;
- частицы обладают инерцией, поэтому их скорость в каждый момент времени зависит от скорости в предыдущий момент;
- частицы не могут покинуть заданную область поиска.

Таким образом, основная идея алгоритма заключается в перемещении частиц в пространстве решений. Так, каждая частица «помнит» наилучшую точку в пространстве решений, в которой была, и стремиться в нее вернуться, но учитывает свою зависимость от закона инерции и склонность к небольшому стохастическому изменению направления движения. Переход к рассмотрению задачи оптимизации относительно системы в данном случае не возможен, т.к. не заданы связи между элементами. В качестве связи используется, так называемая, общая память, суть которой заключается в том, что каждая частица знает координаты наилучшей точки среди всех, в которых была любая частица роя. Таким образом, наилучшее решение, найденное роем, в каждый момент времени известно всем его агентам (участникам), на которое влияет стремление к своему наилучшему положению, стремление к наилучшему среди всех частиц положению, инерционность и случайные отклонения.

### **Рой пчел**

Алгоритм роя пчел (Artificial Bee Colony Algorithm или Bees Algorithm) разработан группой авторов и опубликован на всеобщее обозрение в 2005 г. [82, 83].



Метод основан на симуляции поведения пчел при поиске нектара. Так, рой пчел отправляет несколько «разведчиков» в случайных направлениях для поиска нектара. Вернувшись, разведчики сообщают о найденных на поле участках с цветами, содержащими нектар, тем самым в последующем провоцируют вылет остальных пчел на разведанные места. При этом, чем больше на участке нектара, тем больше пчел к нему устремляется. Следует учитывать, что пчелы могут случайным образом отклоняться от выбранного направления и тем самым создавать погрешность в случае математического решения задачи. После возвращения всех пчел в улей, вновь происходит обмен информацией между участниками поиска.

Для перехода к формальному описанию алгоритма, необходимо представить поле с цветами как пространство поиска решения, а количество нектара как критерии задачи оптимизации, т.е. целевую функцию (ЦФ). Таким образом, на каждом шаге алгоритма, среди всех агентов выбирается  $n^b$  лучших по значению ЦФ, а среди прочих выбирается еще  $n^s$  лучших, так называемых «выбранных» или «перспективных». В некоторых вариантах алгоритма требуется, чтобы расстояния между каждой парой позиций в объединенном множестве лучших и выбранных позиций не превышали определенной величины. Иными словами, если есть две близкие позиции, то худшая из них по значению ЦФ отбрасывается и вместо нее берется позиция другого агента, подходящая по условиям.

Определенные таким образом позиции (множество лучших  $N^b$  и множество выбранных  $N^s$ ) запоминаются, и в каждую из окрестностей высылается  $c^b$  и  $c^s$  пчел, соответственно. Таким образом, пчела, посылаемая в окрестность участка, попадает в случайную точку внутри окрестности, например, в двумерном пространстве окрестность позиции с центром в точке  $(x, y)$  представляет область:

$$([x - rx; x + rx], [y - ry; y + ry])$$

где:  $rx$  и  $ry$  - параметры алгоритма.

Возможно использование одного коэффициента  $rx$  по всем измерениям или вектора  $RX$ . Для применения алгоритмов роевого интеллекта к такой постановке задачи необходимо добавить только ограничения на параметры модели (нижнюю

и верхнюю границы), значения которых можно определить из анализа временного ряда. При этом нет необходимости точно определять область допустимых значений, можно задать их с большим запасом.

### **3.3 Прогнозирование мощности нагрузок для энергосистемы Памира**

В работе производится исследование электроэнергетической системы Памира – регион Республики Таджикистан, где основными потребителями электроэнергии является население, государственные организации и малый бизнес. Электроэнергия в данном регионе в основном используется в качестве энергоносителя для приготовления пищи, освещения, отопления и выполнения механической работы (двигательная нагрузка).

Совершенствование управления энергосистемы региона возможно при комплексном анализе распределения и потребления электроэнергии, а также основных технологических процессов производства. От точности и правильности составленных энергетических балансов зависят результаты деятельности электроэнергетической системы в целом (технические, экономические и коммерческие составляющие). Для решения этой задачи собственно и ведется работа по созданию общей имитационной модели энергосистемы Памира, которая позволит воспроизводить поведение реальной системы во времени и получать подробную статистику о различных аспектах функционирования системы в зависимости от ее входных данных.

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

В рамках решения задач диссертационного исследования, которые касаются моделирования графиков электропотребления, в работе необходимо провести исследование в части применения четырех методов отыскания оптимальных коэффициентов для приведенной конфигурации временного ряда: ряды Фурье

(подбор коэффициентов «вручную»), градиентный метод, метод роя частиц и метод роя пчел. В качестве результата, по которому будет оценена эффективность примененного метода – будет являться величина минимума ошибки.

### 3.4 Модели электропотребления и суточного графика нагрузки

Развитие технического прогресса влечет за собой увеличение потребляемой электроэнергии, а смена сезонов – проявление периодической составляющей электропотребления, следовательно, в задачах энергетики анализ электропотребления будет проводиться на основе временных рядов [84, 85], которые в наглядной мере позволят отобразить конфигурацию спланированного графика нагрузки.

#### 3.4.1 Моделирование электропотребления посредством временных рядов

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

$$P(t) = a_0 + a_1 \cdot t + a_2 \cdot \sin(w_2 \cdot t + \varphi_2) + a_3 \cdot \sin(w_3 \cdot t + \varphi_3) \quad (26)$$

где:  $a_0$  – постоянная составляющая;

$a_n$  – амплитуда;

$w$  – частота;

$\varphi$  – фаза сдвига.

Средняя ошибка модели будет определяться как среднее значение отклонения модели от фактических данных по всей выборке, определяемых по формуле:

$$\delta = \frac{|P_{\text{факт}} - P_{\text{модель}}|}{|P_{\text{факт}}|} \cdot 100\% \quad (27)$$

где:  $P_{\text{факт}}$  – фактическое значение мощности, МВт;

$P_{\text{модель}}$  – значение мощности электропотребления, полученное с помощью модели, МВт.

## Преобразование Фурье

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

После применения ДПФ получаем массив комплексных чисел, каждое из которых содержит сведения о соответствующей гармонике исходного временного ряда. Амплитудно-частотный спектр для одного из рассматриваемых рядов (суточный график нагрузки) приведен на Рисунке 13.

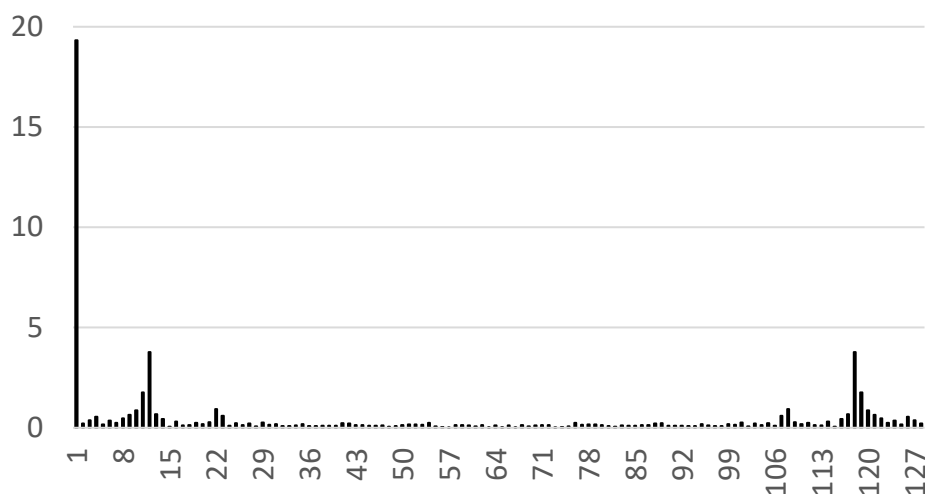


Рисунок 13 – Амплитудно-частотный спектр временного ряда

Из спектра хорошо видно постоянную составляющую и гармоники, образующие локальные максимумы на спектре (11-я и 21-я гармоники). Частоту в Гц можно определить следующим образом:

$$w = \frac{2 \cdot \pi \cdot H}{L}$$

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

Из фазового спектра можно определить фазы выбранных гармоник. Однако,

из-за ограниченного размера временного ряда, погрешностей дискретизации частот и отсутствия тренда, полученная таким образом модель требует уточнения.

Полученная модель характеризуется уравнением (28) и Рисунком 14.

$$P(t) = 18,95 + 0,0043 \cdot t + 8,8 \cdot \sin(0,5237 \cdot t + 1,009) + 2,59 \cdot \sin(1,047 \cdot t + 0,785) \quad (28)$$

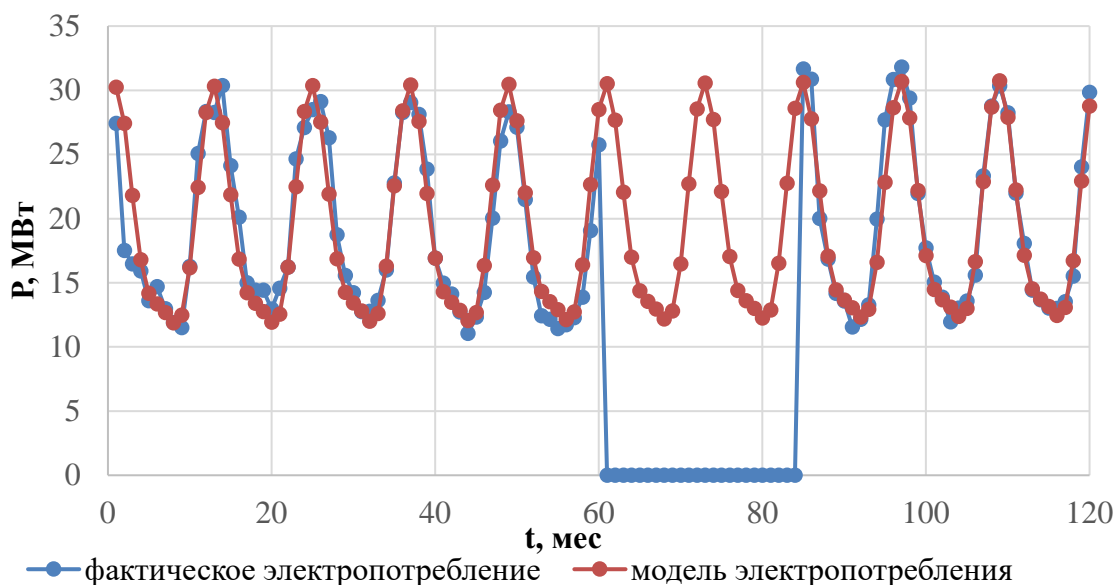


Рисунок 14 – Модель электропотребления, полученная с помощью преобразования Фурье

Ошибка модели в данном случае составляет:  $\delta = 6,95\%$

### Градиентный метод

Моделирование поведения электрической нагрузки можно производить с помощью использования градиентного метода, самостоятельно задаваясь начальными приближениями с течением времени. В таком случае, наиболее оптимальным решением будет использование метода градиентного спуска в качестве оптимизационного для выше рассмотренного метода дискретного преобразования Фурье, т.е. градиентный метод будет начинать процесс с решения, найденного ДПФ, а затем улучшать модель, снижая ее среднюю ошибку.

Градиент – это частная производная функции, одно из его свойств которое указывает направление и в котором некоторая функция возрастает больше всего.

В целях оптимизации стоит обратить внимание на антиградиент – вектор, направленный в сторону убывания функции. Так, ЦФ будет функция ошибок (отклонение модели от фактических данных) и критерий оптимизации – минимум этой ошибки.

Полученная модель характеризуется уравнением (29) и Рисунком 15.

$$P = 18,95 + 0,0048 \cdot t + 8,8 \cdot \sin(0,5239 \cdot t + 1,009) + 2,59 \cdot \sin(1,047 \cdot t + 0,785) \quad (29)$$

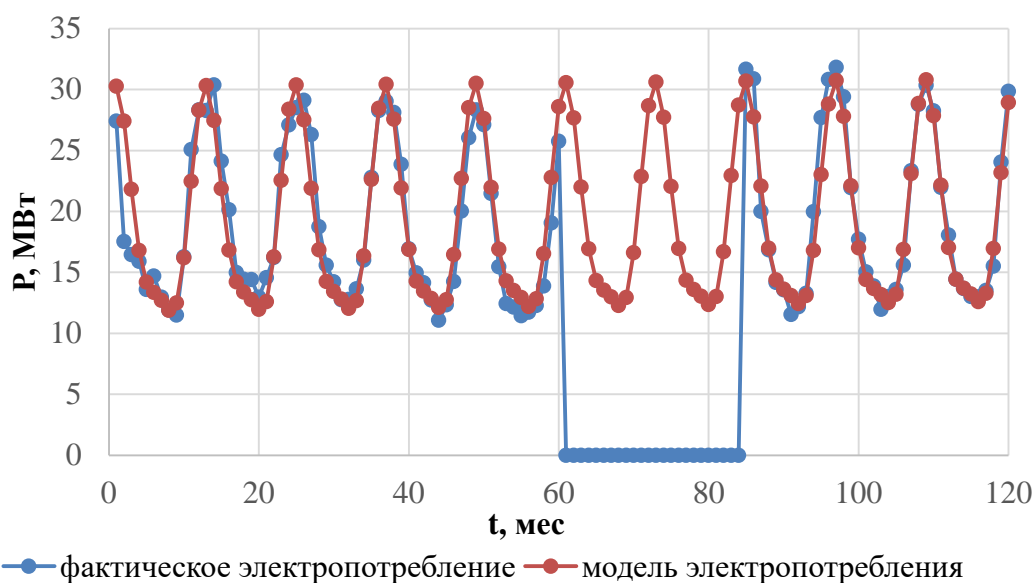


Рисунок 15 – Модель электропотребления, полученная с помощью градиентной оптимизации

Ошибка модели в данном случае составляет:  $\delta = 6,94\%$

### Метод роя частиц

Согласно формуле (34), алгоритм роя частиц будет представлен в виде:

$$PSO = \{S, M, A, P, I, O\}$$

Множество агентов (в данном случае частиц):

$$S = \{S_1, S_2, \dots, S_{|S|}\}$$

где:  $|S|$  – количество частиц.

Таким образом,  $i$ -я частица на  $j$ -й итерации будет характеризоваться

состоянием:

$$x_{ij} = \{X_{ij}, V_{ij}, X_{ij}^{best}\}$$

где:  $X_{ij}$  – положение частицы, т.е. вектор варьируемых параметров:

$$(x_{ij} = \{X_{ij}^1, X_{ij}^2, \dots, X_{ij}^l\})$$

$V_{ij}$  – вектор скоростей частицы:

$$(V_{ij} = \{v_{ij}^1, v_{ij}^2, \dots, v_{ij}^l\})$$

$X_{ij}^{best}$  – самое лучшее по значению фитнес-функции положение частицы среди всех положений, которые она занимала в процессе работы алгоритма:

$$X_{ij}^{best} = \{b_{ij}^1, b_{ij}^2, \dots, b_{ij}^l\}$$

где:  $l$  – количество варьируемых параметров.

Вектор  $M = X_j^{best}$  – это наилучшее значение вектора варьируемых параметров, которое было получено среди всех частиц от 1-й до  $j$ -й итерации алгоритма. Этот вектор и обеспечивает косвенный обмен опытом между частицами.

Алгоритм А вписывает механизмы функционирования роя частиц. Вектор  $P = \{a_1, a_2, w\}$  – коэффициенты алгоритма А, которые влияют на перемещения частиц в пространстве поиска. Коэффициенты  $a_1$  и  $a_2$  определяют, соответственно, степень учета индивидуального и группового опыта агентов. Коэффициент  $w$  характеризует инерционные свойства частиц.

Идентификаторы  $I$  и  $O$  – описанные выше вход и выход роя, которые не зависят от реализации алгоритмов роевого интеллекта.

Модель, полученная методом роя частиц, описывается следующим уравнением:

$$P = 18,9 + 0,0047 \cdot t + 2,49(\sin(5,2382t + 2,135)) + 8,59 \cdot \sin(5,76t + 2,172)$$

Графическое изображение данной модели приведено на Рисунке 16.

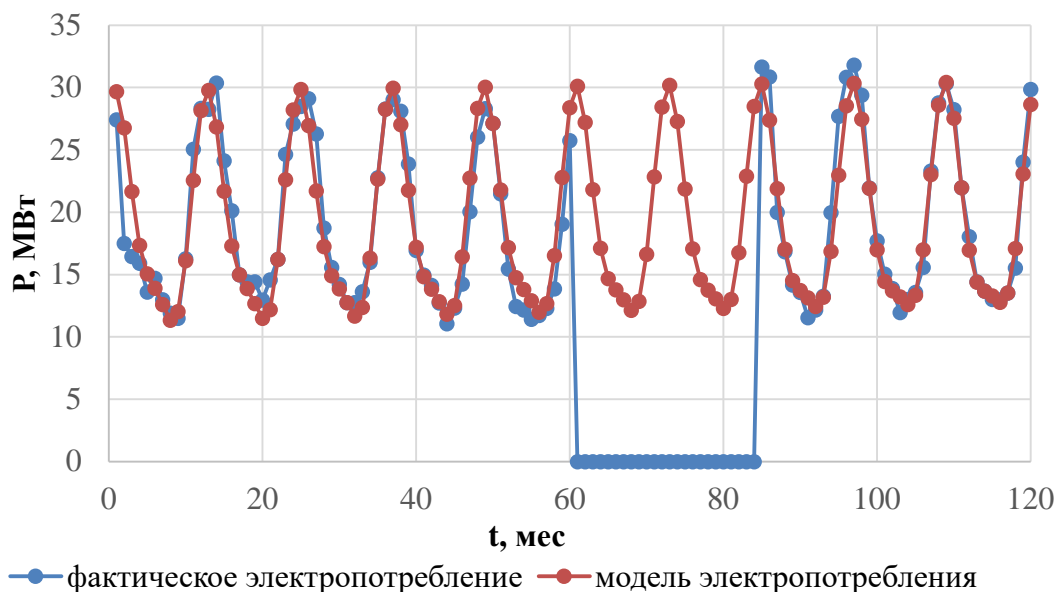


Рисунок 16 – Модель электропотребления, полученная методом роя частиц

Ошибка модели в данном случае составила:  $\delta = 6,8\%$

### Метод роя пчел

На основе уравнения (25), алгоритм роя пчел можно представить в виде:

$$ABCO = \{S, M, A, P, I, O\}$$

Идентификаторы  $I$  и  $O$  – вход и выход роя, которые не зависят от реализации алгоритмов роевого интеллекта.

Множество  $S$  аналогично подобному множеству в алгоритме роя частиц.

Алгоритм  $A$  вписывает механизмы функционирования роя пчел.

Средством косвенного обмена  $M$  является список лучших и перспективных позиций, найденных на  $j$ -й итерации. Нужно отметить, что отбираются только те агенты, которые соответствуют позициям в пространстве поиска:

$$M = \{N_{ij}^b, N_{kj}^g\}$$

при этом:  $i = 1, \dots, n^b, k = 1, \dots, n^g$

Коэффициенты (параметры) алгоритма, используемые в данном описании, образуют вектор коэффициентов алгоритма  $A$ :

$$P = \{n^s, n^b, n^g, c^b, c^g, rad, rx\}$$



где:  $rad$  – коэффициент, определяющий рассеяние агентов при отправлении на лучшие и перспективные позиции;  $rx$  – коэффициент, задающий минимально возможные расстояния между этими позициями.

Значение выражения  $n^s + n^b \cdot c^b + n^g \cdot c^g$  равно общему количеству агентов роя  $|S|$ . От выбора параметров алгоритма значительно зависит качество получаемых решений, поэтому для повышения эффективности алгоритма необходимо адаптировать параметры.

Модель, полученная методом роя частиц, представлена уравнением:

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

Графическое изображение данной модели показано на Рисунке 17.

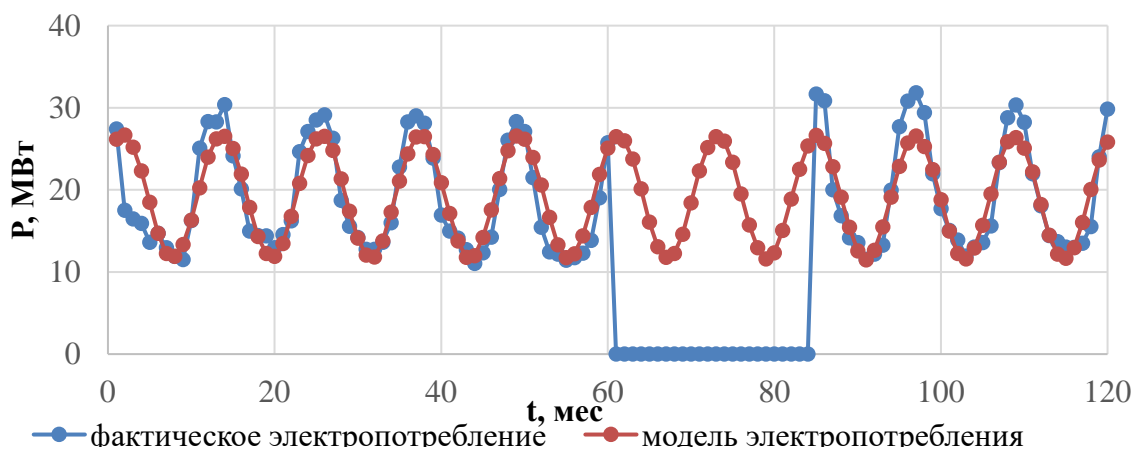


Рисунок 17 – Модель электропотребления, полученная методом роя пчел

Ошибка модели в данном случае составила:  $\delta = 11,38\%$

Для сравнения всех протестированных методов, сведем коэффициенты временных рядов в Таблицу 4.

Таблица 4 – Коэффициенты временного ряда и средняя ошибка модели

Коэффициенты	ДФФ	Градиент	Рой частиц	Рой пчел
$a_0$ , МВт	18,95	18,95	18,9	19,25
$a_1$ , МВт	0,0043	0,0048	0,0047	-0,0022
$a_2$ , МВт	8,8	8,8	2,49	7,48

## Продолжение Таблицы 4

$w_2$ , Гц	0,5237	0,5239	5,2382	6,8
$\varphi_2$ , °	1,009	1,009	2,135	0,61
$a_3$ , МВт	2,59	2,59	8,59	-0,11
$w_3$ , Гц	1,047	1,047	5,76	4,57
$\varphi_3$ , °	0,785	0,785	2,172	0,25
$\delta$ , %	6,95	6,94	6,8	11,38

Из составленной Таблицы 4 видно, что наиболее точной оказалась модель, полученная с помощью метода роя частиц, в то время как рой пчел показал самую большую ошибку.

Для верификации универсальности рассматриваемых методов подбора коэффициентов дополнительно была рассмотрена объединенная энергосистема Сибири, для которой были проведены аналогичные расчеты с той лишь разницей, что для энергосистемы Памира рассматривались среднемесячные значения мощности, а для ОЭС Сибири – среднесуточные. Результаты расчетов приведены в Таблице 5.

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

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

Таким образом, если сравнивать между собой результаты, полученные при использовании разных методов, то можно заметить, что для рассмотренных объектов адекватность методов равнозначна, т.е. метод роя частиц дает наименьшую ошибку, а метод роя пчел – наибольшую. Стоит отметить, что модель, созданная с помощью ДПФ, показывает удовлетворительное значение ошибки, которую значительно сокращает градиентная оптимизация, выполненная последовательно с ДПФ.

### 3.4.2 Моделирование суточного графика нагрузки

Одними из доступных исходных данных для работы с энергосистемой Памира были суточные графики нагрузки для двух характерных режимных дней – зимнего максимума и летнего минимума. Стоит отметить, что в целях оперативного прогнозирования электропотребления этих данных недостаточно, но все же они крайне важны для планирования режима работы энергосистемы.

Для того, чтобы получить возможность исследовать данную энергосистему в разрезе любого дня в году, было выдвинуто следующее предложение. В силу того, что разница между рабочими и выходными днями в данной энергосистеме не особо ощутима, вероятность появления резких изменений в конфигурации графика нагрузки в течении месяца считается маловероятной. Исходя из данного предположения, можно сделать вывод о том, что проведение линейной зависимости между имеющимися графиками нагрузки приведет к получению его промежуточного. Эта зависимость и отыскивает связь между каждым часом в графиках нагрузки, т.е. «соединяются» 0-е, 1-е, ..., 23-е часы между собой, что наглядно отображено на Рисунке 18.

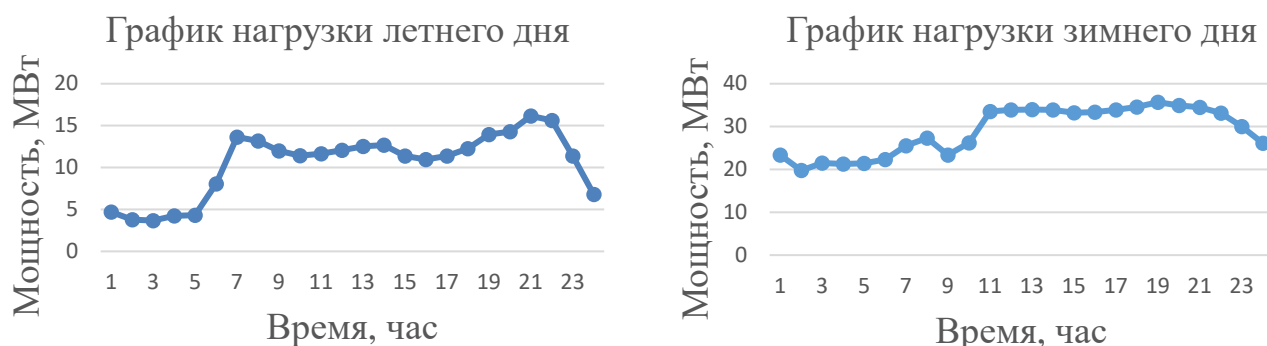


Рисунок 18 – Построение линейной зависимости

В результате данного сопоставления, получена зависимость, имеющая следующий вид:

$$P_{ji} = P_{li} + \frac{(P_{zi} - P_{li})}{5} \cdot (j-1) \quad (30)$$

$$T_{ji} = T_{li} + \frac{(T_{zi} - T_{li})}{5} \cdot (j-1) \quad (31)$$

где  $j$  – месяц,  $i$  – время дня.

Результат полученного промежуточного графика нагрузки представлен на Рисунке 19.

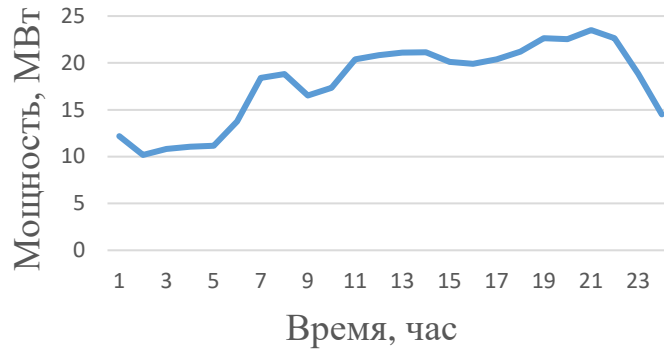


Рисунок 19 – Промежуточный график нагрузки

Теперь, зная закон изменения конфигурации графика нагрузки, можно определить мощность нагрузки в каждый час любого дня (месяца).

### 3.5 Реализация блока «Прогнозирование»

Для того, чтобы получить возможность исследовать рассматриваемую энергосистему в динамике, т.е. анализировать ее поведение при различных возмущениях и разных режимах работы ГЭС, необходимо задать изменяющуюся с течением времени нагрузку. Для решения всех возникающих задач, связанных с прогнозированием графиков нагрузки, в рамках диссертационного исследования была разработана программная реализация блока «Прогнозирование» с последующим присвоением свидетельства о государственной регистрации, приведенном в Приложении Б.

Так, имея суточные графики нагрузки для 12-ти узлов, примем, что остальные узлы имеют малую мощность и их нагрузку можно считать постоянной.

Рассматриваемые узлы нагрузки - подстанции, среди которых:

- 10 подстанций (ПС) – напряжением 10 кВ;
- 2 подстанции (ПС) – напряжением 35 кВ.

Изменение нагрузки в течение суток для каждого узла задается процентным соотношением: на сколько процентов увеличилась/уменьшилась нагрузка, по сравнению с предыдущим часом. Так, для удобства моделирования, время представлялось по принципу:

$$1 \text{ час} = 60 \text{ секунд}$$

Таким образом, 60 с достаточно для рассмотрения установившегося процесса, т.к. переходные процессы заканчиваются на первых 5 с.

На Рисунке 20 представлен фактический вид графиков нагрузки рассматриваемых узлов, а на Рисунке 21 - модель, полученная в ПВК Eurostag.

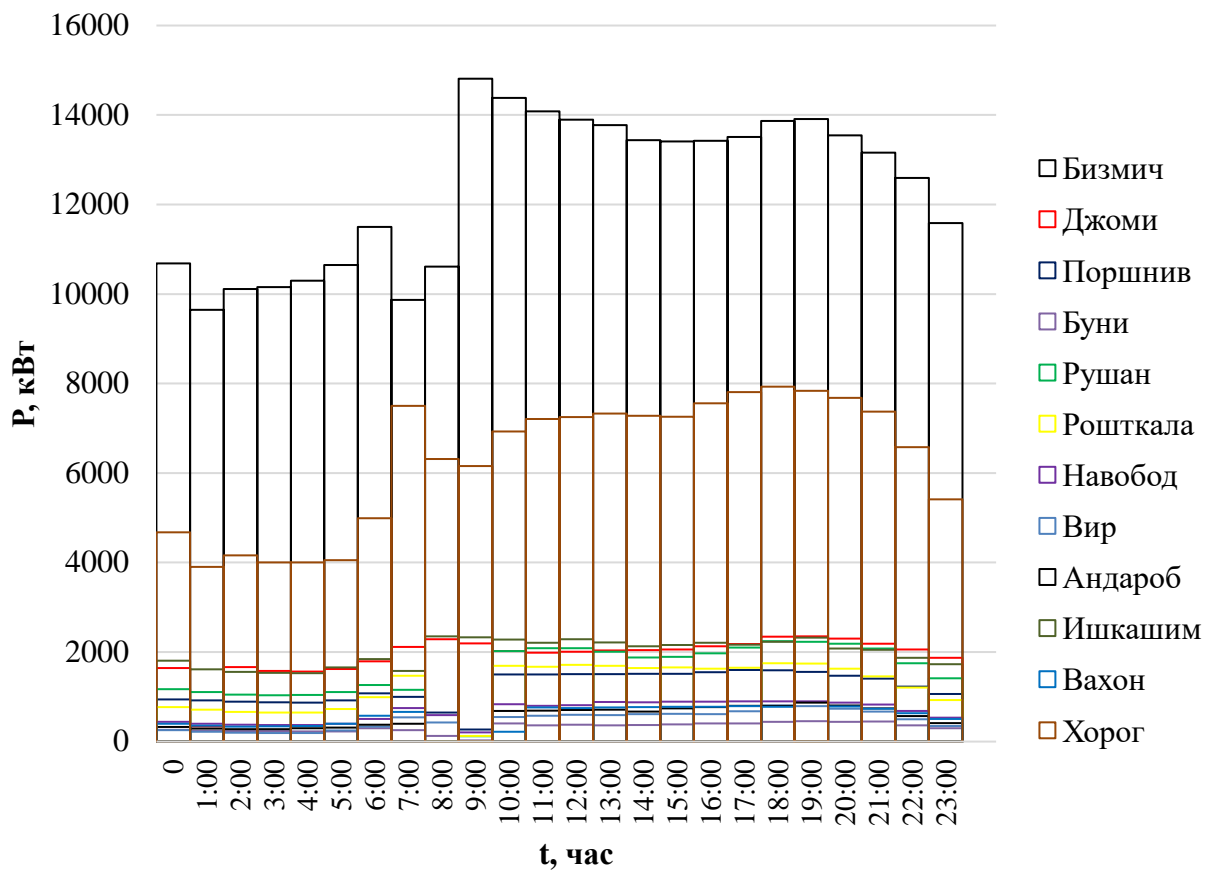


Рисунок 20 – Суточные графики нагрузки

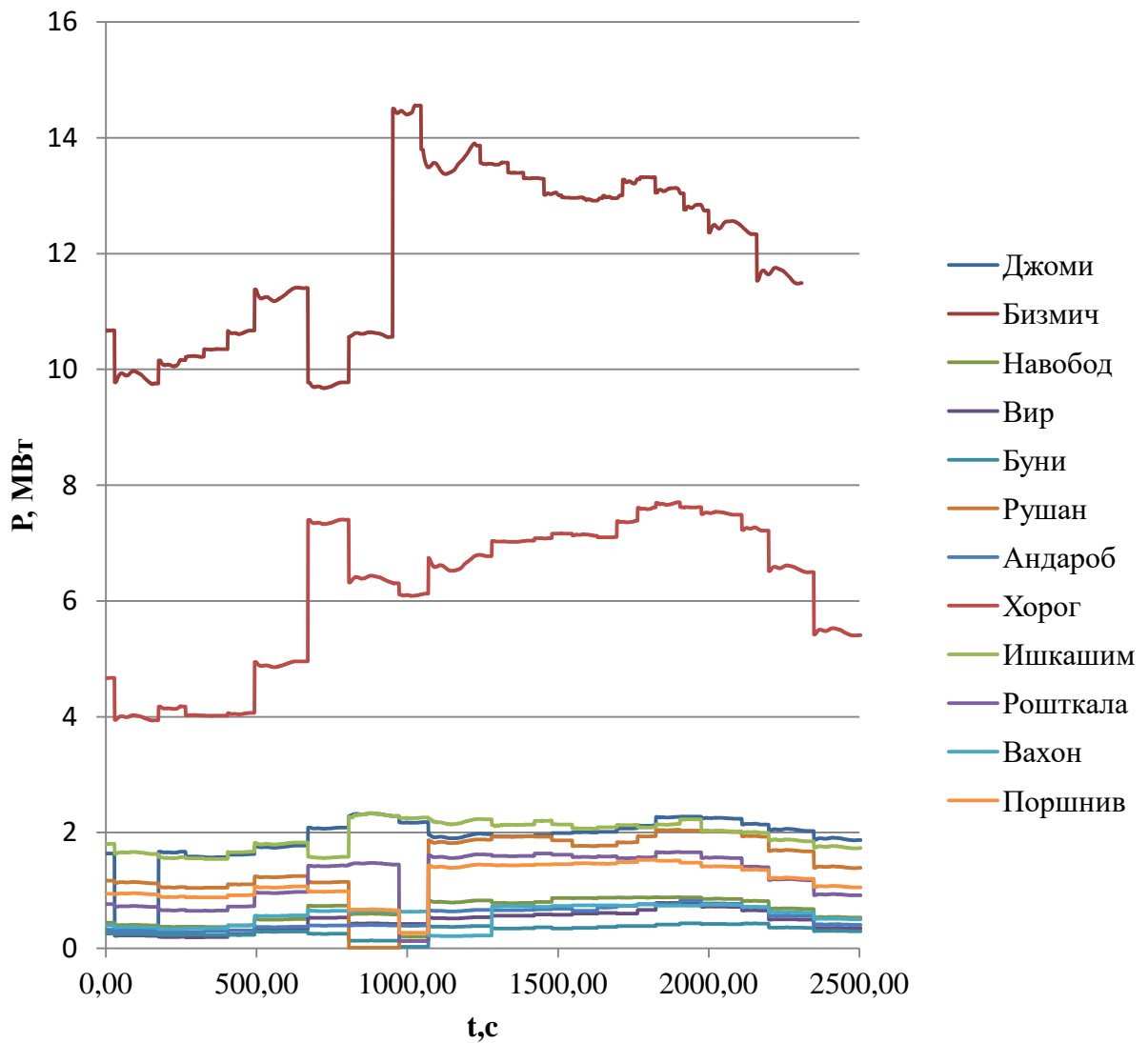


Рисунок 21 – Модели суточных графиков нагрузки

Кроме того, стоит отметить, что электрическую нагрузку можно представлять и с помощью использования других разных математических моделей, таких как представление постоянным током, постоянным сопротивлением, постоянной мощностью, постоянной проводимостью, а также статическими характеристиками [35].

В данной же работе нагрузка рассмотрена как зависимость от приложенного к ней напряжения и частоты – статическими характеристиками. Эти зависимости характернее всего рассматривать при медленных изменениях частоты и напряжения. Руководствуясь возможностями, которыми обладает ПВК Eurostag, характеристики нагрузки задаются следующим образом:

$$\begin{cases} P_H = P_{H0} \cdot \left(\frac{|U|}{|U_0|}\right)^\alpha \cdot \left(\frac{|w|}{|w_0|}\right)^\gamma \\ Q_H = Q_{H0} \cdot \left(\frac{|U|}{|U_0|}\right)^\beta \cdot \left(\frac{|w|}{|w_0|}\right)^{\delta^2} \end{cases} \quad (32)$$

где:  $U$  – напряжение, приложенное к нагрузке;

$U_0$  – номинальное значение напряжения в узле;

$w$  – текущее значение частоты в ЭС;

$w_0$  – номинальное значение частоты в ЭС;

$P_H$  – расчетное значение активной мощности в узле;

$P_{H0}$  – исходное значение активной мощности в узле;

$Q_H$  – расчётное значение реактивной мощности в узле;

$Q_{H0}$  – исходное значение реактивной мощности в узле;

$\alpha$  – степень зависимости активной мощности в узле от напряжения;

$\beta$  – степень зависимости реактивной мощности в узле от напряжения;

$\gamma$  – степень зависимости активной мощности в узле от частоты;

$\delta$  – степень зависимости реактивной мощности в узле от частоты.

Степени зависимости мощностей от напряжения и частоты, как правило, определяются составом оборудования как средневзвешенные для конкретного состава нагрузки.

Стоит отметить, что при расчете электромеханических переходных процессов в рассматриваемой электрической сети, в качестве степеней зависимости активной и реактивной мощности в узлах нагрузки от напряжения и частоты - принимались значения, приведенные в Таблице 6, согласно [35].

Таблица 6 – Степени зависимости активной и реактивной мощностей в узлах нагрузки от напряжения и частоты

№	Показатель степени	Значение
1	$\alpha$	1,32
2	$\beta$	1,11
3	$\gamma$	0,43
4	$\delta$	0,33

Таким образом, моделирование изменения нагрузки - позволило получить информацию по изменению напряжения в системе с течением времени. Полученные результаты отражены на Рисунках 22 – 23.

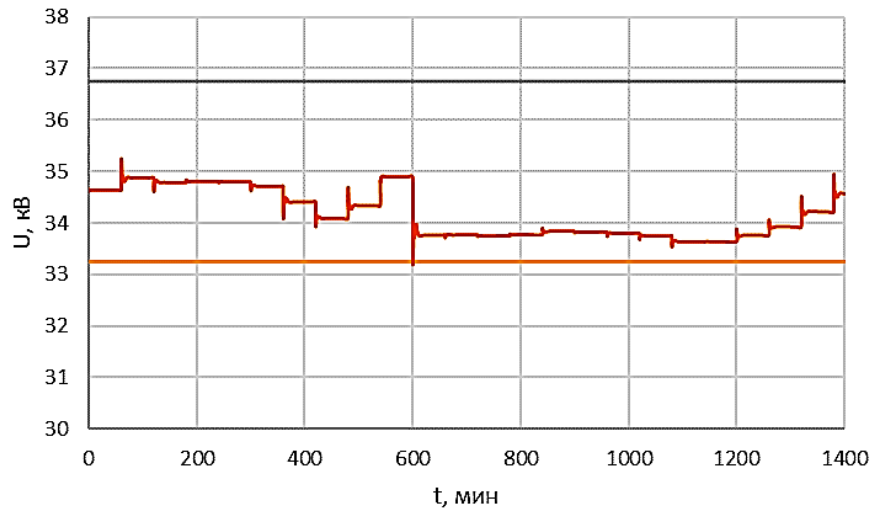


Рисунок 22 – График изменения напряжения (35 кВ)

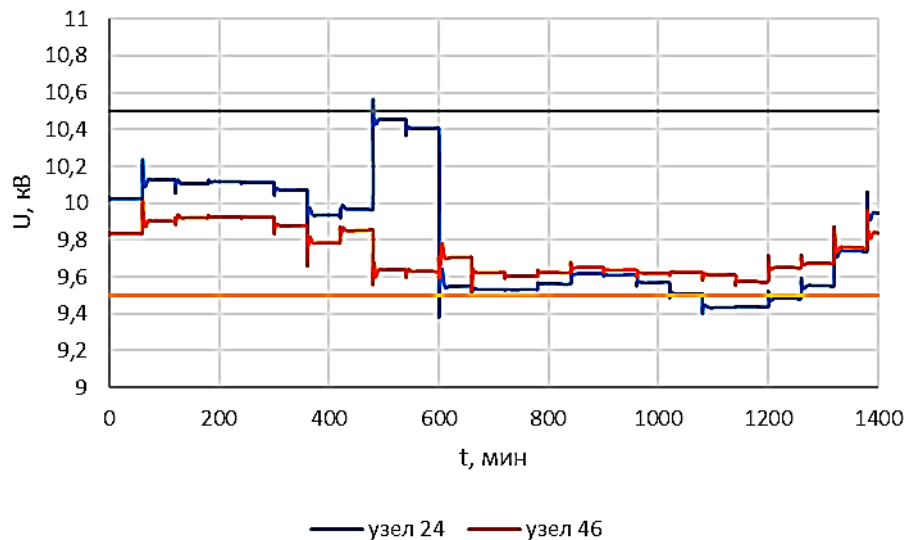


Рисунок 23 – График изменения напряжения (10 кВ)

На протяжении всего рассматриваемого периода времени, напряжение в узлах находится в пределах  $\pm 5\%$  от номинального напряжения, согласно [85, 86], за исключением нескольких точек. Таким образом, для того, чтобы вернуть напряжение в допустимые диапазоны, в дальнейшем следует порекомендовать



производить регулирование с помощью РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

Для того, чтобы оценить не выходят ли генераторы системы за свои пределы по мощности при заданных зимних максимальных нагрузках - на Рисунке 24, приведены графики работы ГЭС с их установленными мощностями.

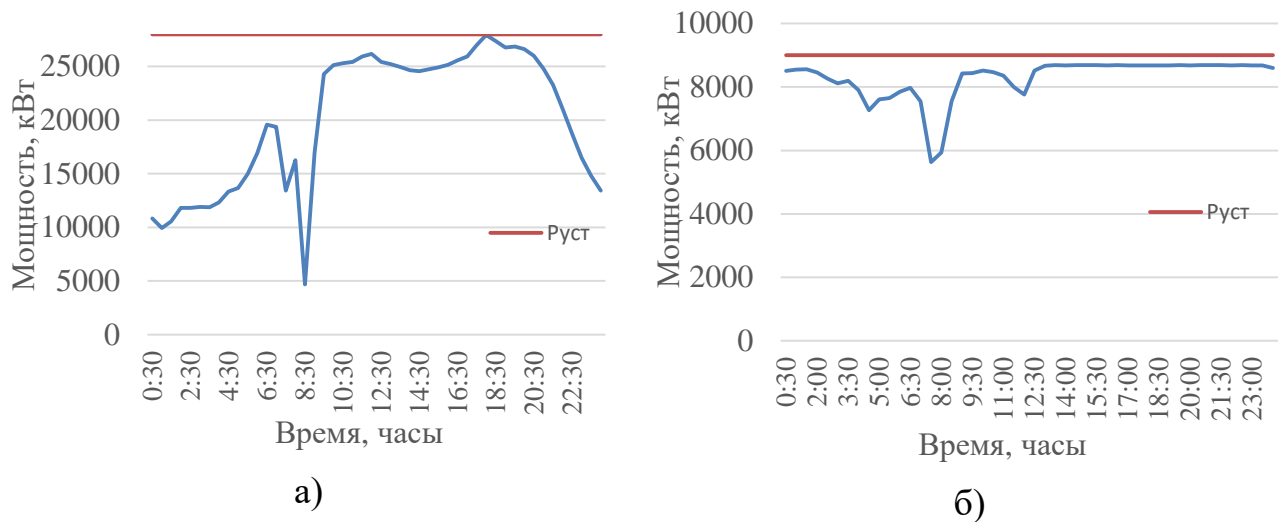


Рисунок 24 – Графики генерации мощности

а – ГЭС Памир-1, б – ГЭС Хорог

Аналогично образом, можно создать модели недельных, месячных и годовых графиков нагрузки. Так, пример модели годового графика нагрузки представлен на Рисунке 25.

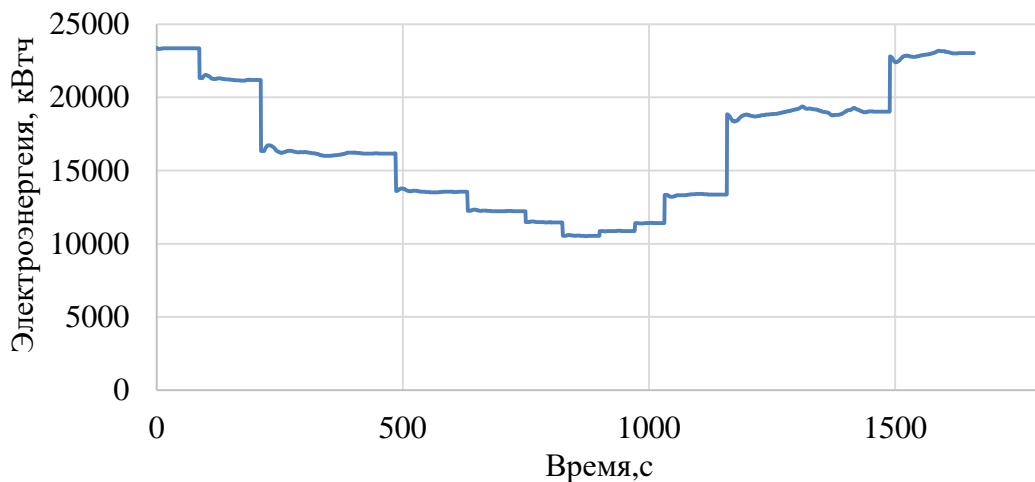


Рисунок 25 – Модель годового графика нагрузки

Как видно из представленных моделей нагрузки, представляется возможным составлять предположительные суточные, недельные, месячные, а также годовые графики нагрузки в условиях недостаточности исходной информации.

### **Выводы**

В данной главе диссертационного исследования, энергосистема Памира рассматривалась как регион, для которого задача повышения надежности электроэнергетических режимов решается посредством составления прогнозных графиков нагрузки. Одной из рассматриваемых задач данной главы стало рассмотрение возможных способов получения временных рядов, на основе которых выполняется моделирование и прогнозирование электропотребления, а именно: применение преобразования Фурье, градиентного метода и использование роевых интеллектов (рой частиц и рой пчел). В ходе анализа всех перечисленных методов, были выявлены как преимущества, так и их недостатки.

Так, преимущество преобразования Фурье заключается в том, что оно дает возможность получить некоторые сведения об анализируемом ряде. В рассматриваемом случае ДПФ подтвердило наличие постоянной составляющей и двух гармоник. Было установлено, что полученную модель можно в дальнейшем корректировать, изменяя значения амплитуд, частот и фаз вручную. Однако, из-за ограниченного размера временного ряда, погрешностей дискретизации частот, полученная таким образом модель, требует уточнения. Недостатком градиентного метода является сильная зависимость от начального приближения и высокая вероятность преждевременной сходимости в локальном экстремуме, поэтому целесообразно применять данный метод совместно с другим, например, с преобразованием Фурье. Тогда процесс поиска оптимальных коэффициентов будет начинаться с решения, найденного ДПФ, и тем самым уменьшать среднюю ошибку модели.

Установлено, что если общая форма искомой модели временного ряда известна, то можно значительно упростить поиск точной модели с помощью алгоритмов роевого интеллекта. Для этих алгоритмов не нужно находить

начальное приближение или модифицировать алгоритмы под конкретную форму временного ряда. Необходимо добавить только ограничения на параметры модели (нижнюю и верхнюю границы), тем самым уменьшить пространство решений. Определение верхних и нижних границ представляется возможным определять из анализа временного ряда. При этом нет необходимости точно определять область допустимых значений, можно задать их с большим запасом. К недостаткам же использования роевых интеллектов можно отнести большее время на поиск решения, чем в случае применения ДПФ с последующей оптимизацией, но при этом можно ожидать более высокую точность решения и высокую гибкость. Например, для случая, когда гармоники временного ряда меняют свои параметры во времени, ДПФ окажется малоэффективным. При этом для алгоритмов роевого интеллекта, зная примерную форму закона изменения указанных параметров, можно внести соответствующие изменения в модель и получить более точные результаты. В рассматриваемом случае, наиболее эффективным методом оказался метод роя частиц, у которого ошибка модели составила 6,8%. В свою очередь, рой пчел наоборот оказался наименее точным – 11,38%. Также можно считать эффективным применение ДПФ с последующей оптимизацией, т.к. ошибка модели в данном случае была равна - 6,94%. В целом, при исследовании данных методов, была установлена их универсальность использования, т.к. они показали свою эффективность не только при анализе энергосистемы Памира, но и при тестировании ОЭС Сибири.

Следующей важной задачей в данной главе являлось создание имитационной модели энергосистемы Памира для анализа процессов, происходящих в ней. В частности, была создана модель нагрузки, изменяющаяся с течением времени, с помощью которой были составлены предположительные суточные графики нагрузки в условиях недостаточности исходной информации. Решение данной задачи было весьма важным аспектом, т.к. на ГЭС Памир-1 ведется суточное регулирование стока, а значит и существует жесткая связь между суточным стоком, суточной выработкой электроэнергии и графиком нагрузки.

## **4 МОДЕЛЬ РЕЖИМА РАБОТЫ ГЭС В СОСТАВЕ ЭЭС**

Усложнение задач функционирования ГЭС, вследствие непрерывного повышения требований, которые возникают из условий напряженности водного и топливно-энергетического балансов, а также обеспечения надежности гидроэнергетических систем - требует применения новых подходов к методам моделирования их работы. Так, имитация технологических процессов ГЭС в энергосистеме позволяет решить ряд проблем, связанных с управлением не только с точки зрения отдельных ГЭС, но и работающих ГЭС в каскаде. Именно поэтому возникает необходимость в разработке и применении методов математического моделирования основных процессов сложных гидроэнергетических систем, как основы для решения различных задач планирования и управления их работой.

На данный момент приоритетным направлением социально-экономического развития исследуемого объекта - энергосистемы Памира, является совершенствование эффективности ее управления и повышение надежности топливно-энергетического комплекса региона. Также первоочередное внимание к моделируемым процессам в энергосистеме Памира обусловлено процессом создания единой энергосистемы в данном регионе, которое в перспективе должно привести к решению вопросов электрификации смежных областей [87].

### **4.1 Методы математического и имитационного моделирования ГЭС**

Моделирование технологических процессов ГЭС совместно с их электрической и водной частью связано с большими трудностями, т.к. при этом необходимо учитывать климат, рельеф, перспективы развития энергетики и промышленности в исследуемом регионе, а также возможности и характеристики энергетического оборудования, используемого для выработки электроэнергии. Таким образом, для того, чтобы обойти неоптимальные режимы энергосистемы, вызванные генерацией ГЭС – принято прибегнуть к математическим моделям, которые позволят систематизировать расчеты и в полной мере оценить эффективность функционирования гидрогенерирующих узлов [88].

Методики математического моделирования систем, которые касаются

вопросов последовательных механизмов «водохранилище-плотина-река» на данный момент очень подробно изучены и наиболее точно отражены в работах [89, 90]. Что касается различных подходов к решению задач математического моделирования и оптимального планирования работы гидроэнергетических систем, то они с высокой степенью проработанности рассмотрены в работах [91-93].

Анализ водноэнергетического расчета в энергосистемах с участием ГЭС, наиболее полно проработан в работах Асарина А.Е. и Бестужевой К.Н. В данных работах, расчет представляется как сложный процесс, который требует большого количества исходных данных. В данном случае исходными параметрами являются: приток к гидроузлу, потери воды, уровни верхнего и нижнего бьефа, напор и его потери, эксплуатационные характеристики гидроагрегатов и т.д. К тому же в данной работе было установлено, что при расчетах необходимо работать с графическим представлением эксплуатационных характеристик гидроагрегатов, что является затруднительным не только при ручных расчетах, но и при разработке программного обеспечения.

Вопрос глобального применения программных разработок в части решения режимных задач ГЭС впервые был представлен в Национальном исследовательском университете «МЭИ». На базе данного учреждения был разработан программный комплекс «Каскад», который способен осуществлять расчет выработки электроэнергии и холостых сбросов воды из водохранилища каскада ГЭС при известных параметрах водохранилища, а также при заданных гидрографах притока воды к водохранилищам, зависимостей отметок уровня воды в нижних бьефах от расходов ГЭС, диспетчерских графиков работы водохранилищ и т.д. Также разработками модели каскада ГЭС занимались доцент Национального технического университета (НТУ) «ХПИ» О. В. Костюк и старший преподаватель НТУ «ХПИ» В. А. Кныш, которые осуществляли свои разработки в программном обеспечении Matlab. Тем не менее, универсальной и доступной модели каскада гидроэлектростанций, учитывающей электрическую и гидравлическую связь станций, и которую можно было бы корректировать параметры, исходя из особенностей каждого конкретного каскада, на данный момент не разработано.

В настоящее время для проведения водноэнергетических расчетов широко используются различные системы моделирования (GAMS, AMPL, MPL, и др.), включающие программные решатели (CPLEX, MINOS, BARON и др.). Большую сложность вызывает включение в данные системы экспериментальных решателей и эффективных методов решения (например, внутренних точек [94, 95]). Стоит отметить, что также существуют лицензионные ограничения использования решателей, ограничения языков управления, проблемы совместимости моделей различных форматов.

Традиционные методы разработки моделей режимов ГЭС с помощью языков программирования или моделирования приводят к сложностям их анализа, интеграции и адаптации. Например, при изменении требований водопользователей, условий функционирования гидрообъекта или энергосистемы может потребоваться корректировка исходного кода программ с обновлением структур и алгоритмов обработки данных. Независимая работа с различными моделями даже отдельной ГЭС приводит к проблемам их согласования на разных этапах развития.

Современные электроэнергетические системы значительно изменили свои свойства по сравнению с теми, которые были в то время, когда выполнялись основные научные и практические разработки по этой проблеме. Главные изменения связаны с новыми подходами к моделированию. На сегодняшний день информационные технологии обеспечивают новые возможности моделирования режимов ГЭС. В частности, модельно-управляемый ПВК Eurostag, выбранный в качестве аппарата моделирования в данном диссертационном исследовании, широко используется для автоматизации построения программных элементов, а также интеграции и адаптации моделей различных предметных областей, позволяет описывать сложные объекты управления с помощью многоуровневых моделей. Так, использование данных видов моделей, позволяет согласовывать как традиционные, так и новые подходы к моделированию и управлению режимами ГЭС, учитывать требования основных участников водохозяйственного комплекса (ВХК) с поиском компромиссных вариантов при различных противоречиях, что повышает качество принимаемых управленческих решений.

## 4.2 Особенности математического моделирования ГЭС

В настоящее время методология математического моделирования в вычислительном эксперименте при моделировании, стала составной частью общих подходов, характерных для современных информационных технологий, поэтому поэтапное рассмотрение ее составляющих существенно повышает эффективность разрабатываемой модели. Рассмотрим отдельные элементы моделируемой энергосистемы с точки зрения математического описания.

### 4.2.1 Моделирование каскада ГЭС

ГЭС является важным и сложным элементом энергосистемы, управление которым осуществляется с учетом многих ограничений. Одной из особенностей ГЭС является то, что они могут работать в каскаде, т.е. могут быть расположены последовательно по течению водного потока и связаны между собой общностью водохозяйственного режима [96].

Каскад, по сравнению с одной большой ГЭС той же мощности, обладает следующими преимуществами:

- меньшее затопление территории, обусловленное несколькими последовательными плотинами, незначительных размеров;
- более низкие затраты на обслуживание, по сравнению с одной гигантской плотинной, выдерживающей напор большой массы воды;
- улучшение возможностей изменения мощностей ГЭС, например, в случае паводков;
- более полное использование энергетических ресурсов реки, т.е. повышение степени зарегулирования стока;
- улучшение условий маневрирования мощностью отдельных ГЭС.

Каскадные схемы использования равнинных рек состоят главным образом из плотинных ГЭС, а горных рек – из деривационных.

Стоит отметить, что станции каскада связаны по расходу, напору, мощности и выработке электроэнергии. Схема их связи достаточно сложна и не подлежит изолированному рассмотрению станций друг от друга. Отличительной

особенностью каскадов ГЭС также является то, что в них могут находиться ГЭС с различной степенью регулирования стока, и как следствие со своими определенными ограничениями и возможностями. Собственно, поэтому при проектировании каскадов ГЭС, выбирается оптимальное размещение всех станций с позиции их использования с учетом природных и экономических условий [97].

Вышележащие станции влияют на нижние ступени каскада и на их регулируемый сток, выработку электроэнергии и мощности. Это влияние тем больше, чем больше водохранилище верхних станций каскада, однако водохранилища вышележащих станций регулируют сток только со своего бассейна реки, и он мал, по сравнению со всем бассейном. Также станции оказывают взаимное влияние на напоры. В каскаде осуществляется взаимное регулирование стока исходя из требований потребителей электроэнергии и мощности каждой станции каскада. Это регулирование осуществляется по принципу максимальной эффективности всего каскада, но каждая станция может задавать свои ограничения для регулирования стока. Так, регулирование стока может уменьшить или увеличить выработку электроэнергии отдельных станций каскада, если это экономически оправдано [98].

Отдельные ступени каскада могут быть связаны между собой гидрологически, гидравлически, водохозяйственно и электрически. Гидрологическая связь заключается в том, что, благодаря регулированию стока водохранилищами ГЭС, расходы воды на каждой ступени перераспределяются. К тому же суммарный сток реки уменьшается, т.к. часть воды из него идет на нужды отдельных отраслей народного хозяйства. Таким образом, если верхний бьеф нижележащей станции создает подпор в нижнем бьефе вышестоящей, то осуществляется гидравлическая связь по напору и расходу - такой каскад называется подпертым или сомкнутым, а без подпора – разомкнутым [97]. Стоит отметить, что бьефы электростанций, которые совместно обслуживают неэнергетических водопользователей и водопотребителей, создают водохозяйственную связь между ступенями каскада.



#### 4.2.2 Особенности моделирования гидротурбины

Задача моделирования гидравлической турбины в технологическом процессе ГЭС является достаточно серьезной задачей, т.к. данное оборудование представляет собой ротационный двигатель (лопаточную машину), в котором происходит преобразование кинетической энергии воды (энергия ее положения, давления и скорости) в механическую работу на валу. Другими словами, струя рабочего тела (воды) воздействует на лопатки, закрепленные по окружности ротора, и приводит их в движение.

По принципу действия гидротурбины делятся на активные и реактивные, но и в обоих случаях основным рабочим органом гидротурбины, в которой происходит преобразование энергии - является рабочее колесо. Разница между данными видами гидротурбин заключается лишь в том, что в активных гидротурбинах вода подводится к рабочему колесу через сопла, а в реактивных — через направляющий аппарат.

Основным назначением гидравлических турбин является привод электрических генераторов [98]. Так, генерирующий агрегат можно рассматривать как структуру из пяти элементов:

1. Генератор.
2. Источник энергии возбуждения с системой управления (системой возбуждения).
3. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ).
4. Первичный двигатель (турбина).
5. Автоматический регулятор скорости (АРС).

На Рисунке 26, согласно основным положениям [100], агрегат условно разделен на структурные элементы пунктирными линиями, элементы которых связаны между собой входными и выходными величинами.

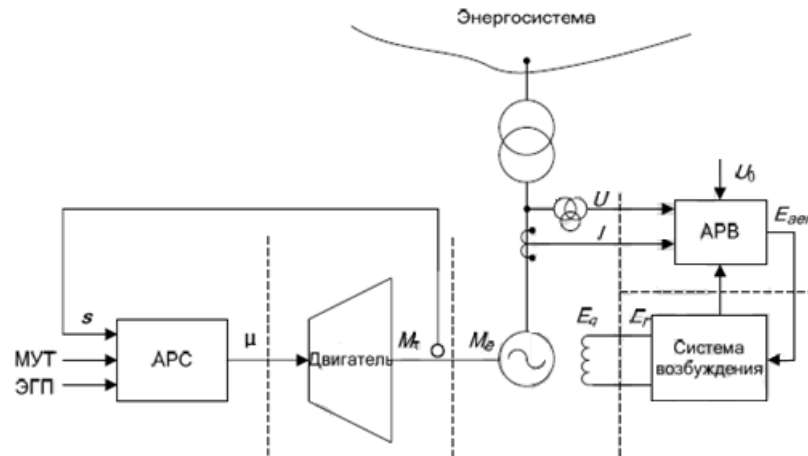


Рисунок 26 – Структурная схема агрегата

Уравнения структурных элементов агрегата также целесообразно записывать в относительных единицах при номинальных условиях, с учетом выбора базисных величин, которые соответствуют номинальным значениям величин, что упрощает запись уравнений и контроль допустимого диапазона изменения величин, а также позволяет сравнивать параметры различных типов элементов.

В исследованиях динамических режимов энергосистем все гидротурбины рассматриваются как турбины с одним регулирующим органом. Так, изменение мощности турбины осуществляется направляющим аппаратом, изменяющим расход воды через турбину, а медленное изменение мощности поворотно-лопастных турбин при сворачивании или разворачивании лопастей рабочего колеса не учитывается [98, 99]. Таким образом, для математического описания гидротурбины с одним регулирующим органом целесообразнее всего применять модель, которая будет учитывать переходные процессы в водоводе и явление гидравлического удара. Такая модель будет решать задачи динамики регулирования частоты вращения гидроагрегатов (устойчивость регулирования при параллельной работе в энергосистеме на холостом ходе и под нагрузкой, а также при автономной работе на изолированную нагрузку).

### **4.3 Разработка математической модели каскада ГЭС**

Осуществление математического представления модели каскада ГЭС представляется возможным только при условии проработки каждого технологического блока из всего общего перечня. Для начала вернемся к более информативной проработке исходных данных и обратим внимание на критерии управления каскадом ГЭС, режимом его работы, а также режимные ограничения, накладываемые на технологический процесс функционирования ГЭС.

#### **4.3.1 Управление режимом работы каскада ГЭС в энергосистеме Памира**

Для решения задач управления режимом работы каскада ГЭС, приведем более конкретные характерные особенности энергосистемы Памира, которые в дальнейшем будут в большей степени учтены при моделировании технологического процесса каскада ГЭС в энергосистеме. Так, основными параметрами, которыми обладает исследуемая энергосистема, являются:

- 3 ГЭС связаны электрическим режимом, 2 из которых находятся в каскаде на одной реке;
- верхняя ГЭС каскада - «Памир-1» имеет суточный режим регулирования водохранилища и установленную мощность 28 МВт;
- контррегулирующая ГЭС каскада - «Хорог» с установленной мощностью 9 МВт работает на бытовом стоке;
- третья из электрически связанных станций - «Намадгут» с установленной мощностью 2,5 МВт также работает на бытовом стоке;
- в верхнем бьефе верхней ГЭС имеются потребители ВХК;
- в нижнем бьефе контррегулирующей ГЭС имеется ограничение по минимальному расходу воды, обусловленное нуждами потребителей ВХК.

#### **4.3.2 Критерии управления каскадом ГЭС**

В рамках диссертационного исследования могут быть выделены два основных критерия управления каскадом ГЭС:

## 1. Минимизация удельного расхода

Управление по данному критерию осуществляется с целью повышения эффективности выработки активной мощности на ГЭС:

$$q_{ГЭС}(N_{ГЭС}) \rightarrow \min$$

где:  $q_{ГЭС}$  – удельный расход на ГЭС;  $N_{ГЭС}$  – мощность, вырабатываемая на станции.

Распределение нагрузки между гидроагрегатами на каждой ГЭС является равномерным, следовательно, можно принять следующее допущение:

$$q_{ГЭС} = q_{ГА}$$

$$N_{ГЭС} = N_{ГА} \cdot n$$

где:  $n$  – количество гидроагрегатов, работающих в генераторном режиме на станции.

Уравнение связи для данных параметров тогда будет иметь следующий вид [108]:

$$q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{H(Q_{ГЭС}) \cdot \eta_{ГА}(N_{ГА}) \cdot \eta_{ВС}(N_{ГА})} \cdot \frac{1}{N_{ГА}} \cdot \left( \frac{M^3}{c} / \kappa Bm \right)$$

где:  $\eta_{ГА} = \eta_{ГТ} + \eta_{ГЕН}$  – КПД гидроагрегата;  $\eta_{ВС}$  – КПД водоподводящих сооружений.

В исследуемой системе рассматривается режим работы трех ГЭС. В силу того, что контррегулирующая ГЭС не может самостоятельно менять расход воды, т.к. находится на бытовом стоке - поиск оптимального расхода между оставшимися ГЭС может быть осуществлен, по следующему условию:

$$a_1 \cdot q_{ГЭС1}(N_{ГЭС1}) + a_2 \cdot q_{ГЭС3}(N_{ГЭС3}) \rightarrow \min$$

где:  $a_1, a_2$  – коэффициенты, учитывающие приоритетность оптимизации режима для первой и третьей станции.

Также стоит отметить, что если эффективный режим работы одной из станций будет являться более приоритетным по отношению к другой, то представляется возможным задать коэффициенты приоритетности в расчетной модели.

## 2. Минимизация потерь мощности в энергосистеме

Уровень потерь активной и реактивной мощности в энергосистеме определяется протяженностью линий электропередачи от ГЭС до потребителя, а также степенью загрузки линий. В общем виде критерий может быть задан следующим уравнением:

$$\Delta P \rightarrow \min$$

Зависимость потерь мощности от элементов системы тогда запишется следующим образом:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m \Delta P_{ли} + \sum_{j=1}^n \Delta P_{Трj}$$

где:  $\Delta P_{ли}$  – потери в  $i$  – ой линии электропередачи;  $\Delta P_{Трj}$  – потери в  $j$  – ом силовом трансформаторе.

Оптимизация режима в данном случае может производиться по любому из указанных критериев, а также на основе методов поиска компромисса между двумя критериями.

### 4.3.3 Режимные ограничения

Прежде чем производить поиск оптимального режима работы системы, необходимо определить доступную область работы алгоритма оптимизации.

Гидроэлектростанции имеют большой набор технологических и режимных ограничений, обусловленных требованиями энергосистемы, особенностями работы гидроагрегатов, а также условиями рационального водопользования с соблюдением интересов других потребителей ВХК и т.д.

Приведем основные режимные ограничения, которые характерны только гидрогенерирующим источникам:

#### 1. Баланс активных и реактивных мощностей

$$P_{номр} = \sum_{i1=1}^{n1} P_{ГAi} + \sum_{i2=1}^{n2} P_{ГAi} + \sum_{i3=1}^{n3} P_{ГAi}$$

где:  $n_1$  – количество работающих гидроагрегатов на первой станции;

$i_1$  – номер гидроагрегата первой станции;

$n_2$  – количество работающих гидроагрегатов на второй станции;

$i_2$  – номер гидроагрегата второй станции;

$n_3$  – количество работающих гидроагрегатов на третьей станции;

$i_3$  – номер гидроагрегата третьей станции.

Аналогичным образом запишется баланс реактивных мощностей в энергосистеме:

$$Q_{номр} = \sum_{i_1=1}^{n_1} Q_{\Gamma Ai} + \sum_{i_2=1}^{n_2} Q_{\Gamma Ai} + \sum_{i_3=1}^{n_3} Q_{\Gamma Ai}$$

## 2. Ограничения по режиму работы водохранилища

Главным ограничением для режима работы любого водохранилища является недопущение пересечения уровней НПУ и УМО в нормальном режиме работы:

$$Z_{УМО} \leq Z_{ВБи} \leq Z_{НПУ}$$

Кратковременное превышение отметки НПУ допустимо лишь на непродолжительные промежутки времени в условиях экстренной необходимости [101]. В этом случае возможен подъем уровня верхнего бьефа до отметки ФПУ:

$$Z_{ВБи} \leq Z_{ФПУ}$$

В исследуемой энергосистеме, одна из ГЭС имеет водохранилище суточного регулирования, в связи с чем возникает задача оптимального распределения суточного стока. Решение в данном случае осуществляется с помощью построения диспетчерского графика регулирования, построенного на основе графиков сработки-наполнения водохранилища различной обеспеченности, где ограничения по расходу воды в нижний бьеф, могут быть выражены через допустимые уровни сработки:

$$Z_{ВБMin} \leq Z_{ВБи} \leq Z_{ВБMax}$$

где:  $Z_{ВБMin}$  – минимальный уровень верхнего бьефа, обусловленный ограничением по гарантированной мощности;  $Z_{ВБMax}$  – максимальный уровень верхнего бьефа, обусловленный требованиями к безопасности режима работы станции.

Допустимый максимальный расход из водохранилища и расход, запасаемый в водохранилище для заданного часа в таком случае будет описываться следующей системой уравнений [108]:

$$\begin{cases} Z_{BB} = Z_{BBi} - Z_{BBMin} \\ Z_{BB} = Z_{BBMax} - Z_{BBi} \\ Q_{ВДХРMax} = \frac{\Delta V(\Delta Z_{BB})}{3600} \end{cases}$$

где:  $Q_{ВДХРMax}$  – максимально допустимое значение среднего расхода воды за час из водохранилища, либо в водохранилище;  $\Delta W$  – объем стока из водохранилища, соответствующий изменению уровня водохранилища на  $\Delta Z_{BB}$ , который определяется по характеристике  $Z_{BB} = f(V_{BB})$ .

### 3. Ограничения по пропускной способности турбин и требованиям ВХК

Известно, что в нижнем бьефе контррегулирующей ГЭС располагаются потребители ВХК, бесперебойная работа которых требует задания минимального уровня расхода в нижний бьеф. В силу того, что контррегулирующая ГЭС работает на бытовом стоке, ее минимальный расход полностью зависит от расхода на вышестоящей ГЭС, что описывается следующим условием:

$$Q_{ВХК.НБ.ГЭС2} \leq Q_{ГЭС1} \leq Q_{Max}$$

где:  $Q_{ВХК.НБ.ГЭС2}$  – минимальный уровень расхода, необходимый для работы потребителей ВХК;  $Q_{Max}$  – ограничение по пропускной способности турбины и установленной мощности ГЭС [102].

$$Q_{Max} = n \cdot Q_{Max.т} \cdot \sqrt{\frac{H_i}{H_p}}$$

$$Q_{Max} = n \cdot \frac{N_{номГА}}{9,81 \cdot \eta_T(H, Q) \cdot \eta_G(H, Q) \cdot \eta_{BC}(H, Q) \cdot H_i}$$

где:  $Q_{Max.т}$  – максимальная пропускная способность гидротурбины;

$H_p$  – расчетный напор.

#### 4. Ограничения по составу агрегатов

Данное ограничение обусловлено требованиями надежности схемы собственных нужд, требующей работы определенных агрегатов или соблюдения условий правильного действия релейной защиты. Также в данном ограничении может учитываться недопустимость какой-либо комбинации агрегатов по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа.

#### 5. Ограничения по числу пусков-остановок агрегата за определенный период

Данное ограничение предполагает соблюдение следующего условия:

$$m_{ГAi} \leq m_{дон}$$

где:  $m_{ГAi}$  – количество пуско-остановочных операций  $i$ -го гидроагрегата;

$m_{дон}$  – допустимое количество пуско-остановочных операций.

#### 4.3.4 Гидравлическая связь каскада ГЭС

Принимая во внимание тот факт, что контррегулирующая ГЭС работает на бытовом стоке и не имеет возможности изменять отметку верхнего бьефа - вырабатываемая на ней мощность будет определяться в значительной степени расходом воды через гидротурбины. В свою очередь, расход воды через турбины контррегулирующей ГЭС в момент  $t$  будет зависеть от расхода воды через вышестоящую ГЭС и определяться выражением:

$$Q_{турб.ГЭС2_t} = Q_{нб.ГЭС1_{t-1}} + Q_{бок.пр.} - Q_{х.сб.ГЭС2}(N_{ГЭС2})$$

где:  $Q_{х.сб.ГЭС2}$  – расход через водосбросные сооружения контррегулирующей ГЭС;

$Q_{бок.пр.}$  – расход боковой приточности на участке между ГЭС-1 и ГЭС-2;

$Q_{нб.ГЭС1_{t-1}}$  – расход в нижний бьеф через турбины и водосбросные сооружения ГЭС-

1 в момент времени  $t - 1$ , который определяется по формуле:

$$Q_{нб.ГЭС1_{t-1}} = Q_{турб.ГЭС1_{t-1}} + Q_{х.сб.ГЭС1_{t-1}}$$



где:  $Q_{турб.ГЭС1_{t-1}}$  – расход в нижний бьеф через турбины вышестоящей ГЭС в момент времени  $t-1$ ;  $Q_{х.сб.ГЭС1_{t-1}}$  – холостые сбросы в нижний бьеф вышестоящей ГЭС в момент времени  $t-1$ .

Значение  $t-1$  в данном случае зависит от времени добегания волны от ГЭС-1 к ГЭС-2 и может быть рассчитано по формуле [102]:

$$t-1 = t - T_{дон}$$

где:  $T_{дон}$  – время добегания волны, которое рассчитывается по выражению:

$$T_{дон} = \frac{L}{V}$$

где:  $L$  – расстояние между ГЭС-1 и ГЭС-2;  $V$  – скорость потока воды, которая вычисляется по формуле [102]:

$$V = C \cdot \sqrt{R_{cp} \cdot J_{cp}}$$

где:  $C$  – коэффициент скорости;  $R_{cp}$  – средний гидравлический радиус русла реки на участке от ГЭС-1 до ГЭС-2;  $J_{cp}$  – средний уклон реки на участке от ГЭС-1 до ГЭС-2.

Коэффициент скорости при учете всех перечисленных условий, может быть приближенно рассчитан по следующей формуле [102]:

$$C = \frac{0,87}{1 + \frac{n}{R_{cp}}}$$

где:  $n$  – коэффициент шероховатости русла реки, численное значение которого принимается исходя из типа русла ( $n=0,55$  – русло горной реки,  $n=0,65$  – гравийное русло,  $n=0,65$  – глиняное русло).

Средний гидравлический радиус русла реки и средний уклон реки на участке от ГЭС-1 до ГЭС-2 могут быть рассчитаны по следующим эмпирическим формулам [102]:

$$R_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^m R_i}{m}, J_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^m J_i}{m}$$

где:  $R_i$  – гидравлический радиус русла реки на участке, где он неизменен;

$J_i$  – уклон реки на участке, где он неизменен;  $m$  – количество участков, на которых гидравлический радиус русла реки и уклон реки неизменны.

Гидравлический радиус  $R_i$  определяется, исходя из геометрии русла, а уклон реки  $J_i$  определяется по формуле, согласно [102]:

$$J_i = \frac{h_i}{L_i}$$

где:  $h_i$  – перепад высот на участке с неизменным уклоном реки;  $L_i$  – длина участка, на котором уклон реки неизменен.

Рассчитав значение  $T_{доб}$ , можно определить реальное значение расхода в створе ГЭС-2 в момент времени  $t$ . Так, мощность ГЭС-2 в момент времени  $t$  будет определяться следующим выражением [102]:

$$N_{ГЭС2_t} = 9,81 \cdot Q_{турб.ГЭС2_t} \cdot (Z_{ВБ.ГЭС2} - Z_{НБ.ГЭС2} (Q_{НБ.ГЭС2})) \cdot \eta_T^{(N_{ГЭС2_t})} \cdot \eta_G^{(N_{ГЭС2_t})} \cdot \eta_{ВС}^{(N_{ГЭС2_t})}$$

где:  $\eta_T$  – КПД турбины;  $\eta_G$  – КПД генератора;  $\eta_{ВС}$  – КПД водоподводящих сооружений;  $Q_{НБ.ГЭС2}$  – расход воды в нижний бьеф ГЭС-2:

$$Q_{НБ.ГЭС2} = Q_{турб.ГЭС2_t} (N_{ГЭС2}) + Q_{х.сб.ГЭС2_t} (N_{ГЭС2})$$

При покрытии графика нагрузки в качестве ведущей будет выступать ГЭС-1, которая покрывает свою долю графика нагрузки и определяет величину расхода для ГЭС-2.

В рассматриваемом диссертационном исследовании при анализе исходных данных каскада ГЭС, было установлено, что расход через турбины ГЭС-1 больше, чем расход через турбины ГЭС-2. В случае превышения величины расхода ГЭС-1, необходимой для выработки требуемой мощности на ГЭС-2, с целью выполнения ограничений по не превышению отметки НПУ верхнего бьефа ГЭС-2 или требований ВХК в нижнем бьефе, а также не превышение величины расхода ГЭС-2 свыше допустимого по пропускной способности турбин - может быть осуществлен холостой сброс на ГЭС-2 [102-106], что описывается следующим условием:

$$\begin{cases} Q_{x.cb.ГЭС2} \geq Q_{min.BXK} - Q_{турб.ГЭС2} \\ Q_{x.cb.ГЭС2} = Q_{нб.ГЭС1_t} + Q_{бок.пр.} - Q_{турб.ГЭС2}(N_{ГЭС2}) \end{cases}$$

#### 4.4 Реализация модели энергосистемы Памира в ПВК Eurostag

Принимая во внимание все вышеописанные математические составляющие процесса функционирования каскада ГЭС, представляется возможным перейти к имитационному моделированию исследуемой энергосистемы Памира с помощью функциональных возможностей программно-вычислительного комплекса (ПВК) Eurostag, которые приведены в Приложении В.

##### 4.4.1 Моделирование блок-схемы модели ограничений

Разработанные ограничения по максимальной мощности в макромоделе регуляторов скорости для ГЭС «Памир-1» и «Хорог» представлены в Приложениях Д и Е, соответственно. Также в ПВК Eurostag составлена блок-схема модели турбины и регулятора скорости (Приложение Г и совместная блок-схема модели турбины и регулятора скорости с ограничениями по максимальной мощности гидротурбины в зависимости от расхода воды для ГЭС «Памир-1» и «Хорог» (Приложение Ж). Приведем пояснения к функционированию данных блок-схем.

В макроблок 10 (уставка) задается значение расхода воды, подходящее к ГЭС-1. Это значение может быть изменено с помощью создания соответствующего события в процессе моделирования переходного процесса. В макроблоке 16 (сумматор) идет расчет холостых сбросов и если он получается отрицательным, то макроблок 22 (селектор максимума) выберет между отрицательным числом и нулем, который задан в макроблоке 23 (константа) большее, т.е. ноль. Расход воды, подходящий к станции ГЭС-1 с положительным знаком, и величина холостых сбросов с отрицательным знаком поступают в сумматор 6, в котором рассчитывается величина расхода воды через турбины ГЭС-1. Далее это значение расхода поступает в макроблок 17 (функция), который по расходной характеристике для ГЭС-1 определяет значение мощности станции при заданном расходе через турбины. В макроблоках 18, 24 и 28 (усилители) полученная

величина мощности станции переводится в относительные единицы, делится на количество генераторов на станции и умножается на коэффициент приведения к турбине.

Значение расхода, подходящего к вышестоящей станции ГЭС-1 из макроблока 10 (уставка) поступает в макроблок 26 (усилитель), благодаря именованному выходу. В макроблоке 26 рассчитывается расход воды, подходящий к ГЭС-2, за вычетом той части расхода, который уходит в другое русло реки. Уходящий в другое русло расход задается в меню параметров параметром ОТВОР в долях от расхода, подходящего к ГЭС-1. Макроблок 30 (непрерывная входная задержка) моделирует задержку по времени добегания волны, которое можно задать в меню параметров с помощью параметра DOBEG в секундах. В макроблоке 37 (сумматор) идет расчет холостых сбросов ГЭС-2 и если он получается отрицательным, то макроблок 36 (селектор максимума) выберет между отрицательным числом и нулем, который задан в макроблоке 38 (константа) большее, т.е. ноль. Расход воды, подходящий к станции ГЭС-2 спустя задержку по времени, с положительным знаком и величина холостых сбросов с отрицательным знаком поступают в сумматор 29, в котором рассчитывается величина расхода воды через турбины ГЭС-2. Далее это значение расхода поступает в макроблок 32 (функция), который по расходной характеристике для ГЭС-2 определяет значение мощности станции при заданном расходе через турбины. В макроблоках 33, 31 и 34 (усилители) полученная величина мощности станции переводится в относительные единицы, делится на количество генераторов на станции и умножается на коэффициент приведения к турбине.

Полученные значения мощности одной турбины из макроблоков 28 и 34 поступают в макроблок 39 (сумматор), в котором, при первом или втором наборе параметров, определяется, что это максимальная мощность именно для генераторов ГЭС-1 или ГЭС-2. Полученная величина максимальной мощности поступает в макроблок 3 (ограничитель), где становится верхним ограничением по мощности. Совокупность разработанных блок-схем представлена в Приложении Ж.

Для проверки корректности функционирования разработанной модели, проведем ее верификацию посредством тестирования макромоделей при различных величинах расхода воды:

$$25 \text{ м}^3/\text{с}, 50 \text{ м}^3/\text{с}, 15 \text{ м}^3/\text{с}$$

Чтобы убедиться в том, что разработанные макромоделей работают верно, рассчитаем значения холостых сбросов, расхода через турбины станций, мощность станций и мощность каждого гидроагрегата при заданных расходах воды. ГЭС «Памир-1» обозначим как ГЭС-1, а ГЭС «Хорог» – как ГЭС-2. Приведем пример расчета при  $Q = 25 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$Q_1 = 25 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{x.cб.ГЭС1} = \begin{cases} Q_1 - Q_{\max.ГЭС1}, & \text{если } Q_1 > Q_{\max.ГЭС1} \\ 0, & \text{если } Q_1 \leq Q_{\max.ГЭС1} \end{cases}$$

$$Q_{x.cб.ГЭС1} = 0 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{ГЭС1} = Q_1 - Q_{x.cб.ГЭС1} = 25 \text{ м}^3/\text{с}$$

По расходной характеристике для ГЭС-1, приведенной на Рисунке 27, определим значение мощности станции при рассчитанном расходе.

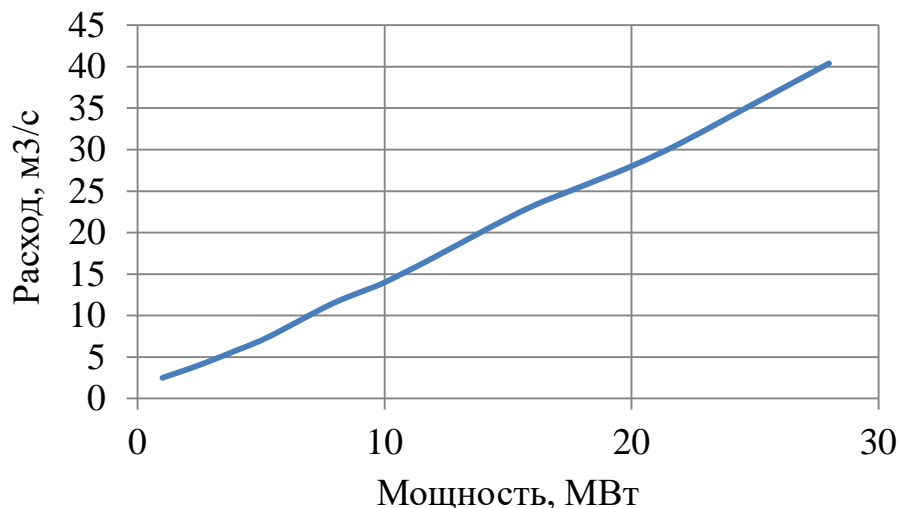


Рисунок 27 – Расходная характеристика для ГЭС «Памир-1»

$$P_{ГЭС1} = 17,5 \text{ МВт}$$

На ГЭС-1 установлены 4 гидроагрегата, номинальная мощность каждого из которых составляет 7 МВт.

$$P_{1ГА.ГЭС1} = \frac{P_{ГЭС1}}{N_{ГА} \cdot P_{ном.ГА}} = \frac{17,5}{4 \cdot 7} = 0,625 \text{ о.е.}$$

Часть расхода через ГЭС-1 уходит во второе русло реки, что необходимо учесть при расчете холостых сбросов. Исходя из максимальных расходов двух станций, предположим, что во второе русло реки уходит 58,66% расхода через ГЭС-1, тогда:

$$Q_{х.сб.ГЭС2} = \begin{cases} Q_1 - Q_{вт.русло} - Q_{\max.ГЭС2}, & \text{если } Q_1 - Q_{вт.русло} > Q_{\max.ГЭС2} \\ 0, & \text{если } Q_1 - Q_{вт.русло} \leq Q_{\max.ГЭС2} \end{cases}$$

$$Q_1 - Q_{вт.русло} = 25 - 0,5866 \cdot 25 = 10,334 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{\max.ГЭС2} = 16,7 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q_{х.сб.ГЭС2} = 0$$

$$Q_{ГЭС2} = 10,334 \text{ м}^3 / \text{с}$$

По расходной характеристике для ГЭС-2, приведенной на Рисунке 28, определим значение мощности станции при рассчитанном расходе.

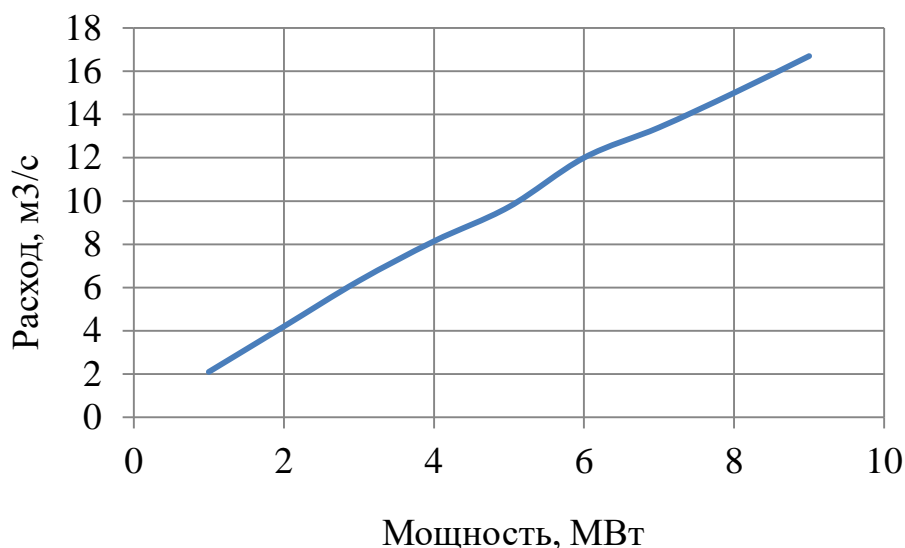


Рисунок 28 – Расходная характеристика для ГЭС «Хорог»

$$P_{ГЭС1} = 5,25 \text{ МВт}$$

На ГЭС-2 установлены 5 гидроагрегатов, номинальная мощность каждого из которых составляет 1,8 МВт.

$$P_{1ГА.ГЭС2} = \frac{P_{ГЭС2}}{N_{ГА} \cdot P_{ном.турб}} = \frac{5,25}{5 \cdot 1,8} = 0,584 \text{ о.е.}$$

Для остальных расходов расчет производится аналогичным образом. Полученные результаты сведем в Таблицу 7 с учетом представления данных, рассчитанных с помощью ПВК Eurostag.

Таблица 7 – Результаты верификации разработанной модели

Параметр	Расчетное значение	Программное значение	Расчетное значение	Программное значение	Расчетное значение	Программное значение
Расход, подходящий к ГЭС1, м <sup>3</sup> /с	25		50		15	
Холостые сбросы ГЭС1, м <sup>3</sup> /с	0	0	9,6	9,6	0	0
Расход через турбины ГЭС1, м <sup>3</sup> /с	25	25	40,4	40,4	15	15
Мощность ГЭС1 по расх.хар., МВт	17,5	17,5	28	28	10,7	10,67
Мощность 1 агрегата ГЭС1, о.е.	0,625	0,625	1	1	0,381	0,380952
Расход, подходящий к ГЭС2, м <sup>3</sup> /с	10,334	10,335	20,6683	20,67	6,2	6,201
Холостые сбросы ГЭС2, м <sup>3</sup> /с	0	0	3,9683	3,97	0	0
Расход через турбины ГЭС2, м <sup>3</sup> /с	10,334	10,335	16,7	16,7	6,2	6,201
Мощность ГЭС2 по расх.хар., МВт	5,26	5,26652	9	9	2,9	2,94834
Мощность 1 агрегата ГЭС2, о.е.	0,584	0,5853	1	1	0,327	0,32759

Проанализировав полученные данные, приведенные в Таблице 7, можно сделать вывод о том, что макро модель составлена, верно, и при наличии данных о реальном расходе реки в течение суток, можно получить значения мощности, которые может выдавать каскад ГЭС в любой заданный момент времени.

#### 4.4.2 Применение расчетной модели при расчете электрических режимов

Для эффективного и безопасного управления энергосистемой необходимо осуществить расчет установившегося режима энергосистемы Памира. Расчет будем производить по имеющимся исходным данным, представленным в Таблицах 7-9 и составленной схеме, приведенной в Приложении И, которая была смоделирована в графическом редакторе ПВК Eurostag в рамках диссертационного исследования.

На данный момент в энергосистеме Памира функционирует три ГЭС: ГЭС «Памир-1» (4 генератора), ГЭС «Хорог» (5 генераторов) и ГЭС «Ишко» (2 генератора). В энергосистеме 43 линии электропередачи и 24 трансформатора.

Таблица 8 – Исходные данные по линиям электропередачи энергосистемы Памира

№ нач	№ кон	n	R, Ом	X, Ом
1	2	1	0,57	0,79
1	2	2	0,57	0,79
1	6	1	0,45	0,46
11	15	1	0,59	0,60
11	26	1	0,43	0,43
11	3	1	0,12	0,17
11	8	1	0,05	0,07
15	17	1	0,35	0,48
19	17	1	0,65	0,65
19	21	1	0,21	0,21
2	3	1	0,01	0,01
2	3	2	0,01	0,01
2	8	1	0,07	0,10
21	23	1	0,51	0,51
26	27	1	0,12	0,12
27	28	1	0,19	0,19
28	29	1	0,27	0,28
29	30	1	0,35	0,35
3	5	1	1,40	1,41
3	29	1	0,35	0,35
32	30	0	0,23	0,23
32	33	1	0,05	0,05
33	34	1	0,21	0,21
34	35	1	0,07	0,07
35	36	1	0,10	0,11
36	37	1	0,42	0,42
37	38	1	0,35	0,35
38	39	1	0,07	0,07
39	40	1	0,17	0,18
40	41	1	0,18	0,18
41	42	1	0,10	0,11
42	43	1	0,13	0,13
43	44	1	0,35	0,35
44	45	1	0,15	0,16
47	48	1	0,07	0,07
47	49	1	0,87	0,88
48	45	1	0,52	0,53
49	50	1	0,35	0,35
50	51	1	0,49	0,49
51	52	1	0,24	0,25
52	53	1	0,14	0,14
53	54	1	0,59	0,60
6	7	1	1,05	1,05
8	9	1	0,10	0,11



Таблица 9 – Исходные данные по трансформаторам энергосистемы Памира

№ нач	№ кон	n	R, Ом	X, Ом	Kт
1	1	2	0,02	0,26	0,91
10	9	2	0,21	1,88	0,91
11	12	2	0,04	0,63	0,95
13	6	1	0,64	4,06	0,95
15	16	2	0,38	2,60	0,95
17	18	1	1,16	6,50	0,95
19	20	1	1,16	6,50	0,95
21	22	1	1,16	6,50	0,95
23	24	1	0,21	1,88	0,91
3	4	2	0,12	1,19	0,95
3	HOROG	2	0,12	1,19	1,05
30	31	1	1,22	6,50	0,91
45	46	2	0,64	4,06	0,95
47	ISHKO	2	0,64	4,06	0,95

Таблица 10 – Исходные данные по узлам энергосистемы Памира

Узлы	Генерация		Нагрузка		Напряжение
	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	U, кВ
1 TANG			0	0	35
10 JOMI			1,64	0,31	10
11					35
12 BIZMICH			10,68	1,69	10
13 NAVOBOD			0,44	0	10
14 VIR			0,26	0,32	10
15					35
16 PORSHINEV			0,94	0,36	10
17					35

Продолжение таблицы 10

Узлы	Генерация		Нагрузка		Напряжение	Узлы	Генерация		Нагрузка		Напряжение
	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	U, кВ		P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	U, кВ
19 BUNI			0,26	0,12	10	41 MULVOJ			0,08	0,03	35
19					35	43 SUMJIN			0,04	0,01	35
2					35	44 TAMOJNYA			0,01	0	35
20 P BAJU			0,11	0,03	10	45					35
21					35	46 ISHKASIM			1,81	0,24	10
22 P KNUF			0,27	0,09	10	47					35
23					35	48 NAMADGUT			0,2	0,06	35
24 RUSHAN			1,17	0,6	10	49 DARSHAY			0,03	0,01	35
26 VIRUDJAK			0,01	0	35	5 ROSHKALA			0,77	0,57	35
27 GOJAK			0,07	0,02	35	50 SHITXARV			0,08	0,03	35
28 PISH			0,09	0,03	35	51 ZUMUDG			0,04	0,01	35
29 NISHUSP			0,2	0,07	35	52 JAZIRBOD			0,02	0,01	35
3					35	53 PITUP			0,34	0,11	35
30					35	54 VRANG			0,4	0,1	35
31 ANDAROB			0,32	0,11	10	G10 ISHKO	0,9	0,56			6
32 K LAL			0,04	0,01	35	G11 ISHKO	0,9	0,56			6
33 EXPDYA			0,03	0,01	35	G5 HOROG	1	0,5			6
34 SIST			0,03	0,01	35	G6 HOROG	1	0,5			6
35 VOGZ			0,04	0,01	35	G7 HOROG	1	0,5			6
36 SHANBDE			0,06	0,02	35	G8 HOROG	1	0,5			6
37 BAGUSH			0,03	0,01	35	G9 HOROG	1	0,5			6
38 KOZIDE			0,08	0,03	35	G1 PAMIR 1	4	2			6
39 BARSHOR			0,02	0,01	35	G2 PAMIR 1	4	2			6
4 ORU HG			4,67	0,89	10	G3 OAMIR 1	4	2			6
40 AVDJ			0,02	0,01	35	G4 PAMIR 1	4	2			6

Расчет электрического режима проведен только для случая максимальных нагрузок, т.к. при минимальных нагрузках параметры режима не выходят за границы допустимых, а аварийный режим не входит в область исследования данной работы. Результаты расчета нормального режима энергосистемы Памира приведены в Таблицах 10-12.

#### 4.4.3 Результаты расчета нормального режима

Задача расчета установившихся режимов электрической сети (нормального для максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийного режимов) состоит в определении параметров режима данной сети в том числе: напряжений в узлах, потоков мощности в ветвях, потерь активной и реактивной мощностей.

В данном случае рассматривается зимний период времени – режим максимальных нагрузок. В режиме минимальных нагрузок не возникнет проблем с генерацией электрической энергии на ГЭС в связи с достаточным количеством гидроресурсов. Аварийные ситуации и соответственно, послеаварийные режимы в рамках диссертационного исследования не рассматривались.

Таблица 11 – Результаты расчета режима для узлов

N	Название	U, кВ	P, МВт	Q, МВар
1	TANG	34.79	0.00	0.00
10	JOMI	10.05	1.64	0.31
11		32.05	0.00	0.00
12	BIZMICH	9.53	10.68	1.69
13	NAVOBOD	10.36	0.44	0.00
14	VIR	8.85	0.26	0.32
15		31.06	0.00	0.00
16	PORSHNEV	9.24	0.94	0.36
17		30.62	0.00	0.00
18	BUNI	9.05	0.26	0.12
19		29.99	0.00	0.00
2		32.58	0.00	0.00
20	BAJU	8.96	0.11	0.03
21		29.80	0.00	0.00
22	KHUF	8.83	0.27	0.09
23		29.41	0.00	0.00

## Продолжение таблицы 11

N	Название	U, кВ	P, МВт	Q, МВар	N	Название	U, кВ	P, МВт	Q, МВар
24	RUSHAN	9.06	1.17	0.60	43	SUMJIN	30.53	0.04	0.01
26	VIRUDJAK	31.70	0.01	0.00	44	TAMOJNYA	30.51	0.01	0.00
27	GOJAK	31.60	0.07	0.02	45		30.50	0.00	0.00
28	PISH	31.45	0.09	0.03	46	ISKASHIM	9.01	1.81	0.24
29	NISHUSP	31.26	0.20	0.07	47		30.99	0.00	0.00
3		32.57	0.00	0.00	48	NAMADGUT	30.93	0.20	0.06
30		31.05	0.00	0.00	49	DARSHAY	30.57	0.03	0.01
31	ANDAROB	9.62	0.32	0.11	5	ROSHKALA	31.85	0.77	0.57
32	LAL	30.96	0.04	0.01	50	SHITXARV	30.41	0.08	0.03
33	EXPDYA	30.94	0.03	0.01	51	ZUMUDG	30.21	0.04	0.01
34	SIST	30.87	0.05	0.02	52	JAZIRBOD	30.11	0.02	0.01
35	VOGZ	30.85	0.04	0.01	53	PITUP	30.06	0.34	0.11
36	SHANBDE	30.82	0.06	0.02	54	VRANG	29.94	0.40	0.10
37	BAGUSH	30.71	0.03	0.01	6		34.62	0.00	0.00
38	KOZIDE	30.62	0.08	0.03	7		34.40	0.00	0.00
39	BARSHOR	30.61	0.02	0.01	8		32.23	0.00	0.00
4	ORU HG	9.66	4.67	0.89	9		32.15	0.00	0.00
40	AVDJ	30.58	0.02	0.01		G ISHKO	5.88	1.80	1.86
41	MULVOJ	30.55	0.08	0.03		HOROG	6.08	5.00	5.00
42	YAXSHVOL	30.54	0.03	0.01		PAMIR	6.60	20.46	3.15

Таблица 12 – Результаты расчета режима для ветвей и трансформаторов

N1	N2	n, шт	P, МВт	Q, МВар	$\Delta P$ , МВт	Кт, о.е.
1	2	2	9.9	1.1	0.6	
1	6	1	0.7	0.3	0.0	
11	12	2	5.3	1.1	0.0	0.95
11	15	1	2.9	1.4	0.1	
11	26	1	2.6	-0.4	0.0	
15	16	2	0.5	0.2	0.0	0.95
15	17	1	1.9	1.0	0.0	
17	18	1	0.3	0.1	0.0	0.95
17	19	1	1.6	0.8	0.0	
19	20	1	0.1	0.0	0.0	0.95
19	21	1	1.5	0.8	0.0	
2	3	2	4.6	-0.7	0.0	
2	8	1	9.5	2.0	0.1	
21	22	1	0.3	0.1	0.0	0.95
21	23	1	1.2	0.7	0.0	
23	24	1	1.2	0.6	0.0	0.91
26	27	1	2.6	-0.5	0.0	

Продолжение Таблицы 12

N1	N2	n, шт	P, МВт	Q, МВар	ΔP, МВт	Кт, о.е.	N1	N2	n, шт	P, МВт	Q, МВар	ΔP, МВт	Кт, о.е.
27	28	1	2.5	-0.5	0.0		44	45	1	1.2	-1.1	0.0	
28	29	1	2.4	-0.5	0.0		45	46	2	0.9	0.2	0.0	0.95
29	30	1	2.2	-0.6	0.0		47	48	1	0.8	1.5	0.0	
3	11	1	8.6	1.9	0.1		47	49	1	0.9	0.3	0.0	
3	4	2	2.3	0.5	0.0	0.95	48	45	1	0.6	1.4	0.0	
3	5	1	0.8	0.6	0.0		49	50	1	0.9	0.3	0.0	
30	31	1	0.3	0.1	0.0	0.91	50	51	1	0.8	0.2	0.0	
30	32	1	1.8	-0.8	0.0		51	52	1	0.7	0.2	0.0	
32	33	1	1.8	-0.8	0.0		52	53	1	0.7	0.2	0.0	
33	34	1	1.7	-0.8	0.0		53	54	1	0.4	0.1	0.0	
34	35	1	1.7	-0.8	0.0		6	13	1	0.4	0.0	0.0	0.95
35	36	1	1.6	-0.9	0.0		6	7	1	0.3	0.3	0.0	
36	37	1	1.6	-0.9	0.0		7	14	2	0.1	0.2	0.0	0.91
37	38	1	1.5	-0.9	0.0		8	11	1	7.8	1.5	0.0	
38	39	1	1.4	-0.9	0.0		8	9	1	1.6	0.3	0.0	
39	40	1	1.4	-1.0	0.0		9	10	2	0.8	0.2	0.0	0.91
40	41	1	1.4	-1.0	0.0		G ISHKO	47	2	0.9	1.0	0.0	0.95
41	42	1	1.3	-1.0	0.0		HOROG	3	2	2.5	2.5	0.0	0.95
42	43	1	1.3	-1.0	0.0		PAMIR	1	0	10.2	1.6	0.0	0.91
43	44	1	1.2	-1.0	0.0								

Анализируя полученные результаты расчета нормального режима, стоит заметить, что загруженность элементов сети (трансформаторы, линии электропередачи) не превышает допустимых значений. Так, максимальное значение загрузки трансформаторов составило - 81%, а линий электропередачи – 49%. Сведем общие параметры нормального режима энергосистемы Памира в Таблицу 12.

Таблица 13 – Результаты расчета режима в целом для системы

Активная мощность, МВт			Реактивная мощность, МВар		
Генерация	Потребление	Потери	Генерация	Потребление	Потери
27,26	25,36	1,9	10,01	5,97	4,04

На основании данных по нагрузке энергосистемы Памира за 2016 г., представленной на Рисунке 29 и среднемесячных расходах р. Гунт, отраженных на Рисунке 30, произведем расчет выработки мощности ГЭС с использованием созданной макромоделли ограничений по максимальной мощности в ПВК Eurostag. Результаты расчета заданного режима отобразим на Рисунках 29–36.

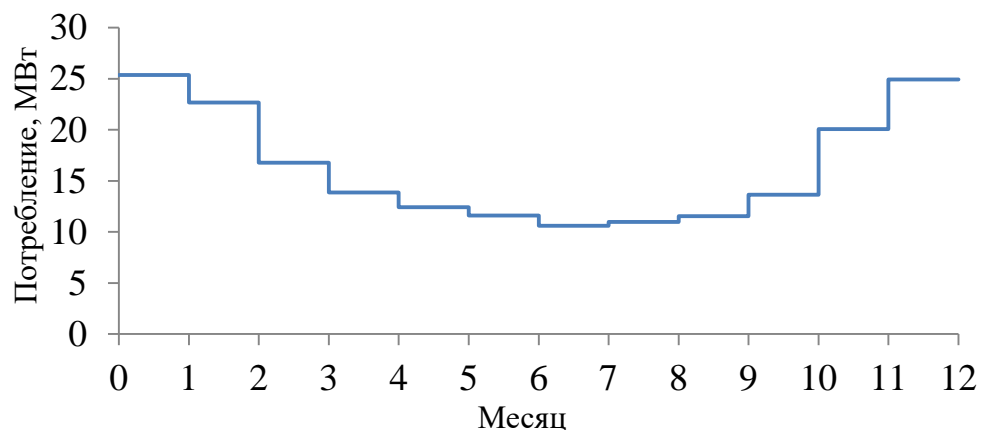


Рисунок 29 – Среднемесячное потребление энергосистемы Памира за 2016 г.

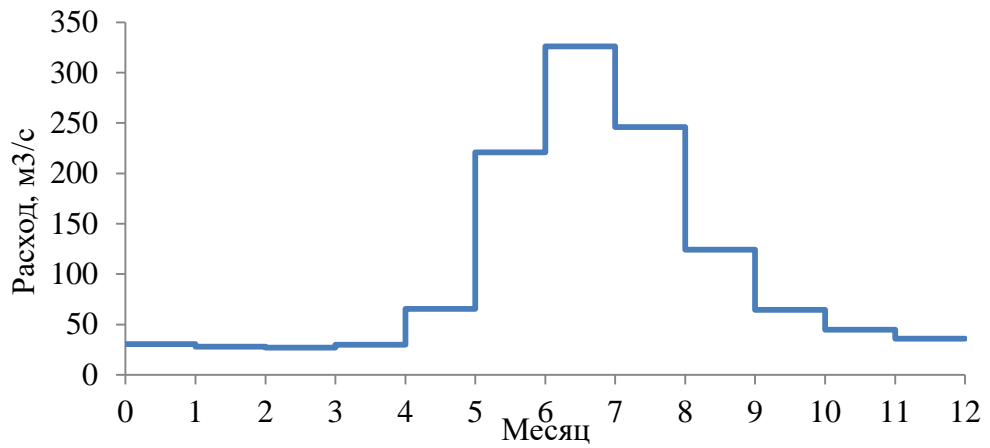


Рисунок 30 – Среднемесячные расходы р. Гунт

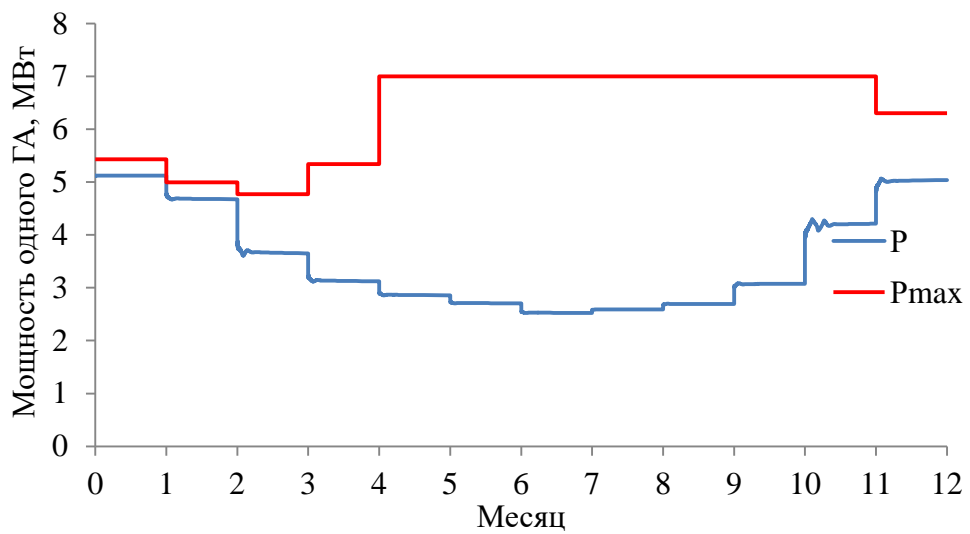


Рисунок 31 – Выработка мощности одним гидроагрегатом ГЭС

«Памир-1» и ограничение по максимальной мощности, которое зависит от расхода воды по разработанной модели

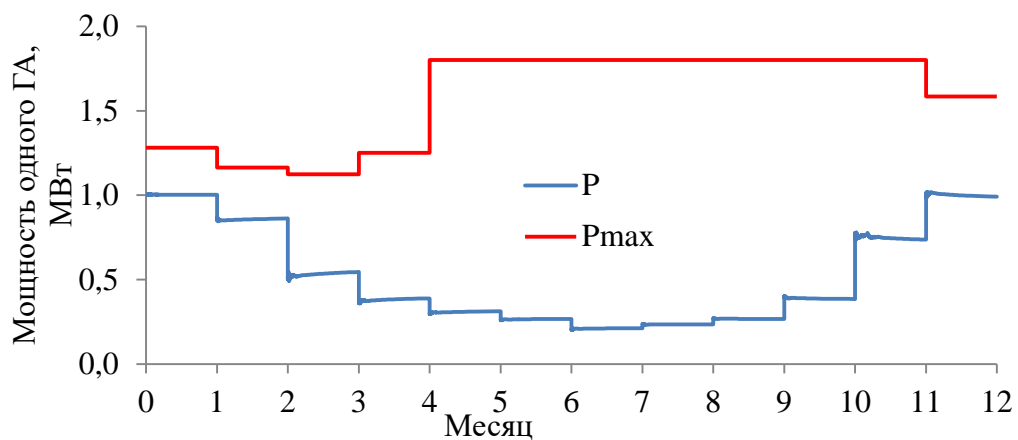


Рисунок 32 – Выработка мощности одним гидроагрегатом ГЭС «Хорог» и ограничение по максимальной мощности, которое зависит от расхода воды по разработанной модели

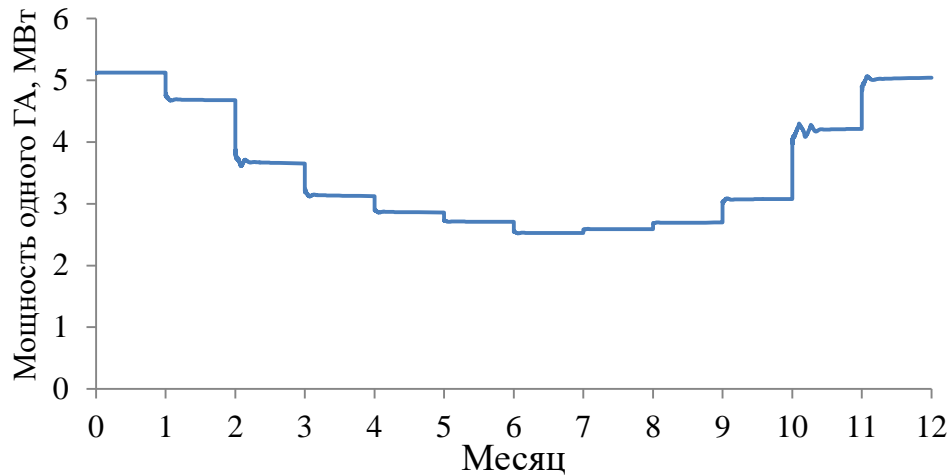


Рисунок 33 – Выработка мощности одним гидроагрегатом станции ГЭС «Памир-1» по стандартной модели GOVHYDR

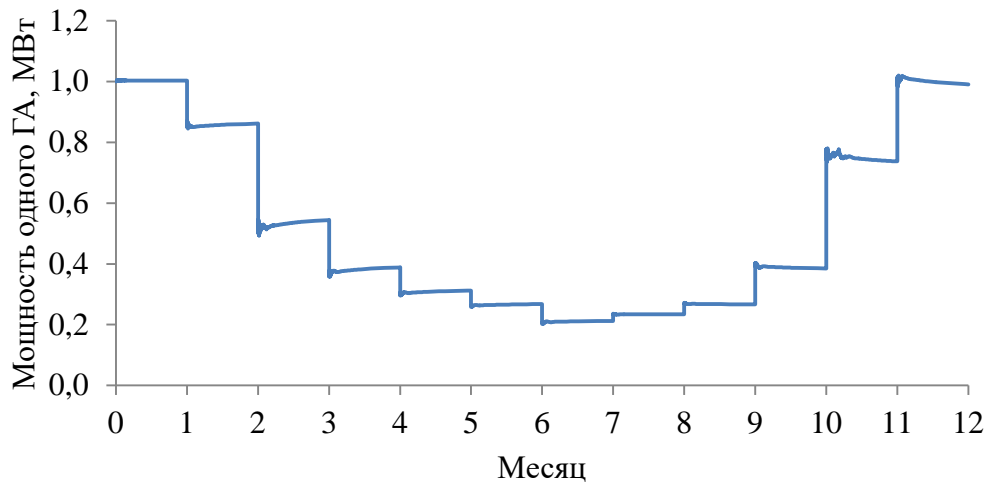


Рисунок 34 – Выработка мощности одним гидроагрегатом станции ГЭС «Хорог» по стандартной модели GOVHYDR

Из Рисунков 31-34 можно сделать вывод о том, что за рассмотренный период по гидрологическим условиям и электрическим нагрузкам - мощность ГЭС не ограничивается по гидрологическому принципу, а ее максимум обусловлен лишь электрическим режимом. Если нагрузка в пиковые часы становится больше, чем могут выдать станции (из-за ограничения по расходу воды), то рекомендуется использовать воду из водохранилища суточного регулирования станции ГЭС «Памир-1» и применять решения об отключении нагрузки.

В результате расчетов также было выявлено недопустимое снижение



напряжения в некоторых узлах энергосистемы, что соответствует реальной ситуации в энергосистеме Памира, т.к. нагрузка представлена только бытовым сектором:  $\cos \varphi \approx 0,988$

Что касается токов, то в ветвях они не превышают длительно допустимых, а загрузка трансформаторов не превышает 81%. Так, на годовом графике выработки мощности заметен переходной процесс в начале ноября, что происходит потому, что в программе, для упрощения процесса расчета, 1 месяц соответствовал 100 секундам. Собственно, поэтому переходной процесс затухает за 100 секунд, а длительность установившегося режима не играет важной роли. Наличие переходного процесса также объясняется слишком резким изменением мощности потребления в большую сторону и небольшой скоростью открытия задвижек, которые регулируют поступление воды в турбину. Так, во избежание переходных процессов, которые могут привести к аварии в системе, рекомендуется использовать более совершенные схемы АРВ и универсальный стабилизатор энергосистемы (PSS), а также применять отключение нагрузки.

#### 4.5 Использование адресных принципов при ведении режимов

Создание электроэнергетического рынка привело к изменению свойств электроэнергетических систем и показало необходимость изменения моделей и методов расчета их режимов, что стало предпосылками к появлению адресных расчетов. Адресный принцип достаточно новый для энергосистем России. В большинстве случаев он позволяет определять трассы предприятий энергетики, связанных взаимоотношениями при расчетах режимов энергосистемы. Так, по трассам могут протекать мощность и выработка электроэнергии, стоимость, объемы ресурсов и т.д.

Существенные изменения для адресных расчетов имеют три положения:

1) время ( $T$ ) – как параметр взаимоотношений субъектов электроэнергетического рынка, связанных с нормальными режимами энергосистемы;

2) необходимость изменения методов расчета режимов, вызванная дезинтеграцией энергосистемы в части хозяйственного и юридического статуса субъектов, взаимодействующих с электроэнергетическим рынком. Таким образом, дезинтеграции единой энергосистемы выдвинула проблему взаимоотношений, не снимая и не уменьшая проблемы о государственной значимости отрасли энергетики;

3) применение современных математических моделей и методов, компьютерных технологий при внедрении кибернетических принципов управления.

По всем этим позициям имеются практические регламенты на электроэнергетическом рынке и ведутся научные исследования.

#### 4.5.1 Математическая модель адресной задачи

Основными адресными принципами при разработке модели является путь «от ресурсов - до потребления», модель которого включает в себя три основных блока:

- модель генераторного узла - начало трасс (узел станции может иметь характеристики в различных координатах - издержки, расход топлива и т.д.) [107];
- модель транспорта – трассы (эквивалентирование электрической сети от станции до потребителей с учетом времени расчета режимов, т.е. создание специальной гипотетической сети);
- модель узла потребления - конец трасс.

*А. Использование показателей потерь электроэнергии как главного фактора разработки модели гипотетической сети*

В основе создания электрических схем и параметров трасс используются потери электроэнергии, которые представляют собой элемент балансов электроэнергии для  $j$  – генераторных узлов и  $i$  – узлов нагрузки за период времени  $T$  :

$$\sum \mathcal{E}_{Гj} = \sum \mathcal{E}_{ин} + \sum \Delta \mathcal{E}_{ji}$$

В смешанной энергосистеме в уравнении учитывается вид станции, тогда

уравнение запишется следующим образом:

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{Гj} &= \mathcal{E}_{ТЭС.j} + \mathcal{E}_{ГЭС.j} \\ \mathcal{E}_{ТЭС} &= \mathcal{E}_{Гj} - \mathcal{E}_{ГЭС}\end{aligned}$$

Таким образом, только потери электроэнергии позволяют обобщить все стороны деятельности производства за время –  $T$ , т.к. они включают изменчивость электротехнических, энергоэкономических и организационных действий по управлению производством во времени. Переход от мощности –  $P$  к выработке электроэнергии -  $\mathcal{E}$  всегда является приближенным, т.к. в данном случае требуется специальная методика учета времени -  $T$  и интервалов дискретности –  $\Delta t$ . Учет данного обстоятельства можно представить следующим образом:

$$\sum_t P \Delta t = \mathcal{E}_T$$

Для электрической сети состояние ее режимов зависит от многих параметров: реактивной мощности, напряжения, схемы сети, энергетических балансов энергосистемы, хозяйственных и коммерческих правил действия предприятий и т.д. Эти факторы независимы и между ними нет явных связей, причем многие имеют случайные характер изменения, который приводит к возрастанию неопределенности свойств системы при их обобщении во времени. Так, при обобщении этих факторов во времени энергосистема приобретает новые свойства принципиального содержания, что приводит к рассмотрению энергосистемы не как электрической системы, функционирующей на основе фундаментальных законов электротехники (законов Ома и Кирхгофа), а как некоторой структуры, включающей организационные и экономические факторы.

В общеизвестных алгоритмах расчета нормальных режимов энергосистемы, главная роль отводится энергетическим балансам и показателям генерации на электростанциях, их мощности и выработки электроэнергии:

$$\sum \mathcal{E}_{Гj}$$

Потерям электроэнергии в данном случае уделяется значительно меньше внимания, т.к. они сравнительно малы:

$$\sum \Delta \mathcal{E}_{ji}$$

Однако если применять принципы построения электрической сети с обобщенными параметрами ее факторов, то время приобретает главную роль.

Стоит отметить, что по потерям электроэнергии можно определять параметры схемы замещения электрической сети [108, 109]. Так, технологические потери электроэнергии, если рассматривать процесс от ресурсов и заканчивать потреблением, складывается из потерь при преобразовании ресурсов в электроэнергию, потерь технологического процесса на электростанции, потерь в электрических сетях при транспорте электроэнергии к потребителям и потерь в электроприемниках потребителей. Математически данная структура записывается следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{рес} + \Delta \mathcal{E}_{ст} + \Delta \mathcal{E}_{сети} + \Delta \mathcal{E}_{нагр}$$

где индексы:

*рес* – потери при преобразовании ресурсов в электроэнергию;

*ст* – потери технологического процесса на электростанции;

*сети* – потери в электрических сетях при транспорте электроэнергии к потребителям;

*нагр* - потери в электроприемниках потребителей.

Учитывать отдельно каждую составляющую трудно, поэтому всегда имеется задача общих потерь их статистического анализа и прогнозирования.

### *В. Основы разработки гипотетических сетей*

Гипотетическая электрическая сеть представляет собой мнимую сеть, основанную на определенном предположении и принципах обобщения параметров сети и позволяющая исследовать рассматриваемую задачу. В нашем случае используется методика эквивалентирования электрической сети и эквивалентные потребители по потерям электроэнергии за определенное время.

Одна из главных проблем, возникающая в данном случае – это информации о потерях. Во многих задачах мощность является основой решений по выбору конструкций технических элементов системы. Предложено много методов

прогноза потерь электроэнергии: по средней мощности, единицам нагрузки, по осредненным графикам нагрузки, по времени максимальных потерь электроэнергии и т.д. [110, 111]. Все без исключения перечисленные методы являются приближенными, и точных методов прогнозирования в них нет, также, как и нет метода перехода от прогноза мощностей к электроэнергии, т.к. электроэнергия является интегральным параметром:

$$\mathcal{E} = \int P \Delta t$$

Интервал дискретности протекающих процессов в реальном времени в данном случае определяется на электронном уровне.

#### **4.5.2 Расчет нормального режима на основе адресных принципов**

Применение имитационных методов и компьютеризации расчетного процесса позволяет реализовать вышеуказанные выкладки адресных принципов расчета нормального режима энергосистемы Памира. Собственно, поэтому для цели составления энергетического баланса исследуемой энергосистемы, а также для отображения адресных трасс перетоков, протекающих в ней – был выбран ПВК RastWin. Так, на основе исходных данных и схемы сети, смоделированной ранее в Eurostag, был произведен расчет нормального режима энергосистемы Памира с учетом адресных принципов. Результат расчета приведен на Рисунке 35.

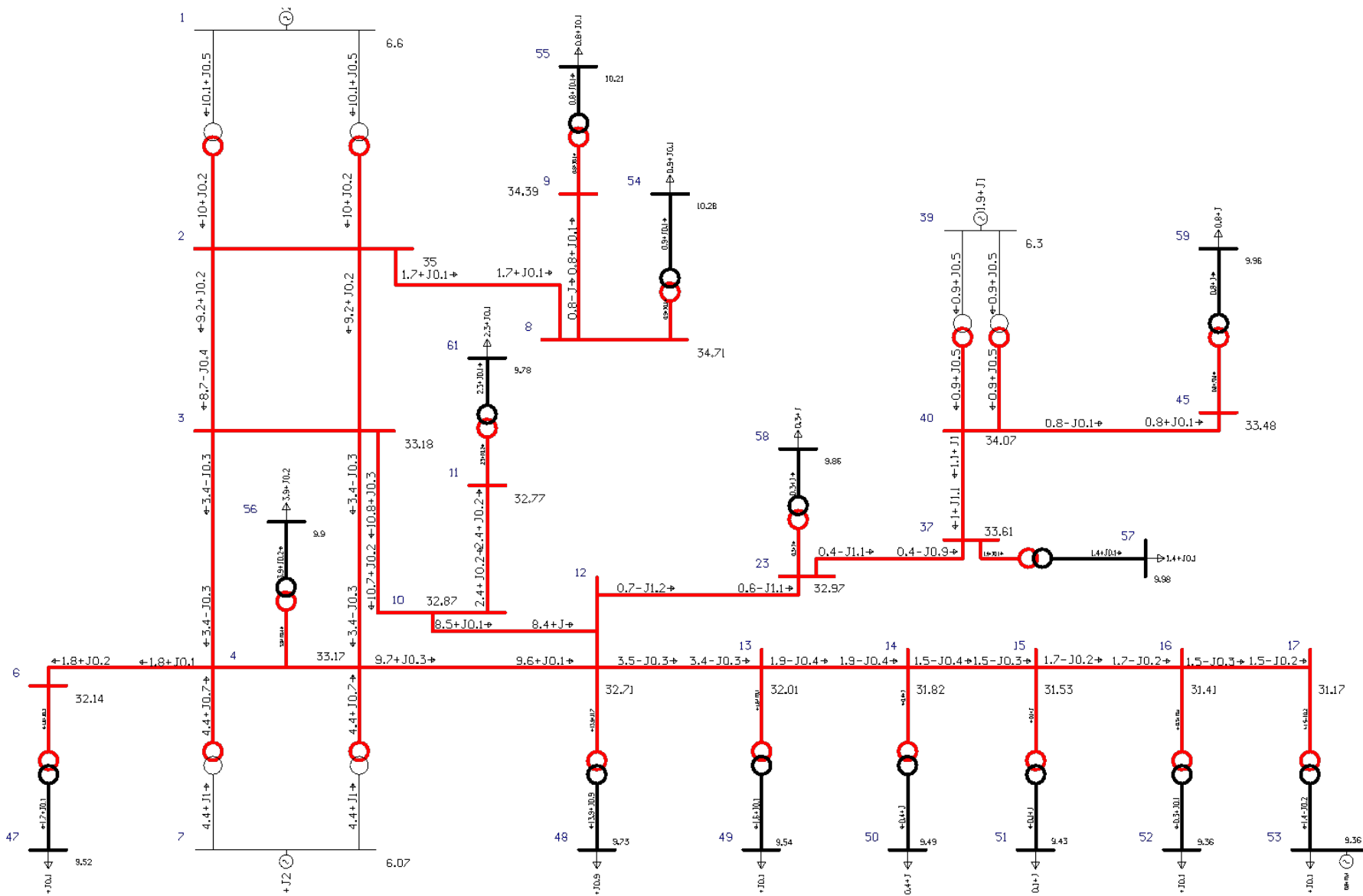


Рисунок 35 – Расчет нормального режима энергосистемы Памира на основе адресных принципов в ПВК RastWin

### 4.5.3 Определение адресности поставок и потерь в сети

Принимая во внимание тот факт, что решение проблемы адресности является однозначным в случаях задач потокораспределения, стоит заметить, что в задачах адресности потерь мощности на пути ее передачи от генераторного узла в нагрузочный узел или потерь мощности в ветви, связанных с перетоком ветви от конкретного генератора - однозначного решения нет.

Для распределения потерь используются такие методы, как метод пропорциональных долей, метод прироста потерь, метод пропорциональных частей, формула потерь и пропорциональные двухсторонние соглашения. Так, в методе прироста потерь решение зависит от выбора базисного узла, кроме того, сумма получающихся потерь обычно превышает истинные потери в сети. Остальные же методы требуют введения соглашений о распределении потерь в ветвях и дают не совпадающие результаты, из которых в последующем проблематично выбрать наилучший.

Рассмотрим принцип определения потерь мощности, возникающих на пути ее передачи (из генераторных узлов в нагрузочные узлы) при использовании метода адресности. Пусть определены  $n$  компонент перетока  $S_l$  ветви  $l$ , т.е.:

$$S_l = \sum_{i=1}^n S_{l_i}$$

где:  $S_{l_i}$  – доля  $i$  – того генератора в перетоке  $S_l$ .

Тогда потери активной мощности в  $l$  – й ветви, имеющей сопротивление  $l_i$ , могут быть записаны как:

$$\Delta P_l = S_l^2 \frac{r_l}{U_l^2}$$

где:  $U_l$  – среднее напряжение ветви  $l$ .

Таким образом, с учетом первого уравнения, получим:

$$\Delta P_l = \left( \sum_{i=1}^n S_{l_i} \right)^2 \frac{r_l}{U_l^2} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{l_i}^2}{U_l^2} r_l + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n S_{l_i} S_{l_j} \frac{r_l}{U_l^2} = \Delta P_{l1} + \Delta P_{l2}$$

где:  $\Delta P_{l1}$  – собственные потери от  $i$  – го генератора;  $\Delta P_{l2}$  – взаимные потери.

Проблема в данном случае состоит в разделении взаимных потерь для чего и предлагается множество методов, основанных на тех или иных соглашениях об их разделении.

Если же для определения потерь мощности в ветви  $l$  используется разность перетока начала и конца связи:

$$\Delta P_l = P_{l \text{ нач}} - P_{l \text{ кон}}$$

Тогда сумма потерь от  $n$  перетоков будет равна истинным потерям мощности в этой связи:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{li} = \sum_{i=1}^n P_{li \text{ нач}} - P_{li \text{ кон}} = \Delta P_l$$

При этом не требуется заключать никаких соглашений по распределению потерь мощности в ветвях электрической сети, достаточно только знать перетоки начала и конца ветвей, текущие от каждого генератора. В таком случае, проблема определения адресности потерь может быть решена матричным и графовым алгоритмами адресности.

### *Графовый и матричные алгоритмы*

В предыдущих разделах, где рассматривалось потокораспределение в сети без потерь, сумма мощностей генераций равнялась сумме мощностей нагрузок. В случае же учета потерь в сети, суммарная мощность генерации будет отличаться от суммарной мощности нагрузок на величину потерь.

Потери мощности на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные узлы, определяются как разность перетока, передаваемого из генераторного узла в нагрузочный и перетока, поступающего в нагрузочный узел. Потери, возникающие в связях при передаче мощности из 1 и 7 - генераторных узлов в 12 - нагрузочный узел приведены на Рисунке 36.



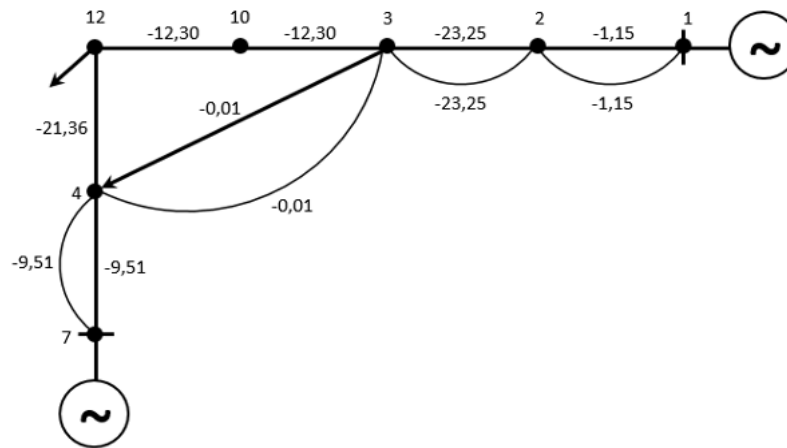


Рисунок 36 – Схема передачи мощности из генераторных узлов в нагрузочные на основе принципа адресности

Программа расчетов ищет пути не от генераторного узла в нагрузочный, а из нагрузочного в генераторный. Собственно, поэтому потери записаны со знаком «минус».

Следует отметить, что проблеме определения адресности потерь мощности (электроэнергии) в последнее время посвящено огромное количество публикаций. Это связано с переходом энергетики к рыночным механизмам, и необходимостью в этой связи определить не только стоимость полученной потребителем электроэнергии от данной станции, но и стоимость потерь энергии, возникающих при передаче мощности от станции к потребителю, т.е. потребитель должен заплатить станции за всю передаваемую ей энергию. Более справедливой является ситуация, когда за потери при передаче электроэнергии как потребители, так и производители - платят поровну.

Как упоминалось ранее, при учете потерь в сети - суммарная мощность генераций отличается от суммарной мощности нагрузок на величину потерь. Так, на Рисунке 37 (для той же топологии и тех же значений нагрузок, что и в схеме, представленной на Рисунке 36), приведены перетоки мощностей начала и концов ветвей, отличающиеся на величину потерь мощности, которые для простоты представления всех ветвей приняты равными 1. Мощности генераций в данном случае пересчитаны с учетом потерь.

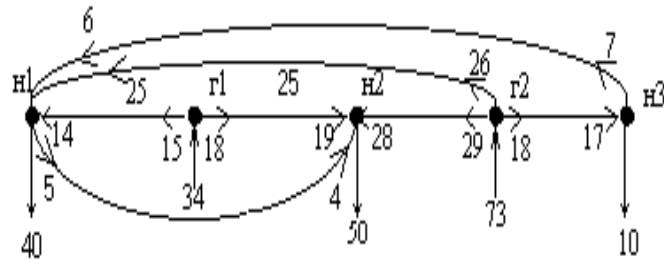


Рисунок 37 – Распределение мощности в сети с потерями

Относительные значения перетоков начала и концов ветвей (последние записаны в скобках) тогда будут равны:

$$\bar{P}_{ij} = \begin{matrix} z1-n1 \\ z1-n2 \\ z2-n2 \\ z2-n3 \\ n3-n1 \\ z2-n1 \\ n1-n2 \end{matrix} \begin{pmatrix} 15/34(14/34) \\ 19/34(18/34) \\ 29/73(28/73) \\ 18/73(17/73) \\ 7/17(6/17) \\ 26/73(25/73) \\ 5/45(4/45) \end{pmatrix}$$

Доля генерации (передаваемая и поступающая в нагрузочные узлы), определенная по относительным перетокам в начале ветвей и относительным перетокам в конце ветвей, схематично представлена на Рисунке 38:

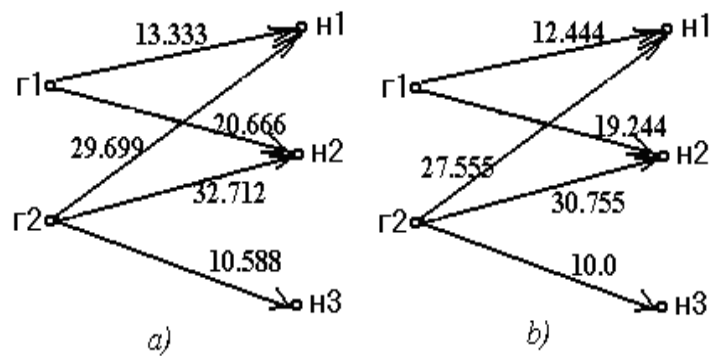


Рисунок 38 – Доля мощности: а) , передаваемой от генераторов в нагрузку  
б) поступающей от генераторов в нагрузку

Из Рисунка 38 а) нетрудно проверить, что суммарная генерация Г1 будет равна:

$$13,333 + 20,666 = 33,999 = 34$$

Генерация Г2 в этом же случае будет равна:

$$29,699 + 32,712 + 10,588 = 72,999 = 73$$

Далее, из Рисунка 55 б) определяем суммарные нагрузки:

$$H1 - 12,444 + 27,555 = 39,999 = 40$$

$$H2 - 19,244 + 30,755 = 49,999 = 50$$

$$H3 - 10$$

Сумма генераций равна - 107, сумма нагрузок равна - 100, потери равны - 7, т.е. в семи ветвях, потери в каждой ветви равны - 1.

Определим потери мощности на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные узлы, как разность перетока, передаваемого из генераторного узла в нагрузочный и перетока, поступающего в нагрузочный узел:

$$\Delta P = \begin{matrix} z1-n1 \\ z1-n2 \\ z2-n1 \\ z2-n2 \\ z2-n3 \end{matrix} \begin{pmatrix} 13.333 - 12.444 \\ 20.666 - 19.244 \\ 29.699 - 27.555 \\ 32.712 - 30.755 \\ 10.588 - 10 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.889 \\ 1.422 \\ 2.144 \\ 1.957 \\ 0.588 \end{pmatrix}$$

Очевидно, что сумма потерь, полученная путем сложения всех величин последнего столба, равна 7. Схематически потери мощности на пути передачи из генераторных узлов в нагрузочные, приведены на Рисунке 39:

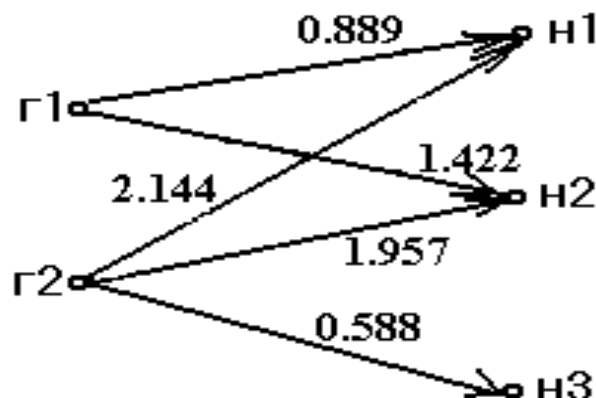


Рисунок 39 – Потери мощности на пути ее передачи из генераторных узлов в нагрузочные

В силу того, что адресная задача математически сформулирована и методы

определения адресности поставок и потерь в сети определены, произведем вышеуказанный расчет для исследуемого объекта. Участок электрической сети энергосистемы Памира приведен на Рисунке 40.

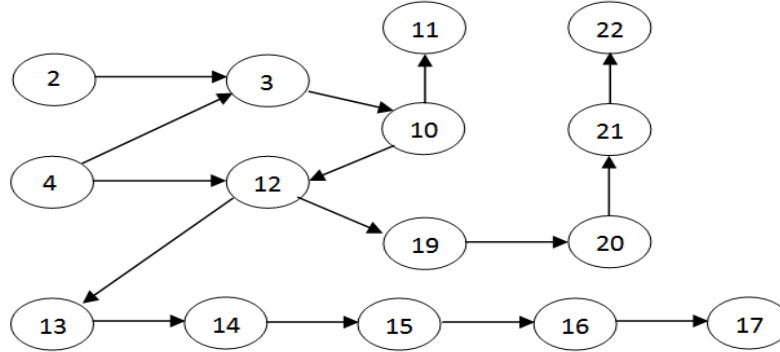


Рисунок 40 – Схема участка энергосистемы Памира

Аналогичным образом проведем расчет адресных поставок и потерь в энергосистеме Памира и сведем результаты расчетов в Таблицы 17-18.

Таблица 17 – Потери в ветвях при передаче мощности в нагрузочные узлы

Ветвь		Коэффициент	Переток мощности начала ветви, кВт	Коэффициент	Переток мощности конца ветви, кВт	Коэффициент	Потери в ветви, кВт
i	j	$A_{i-j}$	$P_{i-j}$	$A_{j-i}$	$P_{i-j}$	$dA_{i-j}$	$dP_{ij}$
1	2	1,000	7967,900	0,999	7959,900	0,001	7,950
2	3	0,769	6130,800	0,754	6007,200	0,016	123,600

Таблица 18 – Определение потерь на пути передачи мощности от генераторного узла в нагрузочный узел

Узел	Коэффициент	Величина, переданная в нагрузочный узел, кВт	Коэффициент	Величина, полученная узлом, кВт	Коэффициент	Потери на пути передачи, кВт
i	$A_{i-j}$	$P_{i-j}$	$A_{j-i}$	$P_{i-j}$	$dA_{i-j}$	$dP_{ij}$
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,13	1009,80	0,12	988,48	0,00	21,35

Конечные результаты определения потерь мощности по пути передачи от генераторных узлов в нагрузочные узлы для рассматриваемого участка, приведены в Таблице 19.

Таблица 19 – Результаты потерь мощности по пути передачи от генераторных в нагрузочные узлы

Генераторный узел 1					Генераторный узел 2				
Ветвь		Передано в узел	Получено узлом	Потери	Ветвь		Передано в узел	Получено узлом	Потери
		кВт	кВт	кВт			кВт	кВт	кВт
2	3	1009,80	988,48	21,35	4	3	89,137	88,523	0,615
3	10	0,03	0,03	0,00	3	10	0,002	0,002	0,000
10	11	943,45	917,77	25,68	10	11	83,279	82,191	1,088
10	12	2309,90	2243,60	66,32	10	12	2998,40	2956,300	42,057
					4	12			
12	13	503,05	474,61	28,44	12	13	652,990	625,380	27,603
13	14	185,20	172,59	12,62	13	14	240,410	227,410	12,993
14	15	47,24	43,15	4,09	14	15	61,316	56,856	4,460
15	16	142,60	129,44	13,16	15	16	185,100	170,560	14,548
16	17	867,05	776,63	90,42	16	17	1125,50	1023,40	102,13
12	19	0,02	0,02	0,00	12	19	0,028	0,027	0,001
19	20	44,77	43,15	1,62	19	20	58,114	56,854	1,259
20	21	44,96	43,17	1,79	20	21	58,366	56,890	1,476
21	22	38,86	36,92	1,94	21	22	50,438	48,651	1,787

Результаты расчетов нормального режима работы энергосистемы Памира в программном комплексе RastrWin с учетом адресности поставок и потерь в сети, показали, что при оптимальном распределении нагрузки между станциями, потери мощности и падение напряжения в некоторых участках сети превышают допустимые пределы. Из Таблицы 16 видно, что при загрузке ГЭС «Памир-1» (генераторный узел 1) по критерию минимизации расхода воды, потери в ветвях и доля нагрузочных потерь, особенно в узлах 15-17 возрастает, что связано с недостаточной загрузкой ГЭС «Хорог» (генераторный узел 2).

При анализе режима работы энергосистемы Памира также выявлено, что поставленные задачи оптимизации по минимизации расходов воды в каскаде

требуют загрузки одной станции, а для минимизации потерь электроэнергии и поддержания напряжения в допустимых пределах в системе - требует загрузки станции с наибольшим расходом воды.

### **Выводы**

Модель режима работы ГЭС в составе энергосистемы Памира, которой уделялось внимание в данной главе диссертационного исследования, была разработана посредством макромодели регуляторов скорости для ГЭС «Памир-1» и ГЭС «Хорог», воздействующих на ограничение по максимальной мощности. Полученные в результате моделирования данные, позволили сделать вывод о корректности составления макромодели и дали право полагать о том, что при наличии данных о реальном расходе реки в течение суток в какой-либо энергосистеме с ГЭС, можно получать значения мощности, которые может выдавать ГЭС в любой заданный момент времени.

Также в главе был произведен расчет установившегося режима электрической сети, задача которого заключалась в определении параметров режима (напряжений в узлах, потоков мощности в ветвях, потерь активной и реактивной мощностей). Рассмотрен зимний период времени – режим максимальных нагрузок по причине того, что в режиме минимальных нагрузок не возникает проблем с генерацией электрической энергии на ГЭС, т.к. в данный период в технологическом процессе достаточно гидроресурсов.

После анализа результатов расчета нормального режима, также было выявлено, что загруженность элементов сети (трансформаторы, линии электропередачи) не превышают допустимых значений. Так, максимальное значение загрузки трансформаторов составило - 81%, а линий электропередачи – 49%.

Также стоит отметить, что в результате расчетов было установлено, что за рассмотренный период по гидрологическим условиям и электрическим нагрузкам - мощность ГЭС не ограничивается по гидрологическому принципу, а ее максимум обусловлен лишь электрическим режимом.

В данной главе также было уделено внимание новым принципам моделирования процессов в энергосистеме. В качестве рассматриваемого был выбран принцип адресных расчетов, который учитывает взаимоотношения субъектов электроэнергетического рынка при учете совокупности критериев технической, производственно – хозяйственной и коммерческой деятельности предприятий. Новый принцип создания расчетной схемы и схемы замещения электрических сетей по потерям электроэнергии, как единственного показателя, позволяет отражать все виды деятельности предприятий энергетики во времени.

Стоит отметить, что одной из основных причин недостаточного внимания к совершенствованию методов расчета режимов с учетом тех положений, которые сейчас имеются, является регламент приоритетов по использованию электростанций на оптовом рынке электроэнергии.

Большая часть систем электроэнергетики (примерно 80%) – дефицитная и это определяет их обязательные связи с оптовым электроэнергетическим рынком. При этом бесспорными преимуществами пользуются ГЭС, которые по своим ценам всегда получают сверхприбыли и рассматривать такой критерий, как удельный расход используемых ресурсов на цену было бы целесообразнее.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные в диссертационной работе исследования и полученные результаты, и выводы позволяют следующее заключение:

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

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

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

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

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



6. Доказана эффективность применения принципа адресности основанного на адресном отнесении стоимости потерь активной мощности в электрических сетях. Идея базируется на минимизации расхода топлива на станциях и минимизации потерь мощности и поддержания уровня напряжений в сети.

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

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

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

АЭС	– атомная электростанция.
ВХК	– водохозяйственный комплекс.
ГЭС	– гидроэлектростанция.
ДЭС	– дизельная электростанция.
КПД	– коэффициент полезного действия.
ПВК	– программно-вычислительный комплекс.
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс.
ТЭС	– тепловая электростанция.
ЭЭС	– электроэнергетическая система.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Пантелеев, В. И. Многоцелевая оптимизация и автоматизированное проектирование управления качеством электроснабжения в электроэнергетических системах : монография / В. И. Пантелеев, Л. Ф. Поддубных. – Красноярск : Изд-во Сиб. федер. ун-та, 2009. – 194 с.
2. Секретарев, Ю. А. Ситуационное оперативное управление электрическими станциями в нормальных режимах : дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.02 : утв. 14.07.2000 / Секретарев Юрий Анатольевич. – Новосибирск, 1999. – 280 с.
3. Борщ П. С. Методика планирования выработки электроэнергии каскада ГЭС с учетом стокообразующих и атмосферных факторов : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.08 / Борщ Павел Сергеевич. – Москва, 2014. – 147 с.
4. Манусов, В. З. Нелинейные стохастические модели для анализа и планирования режимов электрических систем : дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.02 / Манусов Вадим Зиновьевич. – Новосибирск, 1985. – 408 с.
5. Филиппова, Т.А. Современные концепции оптимизации режимов электроэнергетических систем / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Энергетика России в 21 веке: стратегия развития - восточный вектор : материалы всерос. конф., 30 авг.– 3 сент. 2010 – Иркутск, 2010. – С. 1–4.
6. Крючковский, В. В. Ситуационный подход к теории организации и управления промышленными объектами в условиях неопределенности / В. В. Крючковский, И. Ф. Погребняк, А. В. Шарко // Экономические инновации. –2011. – Вып. 45. – С. 132–137.
7. Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 (ред. от 02.03.2017). – Режим доступа : <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102090365&rdk=&backlink=1>. – Загл. с экрана.
8. Околович, М. Н. Проектирование электрических станций : учеб. для вузов / М. Н. Околович. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 400 с.

9. Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Ленинград : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 312 с.
10. Электрическая часть электростанций : учеб. для вузов / С. В. Усов, Б. Н. Михалев, А. К. Черновец [и др. ]; под ред. С. В. Усова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. – 616 с.
11. Литвинцев А. И. Управление режимами сложных электроэнергетических систем на основе интервального моделирования : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.13.01 / Литвинцев Александр Игоревич. – Иркутск, 2015. – 34 с.
12. European Technology Platform Smart Grids. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future / Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems. – European Communities, 2006. – Режим доступа : [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf). – Загл. с экрана.
13. Зайцев, А. И. Многофункциональные силовые статические устройства для управления режимами электроэнергетических систем / А. И. Зайцев, В. Н. Крысанов // Энерго- и ресурсосбережение XXI век : сб. материалов X Междунар. науч.-практ. интернет-конф. – Воронеж, 2012. – С.70–72.
14. Зайцев, А. И. Применение компенсационных преобразователей в целях энергосбережения / А. И. Зайцев, А. С. Плехов. // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2010. – №4(20). – С. 38–44
15. Бригадин, С. И. Сравнительный анализ применения конденсаторных установок и компенсационных преобразователей при компенсации реактивной мощности [Электронный ресурс] / С. И. Бригадин, А. И. Зайцев // Электротехника : сетевой электронный науч. журн. – Воронеж : Изд-во ВГТУ, 2014. – Т. 1, № 2, – Режим доступа : <http://masters.donntu.org/2017/etf/babchenko/library/7.pdf>. – Загл. с экрана.
16. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами / Н. А. Манов [и др.] ; Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН. – Екатеринбург : [б. и.], 2002. – 202 с.
17. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы /

- А. З. Гамм [и др.] // Электричество. – 2009. – № 6. – С. 2–9.
18. Глазунова, А. М. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы / А. М. Глазунова, Е. С. Аксаева // Электричество. – 2013. – № 12. – С. 21–29.
19. Аксаева, Е. С. Экспресс-оценка загруженности линий электропередачи в режиме реального времени / Е. С. Аксаева, А. М. Глазунова // Вестн. ИрГТУ. – 2012. – № 8. – С. 136–143.
20. Воропай, Н. И. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях / Н. И. Воропай, В. В. Труфанов // Электричество. – 2000. – № 10. – С. 6–12.
21. Дьяков, А. Ф. Основы вероятностной теории, статистического анализа и интервального прогнозирования режимов потребления электроэнергии в электрических системах / А. Ф. Дьяков, Б. Д. Сюткин, В. Ф. Тимченко // Изв. АН. Сер. Энергетика. – 1992. – № 5. – С. 45–73.
22. Зуева, В. Н. Анализ методов прогнозирования графиков нагрузки электрооборудования / В. Н. Зуева, Ю. Ю. Никитина // Сборник докладов победителей и лауреатов XXII студенческой научной конференции АМТИ. – Армавир, 2016. – С. 119–122.
23. История энергетической техники / Л. Д. Белькинд [и др.] – 2-е изд., перераб. – Москва : Гос. энергет. изд-во, 1960. – 665 с.
24. Гидроэнергетика : учеб. для вузов / В. И. Обрезков, Н. К. Малинин, Л. А. Кароль [и др.] ; под ред. В. И. Обрезкова. – Москва : Энергоиздат, 1981. – 608 с.
25. Гидроэнергетика : учеб. для вузов / Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина, М. Ш. Мисриханов, Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 640 с.
26. Укрепление сотрудничества стран Средней Азии в использовании передовых технологий в энергоэффективности и возобновляемых источниках энергии [Электронный ресурс] : Проект Европейской Экономической Комиссии ООН / эксперт : В. В. Кузьмич. – Режим доступа: [https://www.unecsc.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Stre\\_Cooperation.pdf](https://www.unecsc.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Stre_Cooperation.pdf). – Загл. с экрана.

27. Оценка ситуации, связанной с нехваткой энергии для населения в Таджикистане : отчёт исследования в области энергетики 88837/ The World Bank (Всемирный Банк), 2014. – 104 с.
28. Третье национальное сообщение Республики Таджикистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата / под ред. : А Каюмова, В. Новикова. – Душанбе, 2014. – 167 с.
29. Central Asia Regional Economic Cooperation: Power Sector Regional Master Plan: Final Report / Fichtner GmbH & Co. KG. – Stuttgart, Germany, 2012. – Project № 43549/ Vol. 1. – 536 p.
30. СТО 17330282.27.140.011–2008. Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования. – Изд. офиц. – Введ. 30.07.2008. – Москва : Изд-во ОАО РАО "ЕАС России", 2008. – 84 с.
31. ГОСТ Р 55260.4.1-2013. Гидроэлектростанции. Часть 4 - 1. Технологическая часть гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. Общие и технические требования. – Введ. 2015-07-01. – Москва : Изд-во стандартов, 2013. – 94 с.
32. СТО 70238424.27.140.015-2010. Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Утв. : НП ИНВЭЛ 16.09.2010; введ. 30.09.2010 – Москва, 2010. – 64 с.
33. Филиппова, Т. А. Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем : монография / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина, Ю. В. Дронова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 368 с.
34. Карпов, Ю. Имитационное моделирование систем. Введение в моделирование с AnyLogic 5 / Ю. Карпов. – Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2005. – 400 с.
35. Советов, Б. Я. Моделирование систем : учеб. для вузов / Б. Я. Советов, С. А. Яковлев. – 3-е изд., пере раб. и доп. — Москва : Высш. шк., 2001. – 343 с.
36. Духанов, А. В. Имитационное моделирование сложных систем: курс лекций / А. В. Духанов, О. Н. Медведева ; Владимир. гос. ун-т. – Владимир : Изд-во Владимир. гос. ун-та, 2010. – 115 с

37. Крумм, Л. А. Методы оптимизации и управления электроэнергетическими системами / Л. А. Крумм. – Новосибирск : Наука, 1980. – 317 с.
38. Цветков, Е. В. Оптимальные режимы электростанций в энергетических системах / Е. В. Цветков, Т. М. Алабышева, Л. Г. Парфенов – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.
39. Горштейн, В. М. Наивыгоднейшее режимы работы гидростанций в энергосистемах / В. М. Горштейн, – Москва : Горэнергоиздат, 1959. – 248 с.
40. Оптимизация режимов энергетических систем / В. М. Синьков [и др.]. – Киев : Изд. объединение «Вища школа», 1976. – 308 с. .
41. Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учеб. для вузов / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – Москва : Энергоиздат, 1981. – 464 с.
42. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн [и др.] ; под ред. В. М. Горнштейна. – Москва : Энергия, 1981. – 336 с.
43. Арзамасцев, Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем : учеб. пособие для студ. вузов / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян ; под ред. Д. А. Арзамасцева. – Москва : Высш. шк. 1983. – 208 с.
44. Филиппова, Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник / Т. А. Филиппова, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2007. – 356 с.
45. Jizhong Zhu. Optimization of Power System Operation / Jizhong Zhu. – New Jersey : Published by John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2009. – 623 p.
46. Allen J. W. Power Generation Operation and Control / J. W. Allen, F. W. Bruce, V. Sh. Gerald. – Third ed. – New York : John Wiley & Sons, 2013. – 658 p.
47. Веников, В. А. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики (оптимизация развития и функционирования) / В. А. Веников, В. И. Идельчик. – Москва : Изд-во ВИНТИ, 1974. – 237 с.
48. Шифринсон, Б. Л. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электрическими станциями / Б. Л. Шифринсон // Электрические станции. – 1930. – № 5. – С. 293–302.

49. Горнштейн, В. М. Методика наивыгоднейшего распределения нагрузки между параллельно работающими электростанциями / В. М. Горнштейн // Электрические станции. – 1937. – № 12. – С. 7–18.
50. Иванов, Е. А. К вопросу о наивыгоднейшем распределении нагрузок между параллельно работающими агрегатами / Е. А. Иванов // Электричество. – 1930. – № 13. – С. 8–11.
51. Синьков, В. М. Об экономических основах распределения нагрузок между электростанциями / В. М. Синьков // Электричество. – 1947. – №12. – С. 8–11.
52. Белинский, С. Я. Оптимизация режимов работы ТЭЦ в энергосистемах / С. Я. Белинский // Теплоэнергетика. – 1967. – №3. – С. 31–35.
53. Горнштейн, В. М. К вопросу о выборе наивыгоднейшего сочетания работающих агрегатов (распределения резерва) в системе / В. М. Горнштейн // Тр. ВНИИЭ. – Москва ; Ленинград : Энергоиздат, 1961. – Вып.13, – С.104–124.
54. Гераскин, О. Т. Оптимизация режимов энергетических систем методом сопряженных приведенных градиентов / О. Т. Гераскин, Т. Г. Семенова // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1980. – №2. – С. 3–8.
55. Горнштейн, В. М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В. М. Горнштейн. – Москва : Госэнергоиздат, 1949. – 198 с.
56. Смирнов, К. А. Применение метода относительных приростов при расчете оптимального распределения мощностей в энергосистемах с учетом ограничений режима / К. А. Смирнов // Электричество. – 1964. – №7. – С. 18–23.
57. Златопольский, А. Н. Расчеты наивыгоднейших режимов работы энергосистемы / А. Н. Златопольский, М. П. Ратнер // БТИ, ОРГРЭС. – 1961. – Вып. 4. – С. 14–20.
58. Златопольский, А. Н. О наивыгоднейшем распределении тепловой нагрузки ТЭЦ между отдельными турбогенераторами / А. Н. Златопольский // Электрические станции. – 1961. – №11. – С. 12–16.
59. «Памир Энерджи» приступила к поставкам электроэнергии в Афганистан по новой линии [Электронный ресурс] // Центр Льва Гумилева. – Режим доступа : <http://www.gumilev-center.tj/pamir-enerdzhi-pristupila-k-postavkam-elektroenergii-v->



afghanistan-po-novoy-linii/. – Загл. с экрана.

60. Гидроэнергетика : учеб. пособие / Т. А. Филиппова, М. Ш. Мисриханов, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина. – 2-е изд., перераб. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 620 с.

61. Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова, Е. А. Совбан, Д. Х. Худжасаидов // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2017. – Т. 10, № 3. – С. 426–434.

62. Худжасаидов, Д. Х. Повышение эффективности использования ГЭС в балансах электроэнергетических систем [Электронный ресурс] / Д. Х. Худжасаидов, Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 2. – С. 40–45.

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

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

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

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

67. Chao Ma. Short-term hydropower dispatching optimization of cascaded hydropower

stations based on two-stage optimization / Chao Ma // 2nd International Conference on Industrial and Information Systems. IEEE Press – 2010. – Vol. 1. – P. 230–233.

68. Легалов, Д. И. Методика планирования долгосрочных оптимальных режимов электроэнергетических систем с ГЭС, основанный на методе динамического программирования : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / Дмитрий Иванович Легалов. – Иркутск, 2005. – 139 с.

69. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений / Т. М. Алябышева, Ю. И. Моржин, Т. Н. Протопопова, Е. В. Цветков // Электрические станции. – 2005. – №1. – С.44–48.

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

71. Русина, А. Г. Принципы создания автоматизированной системы прогнозов при планировании и анализе режимов энергосистем / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : тр. 19 всерос. науч.-техн. конференции, Томск, 4–6 дек. 2013 г. – Томск : Скан, 2013. – Т. 1. – С. 154–157.

72. Гидроэнергетика : учеб. пособие / М. Ш. Мисриханов, А. Г. Русина, Ю. М. Сидоркин, Т. А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. – 620 с. – (Серия «Учебники НГТУ»)

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

74. 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.

75. Асарин, А. Е. Водноэнергетические расчеты / А. Е. Асарин, К. Н. Бестужева. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.

76. Филиппова, Т. А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учеб. / Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2005. – 300 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
77. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : учеб. пособие / А. В. Лыкин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 228 с.
78. 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 : сб. докл. Открытого российского статист. конгр., (Новосибирск, 20–22 окт. 2015 г.). – Новосибирск : Изд-во Новосиб. гос. ун-т экономики и управления, 2015. – С. 44.
79. Худжасаидов, Д. Х. Разработка модели электропотребления на примере энергосистемы Памира / Д. Х. Худжасаидов, М. В. Агафонова, П. В. Матренин ; науч. рук. А. Ю. Арестова // Дни науки НГТУ–2017 : материалы науч. студен. конф. : (итоги науч. работы студентов за 2016–2017 гг.). – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – С. 3–4.
80. Преобразование Фурье [Электронный ресурс] // Моделирование в электроэнергетике. – Режим доступа : <http://simenergy.ru/math-analysis/digital-processing/82-fourier-transform>. – Загл. с экрана.
81. Карпенко, А. П. Популяционные алгоритмы глобальной оптимизации. Обзор новых и малоизвестных алгоритмов / А. П. Карпенко // Прил. к журналу «Информационные технологии». – 2012. – №7. – С. 1–32.
82. The Bees Algorithm – A Novel Tool for Complex Optimisation Problems [Электронный ресурс] / D. T. Pham [et al.] // Technical Note. Manufacturing Engineering Centre. – Cardiff University.UK, 2005. – Режим доступа : <https://svn-d1.mpi-inf.mpg.de/AG1/MultiCoreLab/papers/Pham06%20%20The%20Bee%20Algorithm.pdf>. – Загл. с экрана.

83. Karaboga, D. An idea based on honey bee swarm for numerical optimization [Электронный ресурс] / D. Karaboga // Technical report TR06. – Erciyes University, Engineering Faculty, Computer Engineering Department, 2005. – Режим доступа : [http://mf.erciyes.edu.tr/abc/pub/tr06\\_2005.pdf](http://mf.erciyes.edu.tr/abc/pub/tr06_2005.pdf). – Загл. с экрана.
84. Филиппова, Т. А. Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем : монография / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина, Ю. В. Дронова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. – 368 с.
85. 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. Открытого российского статист. конгр. – Новосибирск : Изд-во Новосиб. гос. ун-т экономики и управления, 2016. – С. 134–140.
86. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Дата введения 2014-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 16 с.
87. Худжасаидов, Д. Х. Особенности управления режимами энергосистемы Памира / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Г. Л. Русин // Электротехника. Электротехнология. Энергетика (ЭЭЭ-2015) = Electrical engineering. Electrotechnology. Energy (EEE-2015) : сб. науч. тр. 7 междунар. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 9–12 июня 2015 г. В 3 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 3; Секция : Энергетика. – С. 159–162.
88. Гидроэнергетика / А. Ю. Александровский [и др.] ; под ред. В. И. Обрезкова. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 608 с.
89. Litrico, X. Robust continuous-time and discrete-time flow control of a dam-river system / X. Litrico, D. Georges // Applied Mathematical Modelling. – 1999. – № 23. – P. 809–827.
90. Tuszynski, K. Hydro Plant – a Modelica Library for Dynamic Simulation of Hydro

Power Plants / K. Tuszynski, J. Tuszynski, K. Slattorp // The Modelica Association – Modelica 2006, September 4<sup>th</sup>–5<sup>th</sup>. – P. 251–257.

91. Naresh, R. Two-phase neural network based solution technique for short term hydrothermal scheduling / R. Naresh, J. Sharma // IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib. – 1999. – Vol. 146, №. 6. – P. 657–663.

92. Glattfelder, A. Hydropower reservoir level control: a case study / A. Glattfelder, L. Huser // Automatica – 1993. – Vol. 29. – P. 1203–1214.

93. Любчик, Л. М. Разработка математической модели управляемого каскада водохранилищ / Л. М. Любчик, О. В. Костюк, Д. Н. Нурмахматов // Вестн. НТУ «ХПИ». – 2007. – № 39. – С. 97–100.

94. Беляев, Л. С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности / Л. С. Беляев. – Новосибирск : Наука СО РАН, 1978. – 128 с.

95. Зоркальцев, В. И. Равновесные модели в экономике и энергетике / В. И. Зоркальцев, О. В. Хамисов. – Новосибирск : Наука, 2006. – 221 с.

96. Каскад (энергетика) [Электронный ресурс] // Википедия : свободная энциклопедия. – Сан-Франциско : Фонд Викимедиа, 2013. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/?oldid=58250613>. – Загл. с экрана.

97. Ле, Ч. Т. Управление каскадом гидроэлектростанций / Ч. Т. Ле // Изв. Южного федер. ун-та. Технические науки. – 2006. – Т. 70, №. 15. – С. 24–32.

98. Гидроэнергетика : учеб. пособие / Т. А. Филиппова, М. Ш. Мисриханов, Ю. М. Сидоркин, А. Г. Русина. – 3-е изд., перераб. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013. – 620 с. – (Учебники НГТУ).

99. Гидроэнергетика : учеб. для студентов высших учеб. заведений / В. И. Обрезков [и др.] ; под ред. В. И. Обрезкова. – Москва : Энергоиздат, 1981. – 608 с., ил.

100. Меркурьев, Г. В. Устойчивость энергосистем : 2 т. / Г. В. Меркурьев, Ю. М. Шаргин. – Санкт-Петербург : Изд-во НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. – Т. 2. – 376 с.

101. Филиппова, Т. А. Эксплуатационные режимы гидроэлектростанций / Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Наука, 1968. – 192 с.

102. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических

системах : учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1985. – 536 с., ил.

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

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

105. Худжасаидов, Д. Х. Повышение эффективности управления режимами электроэнергетической системы, состоящей из гидроэлектростанций = Increase in effective management of operating modes of a hydroelectric power station system / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // Науч. вест. Новосиб. гос. техн. ун-та. – 2017. – № 1 (66). – С. 179–192.

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

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

108. Использование адресности при вычислении узловых цен на электроэнергию / А. З. Гамм, И. И. Голуб, А. А. Гамм, А. В. Батюнин // Вестн. Урал. гос. техн. ун-та (УПИ). – 2004. – № 12. – С. 35

109. Golub, I. I. Probability constrained load flow on the basis of tracing method / I. I. Golub, O. N. Voitov, E. V. Boloev // *Acta Energetica*. – 2015. – № 2 (23). – С. 91–96.
110. Худжасаидов, Д. Х. Особенности управления режимами энергосистемы Памира / Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина, Г. Л. Русин // *Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 2 всерос. науч.-практ. конф. молод. ученых, специалистов, аспирантов и студентов*. – Саяногорск, 2015. – С. 102–105.
111. Разработка имитационной модели каскада ГЭС Энергосистемы Памира = The HPPs cascade simulation model development of the Pamir power system / С. В. Митрофанов, А. Ю. Арестова, Д. Х. Худжасаидов, А. Г. Русина // *Электроэнергетика глазами молодежи : материалы 8 междунар. науч.-техн. конф., Самара, 2–6 окт. 2017 г. В 3 т.* – Самара : Изд-во Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т 2. – С. 80-83.
112. Адресность потокораспределения для электроэнергетиков / А. З. Гамм, И. И. Голуб, А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – 284 с.
113. Программно-вычислительный комплекс «EUROSTAG» [Электронный ресурс] // Научно-технический центр Единой энергетической системы : офиц. сайт. – Режим доступа : [https://www.ntcees.ru/departments/nio\\_3/eurostag.php](https://www.ntcees.ru/departments/nio_3/eurostag.php). – Загл. с экрана.
114. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике : метод. указания для самостоятельной работы студентов / сост. : А. А. Казакул. – Благовещенск : Изд-во Амурский гос. ун-т, 2013. – 92 с.



**ПРИЛОЖЕНИЕ А.**  
**СВИДЕТЕЛЬСТВО О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ**  
**ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2018611073**

**Программа «БЛОК ОПТИМИЗАЦИЯ» для  
наивыгоднейшего распределения нагрузки между  
агрегатами станций**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Новосибирский государственный технический университет»  
(RU)*

Авторы: *Бобоев Шараф Асрорович (ТJ), Худжасаидов Джахонгир  
Худжасаидович (ТJ), Русина Анастасия Георгиевна (RU)*

Заявка № **2017662442**

Дата поступления **01 декабря 2017 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **23 января 2018 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*





**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**СВИДЕТЕЛЬСТВО О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ**  
**ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**СВИДЕТЕЛЬСТВО**

о государственной регистрации программы для ЭВМ

**№ 2018611639**

**«Программа «ПРОГНОЗИРОВАНИЕ» для построения  
моделей графиков электропотребления роевыми  
алгоритмами»**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Новосибирский государственный технический университет»  
(RU)*

Авторы: *Матренин Павел Викторович (RU), Худжасаидов  
Джахонгир Худжасаидович (TJ), Русина Анастасия Георгиевна  
(RU)*


Заявка № **2017663020**

Дата поступления **13 декабря 2017 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **02 февраля 2018 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

 **Г.П. Ивлиев**



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ОПИСАНИЕ ПВК EUROSTAG

Основным назначением программно-вычислительного комплекса Eurostag является расчет электромеханических переходных процессов любой длительности (от долей секунд до часов), протекающих в энергосистеме. Также с помощью данного ПВК представляется возможным решать следующие задачи [112]:

- расчет предельного времени отключения короткого замыкания;
- исследование процессов синхронизации энергосистем после крупных аварий;
- разработка систем противоаварийного управления, а также устройств релейной защиты и автоматики с последующим определением параметров их настройки;
- анализ возможных причин возникновения и последствий аварийных ситуаций в энергосистемах;
- анализ процессов, происходящих в энергосистемах при различных аварийных ситуациях (лавина напряжения, выпад из синхронизма крупных электростанций и т.д.);
- определение настроек для систем противоаварийного управления.

В основе данной вычислительной программы лежит математическая модель с переменным шагом интегрирования, который подбирается автоматически в процессе расчета в зависимости от сложности возмущения. [113].

Отметим характерные достоинства и недостатки, которыми обладаем данный расчетный комплекс. Так, среди достоинств можно отметить следующее:

- большой спектр решаемых задач;
- развитая математическая модель (продолжительные расчеты, переменный шаг интегрирования);
- поддержка большого количества типовых сетевых элементов и устройств автоматики;
- возможность создания моделей для нетиповых видов автоматики.

Как и все расчетные комплексы, используемые для расчета электрических

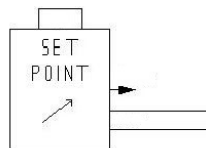
режимов энергосистемы, данный ПВК имеет несколько недостатков, основные из которых:

- отсутствие настроенных Таблиц для анализа;
- отсутствие инструментов поиска, сортировки, групповой коррекции данных;
- многочисленные ограничения на количество узлов, ветвей, генераторов, автоматик и связанных с ними параметров;
- завышенные требования к аппаратному обеспечению и как следствие – большое время расчета [113].

Особое внимание в части функциональных особенностей ПВК Eurostag, также стоит уделить его редактору макроблоков, который предназначен для создания пользовательских моделей устройств в графическом виде без применения методов программирования. Модель, созданная в данном редакторе, может считывать параметры оборудования расчетной схемы через зарезервированные переменные, которые являются входными величинами для стандартных моделей машин [114].

Перечислим элементарные блоки, которые используются для создания макромоделей регуляторов скорости гидротурбин в ПВК Eurostag для энергосистемы Памира. Также приведем их графическое представление, параметры и величины входной и выходной переменных:

### 1. Уставка

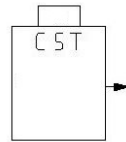


где: входная переменная –  $0$ ;

параметры -  $Y_0$ ;

выходная переменная -  $Y = Y_0$ .

## 2. Константа

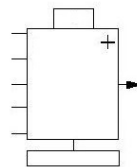


где: входная переменная – 0;

параметры - К;

выходная переменная -  $Y=K$ .

## 3. Сумматор

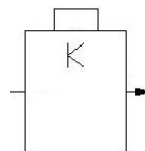


где: входная переменная –  $X_1...X_5$ ;

параметры -  $A_1...A_5, B$ ;

выходная переменная -  $Y=\sum A_i \cdot X_i + B$ .

## 4. Усилитель

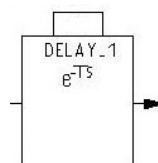


где: входная переменная – X;

параметры - К;

выходная переменная -  $Y=X \cdot K$ .

## 5. Непрерывная входная задержка

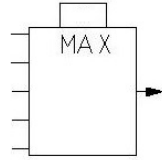


где: входная переменная – X;

параметры -  $T$ ;

выходная переменная –  $Y(t)=X \cdot (t-T)$ .

## 6. Селектор максимума

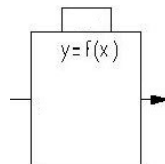


где: входная переменная –  $X_1 \dots X_5$ ;

параметры - 0;

выходная переменная –  $Y = \max(X_1 \dots X_n)$ .

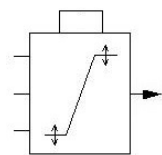
## 7. Функция



где: входная переменная –  $X$ ;

выходная переменная –  $Y=f(X)$ .

## 8. Ограничитель



где: входная переменная –  $Y, X_1, X_2$ ;

выходная переменная –  $Y=[X_1, X_2]$ .

Смоделированная блок-схема стандартной макромоделли регулятора скорости гидротурбин в ПВК Eurostag представлена в Приложении В. Стоит пояснить, что модель GOVHYDR обладает следующим наполнением:

- динамика турбины и напорного трубопровода представлена линейной функцией передачи опережения-запаздывания,
- модель потока воды функционирует в зависимости от положения

направляющего аппарата;

- регулятор скорости представлен пропорционально интегральным законом изменения;
- учтена величина статизма характеристики мощности турбины.

Не смотря на высокую проработку модели, на данный момент в ней не учтены процессы, связанные с аварийным изменением потока и напора воды.



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

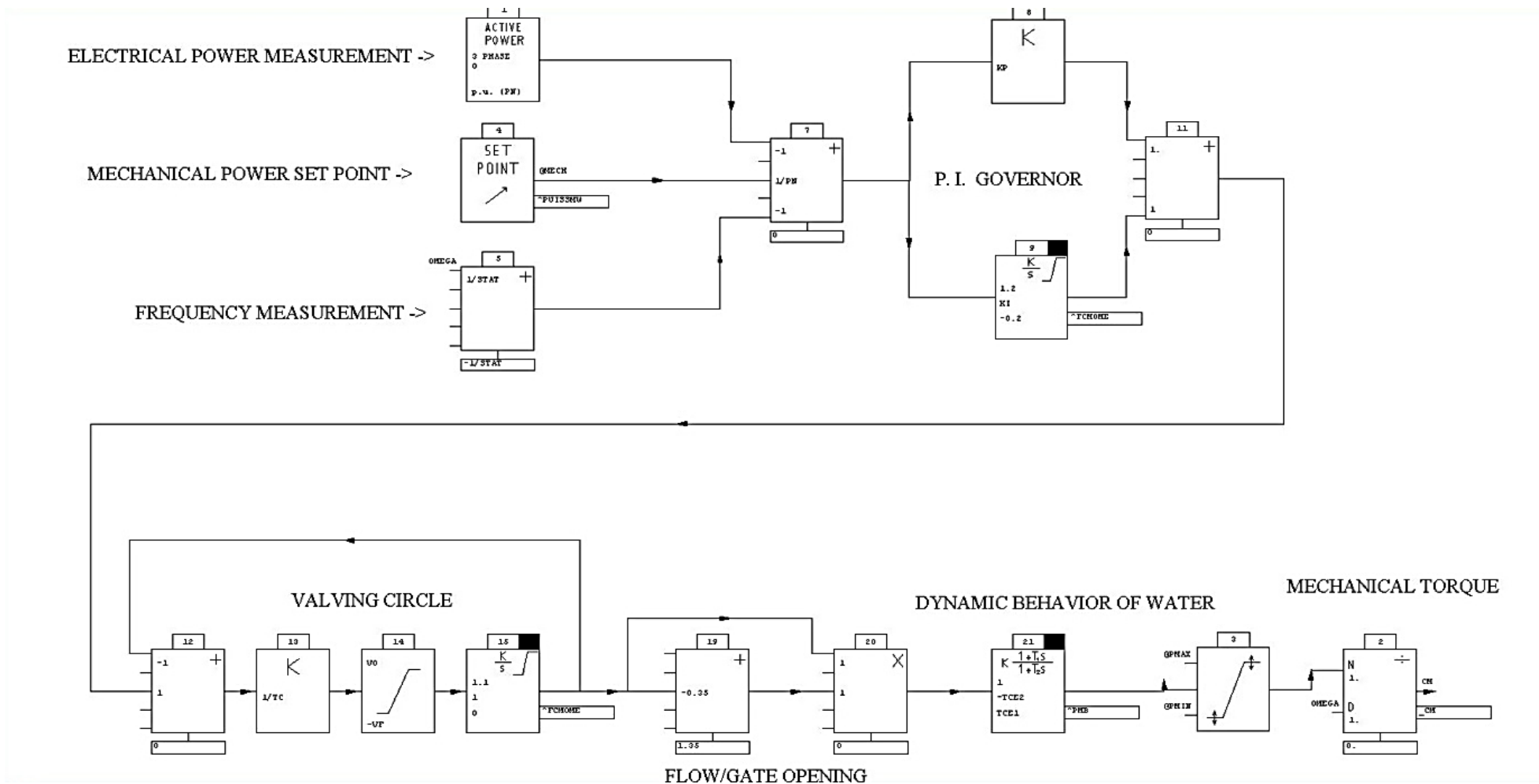


Рисунок Г.1 – Блок-схема модели турбины и регулятора скорости GOVHYDR

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расход вышестоящей станции

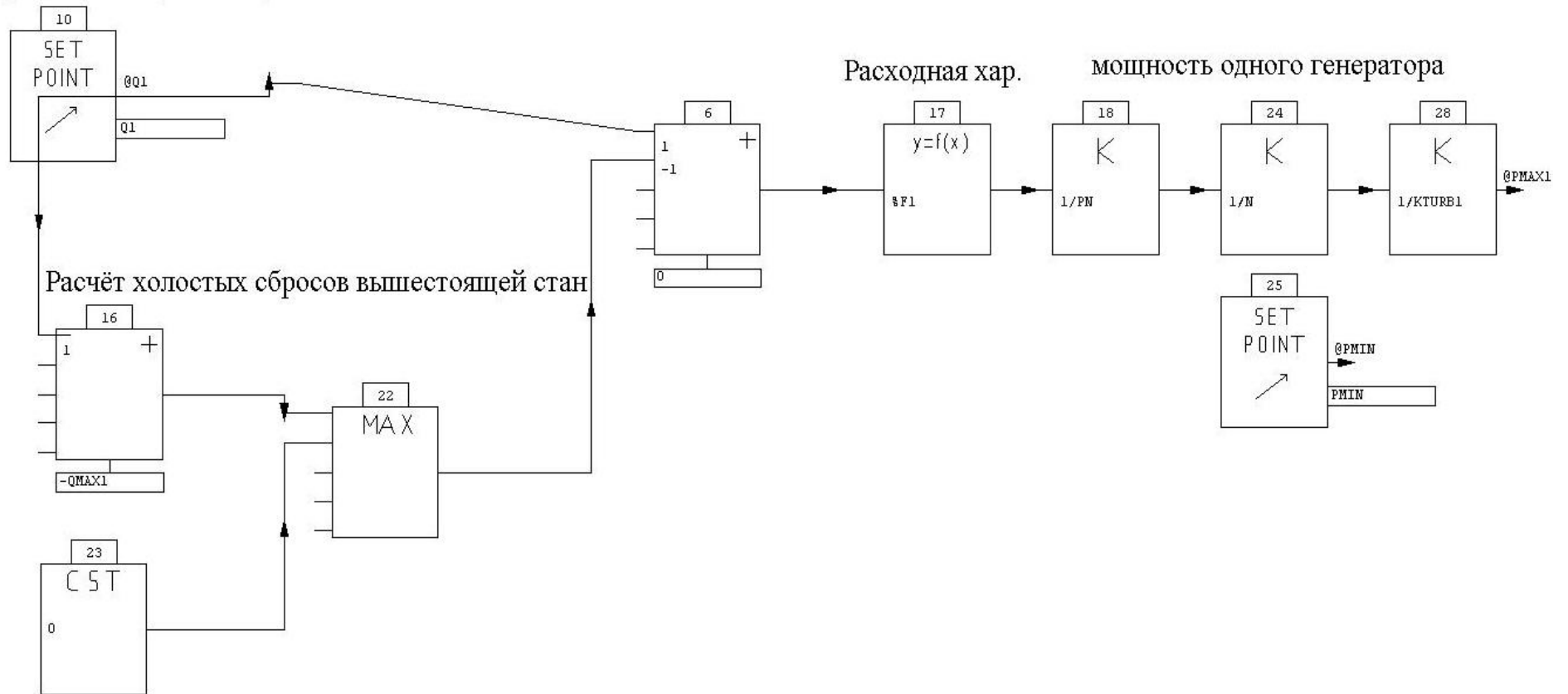


Рисунок Д.1 – Блок-схема модели ограничения по максимальной мощности гидротурбины в зависимости от расхода воды для ГЭС «ПАМИР-1»



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

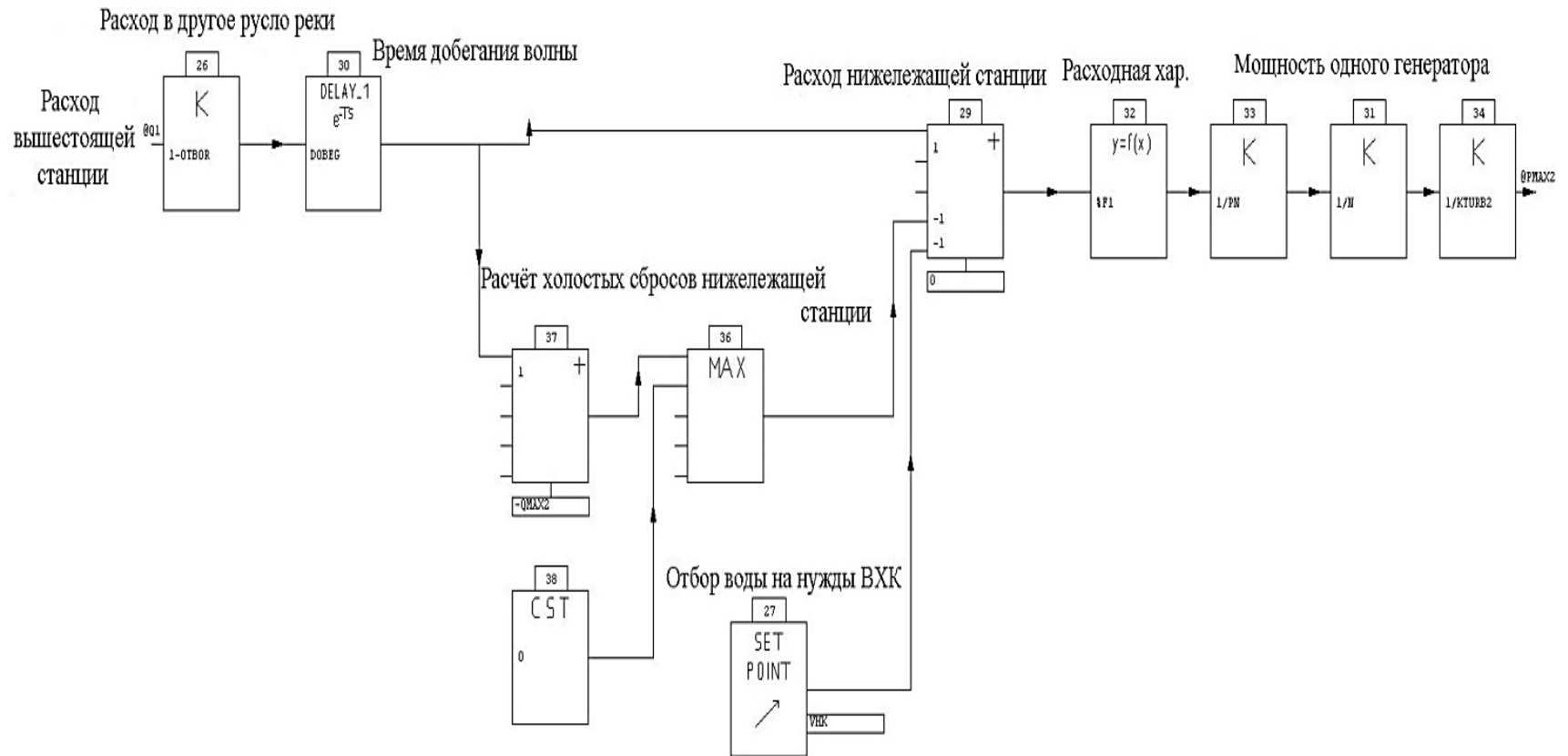


Рисунок Е.1 – Блок-схема модели ограничения по максимальной мощности гидротурбины в зависимости от расхода воды для ГЭС «ХОРОГ»

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

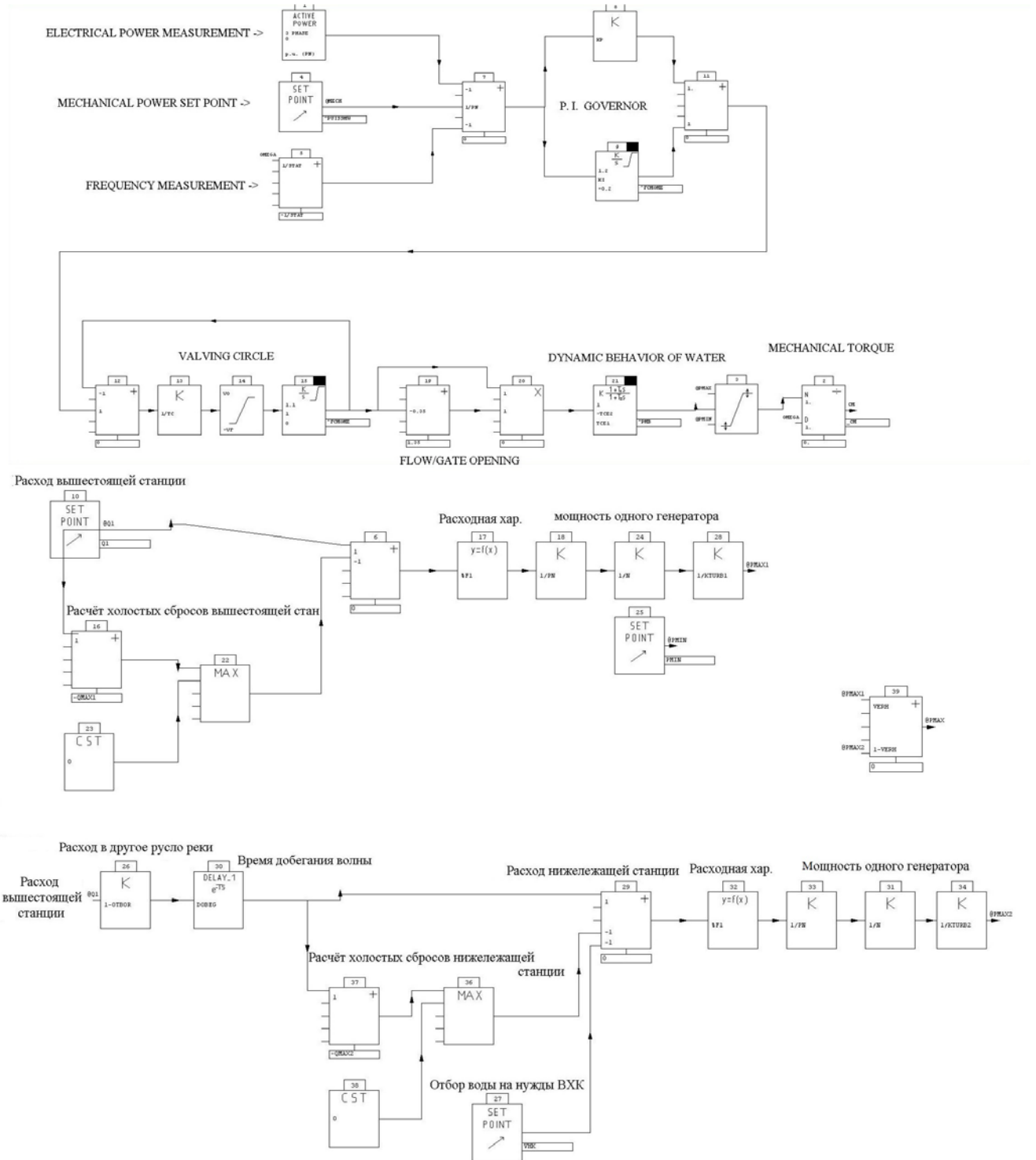


Рисунок Ж.1 – Блок-схема модели турбины и регулятора скорости с ограничениями по максимальной мощности гидротурбины в зависимости от расхода воды для ГЭС «Памир-1» и «Хорог»

179  
ПРИЛОЖЕНИЕ И

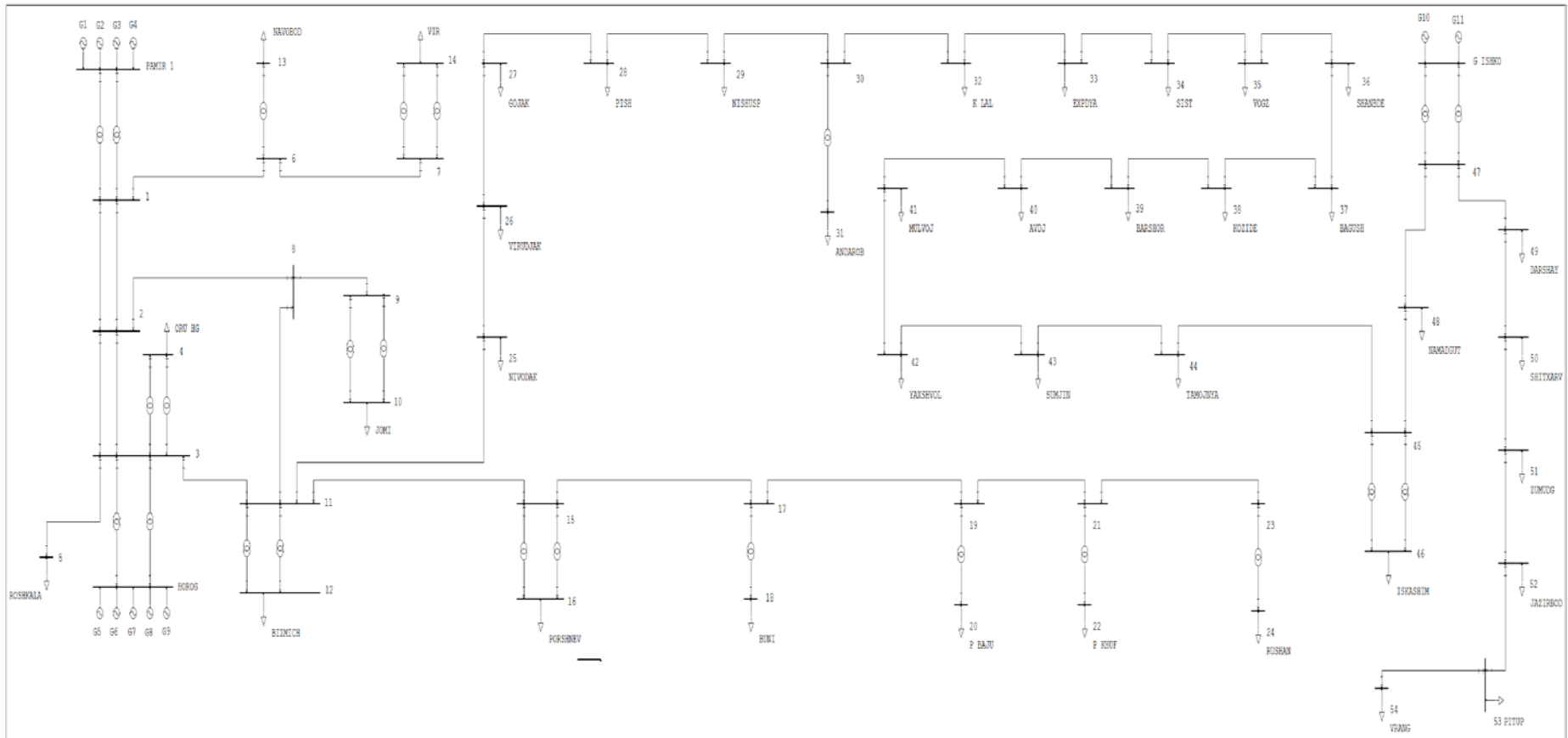


Рисунок И.1 Модель энергосистемы Памира в ПВК Eurostag

**ПРИЛОЖЕНИЕ К**

**АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ**

Дата: 28.11.17  
Исх: №PEGD/656/17

**АКТ**  
о внедрении результатов диссертационной работы  
Худжасаидова Д.Х.

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук, выполненной Худжасаидовым Д.Х., могут быть использованы при ведении водно-энергетических и электрических режимов работы энергосистемы Памира, состоящей исключительно из гидроэлектростанций, использующие энергию горных рек. Применение разработанной методики для создания имитационной модели электроэнергетической системы создаст условия более эффективного и рационального использования гидроэнергетических ресурсов, что является базовым обеспечением повышения производительности на всех ГЭС выработки электроэнергии. Отдельные блоки модели могут быть использованы для прогнозирования суточных графиков нагрузки, оптимального распределения мощности, как между станциями, так и ведение внутростанционной оптимизации, расчету и анализу режимов электроэнергетических систем с учетом гидравлических связей в динамике.

Начальник  
диспетчерской службы



Гулаёзов К. А.

ШИРКАТИ САҶОМИИ  
ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ  
«**БАРҚИ ТОҶИК**»



OPEN STOCK  
HOLDING COMPANY  
«**BARQI TOJIK**»

734026, ш. Душанбе, хиёбони Исмоили Сомонӣ, 64 734026, Dushanbe, Ismoil Somoni avenue, 64  
☎ +992 372 235-86-66, факс/fax(10992372) 235-86-92, Сомона/saut www.barqitojik.tj, E-Mail:barqi.tojik@gmail.com

№ \_\_\_\_\_  
Ба \_\_\_\_\_ аз \_\_\_\_\_

## АКТ

### о внедрении результатов диссертационной работы Худжасаидова Д.Х.

Представленные результаты на основе выполненной диссертационной работы Худжасаидова Д.Х., на соискание ученой степени кандидата технических наук рассмотрены на техническом совете ОАХК «Барки Тоҷик».

В постсоветском периоде в связи с затруднениями, связанные с обеспечением органических энергетических ресурсов в Республике Таджикистан по настоящее время обеспечение отдаленных горных районов электрической энергией является проблематичным.

Выходом из этой проблемы при имеющихся возможностях является использование малых гидроэлектростанций на базе имеющихся горных рек. Особенно это важно для энергосистемы Памира, обслуживающая Горно Бадахшанскую автономную область, которая на данный период еще не связана с энергосистемой центра.

Тема диссертационной работы, в связи с вышеизложенным, актуальна и результаты работы несомненно полезны и предусматривается их применение в локальной энергосистеме самого высокогорного региона республики. Применение результатов диссертационной работы позволяют эффективнее использовать имеющиеся гидроэнергетические ресурсы региона.

Разработанные блоки имитационной модели дают возможность прогнозировать суточные графики нагрузки, оптимизировать работу электрических станций в рассматриваемой энергосистеме и подобных систем.

Начальник эксплуатации  
и технического обслуживания



М. Мирзоев



УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

д.т.н., доцент

С.В. Брованов

« » \_\_\_\_\_ 2018 г.

## АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы  
Д.Х. Худжасаидова

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Д.Х. Худжасаидова на тему «Анализ и планирование режимов электроэнергетических систем с каскадом гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Памира)» в учебный процесс факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертации методики оптимального управления режимами энергосистемами с большой долей ГЭС в долгосрочном и краткосрочном периодах представляют собой современные подходы эффективного использования гидроэлектростанций. Основные положения и результаты диссертации включены в следующие дисциплины – «Электроэнергетические системы и управление ими». Материалы диссертационной работы успешно используются при написании выпускных квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Декан факультета энергетики  
к.э.н., доцент

Чернов С.С.