

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

На правах рукописи

СУЛТОНОВ ШЕРХОН МУРТАЗОКУЛОВИЧ

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
С ВЫСОКОЙ ДОЛЕЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
(НА ПРИМЕРЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА)**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук, профессор
Секретарев Юрий Анатольевич

Новосибирск – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ОБЗОР МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ С УЧЕТОМ ДОМИНИРУЮЩЕЙ РОЛИ ГЭС В СОСТАВЕ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН	13
1.1 Гидроэнергетические ресурсы и выработка электроэнергии в ЭЭС Республики Таджикистан.....	13
1.2 Проблема дефицита электроэнергии в ЭЭС РТ и пути ее решения	19
1.3 Методы оптимизации режимов электроэнергетических систем и ее объектов.....	24
1.4 Выводы.....	41
2 ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА	43
2.1 Задача долгосрочной оптимизации	43
2.2 Увеличение выработки электроэнергии каскада за счет оптимального перераспределения стока.....	49
2.3 Повышение выработки Нурекской ГЭС за счет углубленной сработки ее водохранилища.....	64
2.4 Выводы.....	83
3 ОПТИМИЗАЦИЯ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА	84
3.1 Математическая постановка задачи оптимального распределения активной мощности между ГЭС.....	84
3.2 Построение характеристик относительных приростов для ГЭС энергосистемы Таджикистана.....	87

3.3	Учет относительных приростов потерь активной мощности в сети	101
3.4	Результаты оптимального распределение активной мощности между электрическими станциями без учета потерь мощности	105
3.5	Выводы.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		112
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ		114
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		115
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....		130
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....		135
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....		147
ПРИЛОЖЕНИЕ Г		160

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Принципы, методы и реализация оптимального управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) образует сложный комплекс задач, структура которых определяется особенностями функционирования ЭЭС, спецификой генерации энергии в ней и характером ее потребления. Это приводит к отсутствию унифицированных решений в назначении оптимальных режимов работы ЭЭС и требует разработки индивидуальных подходов к управлению.

Электронергетическая система Таджикистана, состоящая в основном из гидроэлектростанций (ГЭС), имеет существенные особенности, которые должны учитываться при управлении режимами работы электростанций в энергосистеме.

Почти 96 % установленной мощности системы, приходится на долю гидроэлектростанций, которые производят около 98 % электроэнергии всей стране. В Таджикистане работают в зимнем периоде (ноябрь – февраль) две теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) суммарной мощностью 298 МВт, которые снабжают жителей города Душанбе горячей водой и электроэнергией [1].

Другой важной особенностью является то, что почти вся мощность ГЭС сосредоточена на реке Вахш, что приводит при назначении оптимальных режимов работы ГЭС учитывать связанность их по стоку.

Следующая характерная черта заключается в том, что мощность Нурекской ГЭС, обладающая водохранилищем годового (сезонного) регулирования, составляет 80 % мощности всего Вахшского каскада. Такое доминирование приводит к тому, что расходы воды, получаемые другими ГЭС каскада, имеющих водохранилища, как правило, суточного регулирования, определяются, главным образом, транзитным стоком Нурекской ГЭС. Естественно, что при этом регулировочные способности этих ГЭС в ЭЭС чрезвычайно малы.

Таким образом, в настоящее время Таджикистан испытывает серьезные трудности, связанные с устойчивым дефицитом электроэнергии, который в зимний период составляет 2 – 4 млрд. кВт·ч. [2].

Итак, основными причинами дефицита энергии в Республике Таджикистан являются следующие:

- Ограниченность стока воды в реках в зимнем (меженном) периоде. Как было отмечено, из всех ГЭС только Нурекская ГЭС имеет водохранилище годового (сезонного) регулирования ёмкостью $10,5 \text{ км}^3$ воды, а все остальные - или суточное регулирование или вообще без возможности регулирования. Запасенная энергия не может обеспечить страну в зимнем периоде.
- Изолированная работа энергосистемы. С 2009 года энергосистема Таджикистана работает изолировано, что приводит к невозможности импорта электроэнергии из соседних стран в зимний период. В летний же период в стране имеется избыток электроэнергии, который не может экспортировать в соседние страны. Поэтому огромное количество воды сбрасывается в холостую. Потеря энергии в летний период составляет от 3 до 7,5 млрд. кВт·ч. в зависимости от водности года.
- Рост потребления электрической энергии в зимнем периоде населением, связанного с отоплением.
- Недостаточное функционирование ТЭЦ в зимнем периоде. Это связано со снижением поставок природного газа и нефтепродуктов в Республику Таджикистан из соседних стран и постоянное увеличение стоимости энергоносителей.
- Ограниченность внутренних финансовых возможностей страны, высокая капиталоемкость модернизации и строительства крупных ГЭС, разработки и добычи природного газа, угля, нефти, производства альтернативных видов энергии, строительства новых ЛЭП, в том числе для осуществления экспорта электроэнергии.

Таким образом, *актуальность* данной работы определяется проведением исследований и поиску решений снижения существующего дефицита электроэнергии в Таджикистане на основе расчетов оптимальных режимов работы энергосистемы в долгосрочном и краткосрочном временном разрезе.

Разработке теории, методов и принципов управления режимами ЭЭС всегда уделялось большое внимание. Значительный вклад в развитие теории, исследования и разработку методов, алгоритмов оптимизации режимов электроэнергетических систем внесли коллективы ВНИИЭ, ИСЭМ СО РАН, МЭИ, НГТУ и ряд других организаций. Различные способы, методы и средства управления режимами работы электроэнергетических систем и гидроэлектростанций рассмотрены в работах В.М. Горнштейна, Д.А. Арзамасцева, В.А. Веникова, В.Г. Журавлева, Т.А. Филипповой, Е.В. Цветкова, Л.С. Беляева, Н.И. Воропая, В.И. Обрезкова, Ю.А. Секретарева, И.М. Марковича, Х.Ф. Фазылова и многие другие. Исследования в области совершенствования контроля и создания эффективных систем управления режимами работы ЭЭС и гидроэлектростанций продолжаются и в настоящее время.

В Таджикистане вопросам экономической эффективности использования гидроэнергоресурсов и гидроэлектростанций были посвящены работы А.Д. Ахроровой, М.А. Бурхановой, Х.Д. Мустафаева, Б.С. Сироджева, С.Р. Расулова, Х.А. Одинаева, Т. Валамат-Заде, Г.Н. Петрова, А.Х. Авезова, С.Т. Наврузова и др.

Однако следует признать, что проблеме оптимального управления режимами гидроэлектростанций в энергосистеме Таджикистане уделялось недостаточно внимания. Данная работа направлена именно на этот аспект научных исследований.

Цель диссертационной работы заключается в адаптации методов долгосрочной и краткосрочной оптимизации к режимам работы энергосистемы Таджикистана, содержащей высокую долю гидроэлектростанций и совершенствовании методик расчета оптимальных режимов.

Для достижения поставленной цели решаются следующие **задачи**:

1. Анализ существующих методов оптимизации режимов гидротепловых энергосистем.
2. Оптимизация режима работы водохранилищ ГЭС энергосистемы за счет эффективного перераспределения стока внутри года.

3. Обоснование углубленной сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки на основе поиска компромиссного решения.
4. Модернизированная процедура метода относительных приростов, позволяющие решать вопрос минимизации транзитного стока Нурекской ГЭС, проходящего по всем гидростанциям каскада, расположенным ниже.
5. Оценка энергетического эффекта за счет снижения дефицита электроэнергии в ЭЭС при долгосрочной и краткосрочной оптимизации ЭЭС Таджикистана.
6. Разработка программы для краткосрочной оптимизации режимов ГЭС энергосистемы РТ, анализ с ее помощью суточных режимов ЭЭС и расчет дополнительной выработки электроэнергии.

Объектом исследования диссертационной работы является электроэнергетическая система с большой долей гидравлической мощности (на примере Республики Таджикистан)

Предмет исследования – совершенствование оптимального управления режимами гидроэлектростанций в энергосистеме с целью снижения в ней дефицита электроэнергии.

Методы исследования. В работе используются методы водно-энергетических расчетов регулирования ГЭС, оптимизационные методы нелинейного программирования с учетом различных ограничений и характерных особенностей работы гидроэнергетических комплексов.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Учитывая специфику работы Вахшского каскада в республике, адаптированы для этих условий оптимизационные алгоритмы и усовершенствованы методики расчетов.
2. В рамках долгосрочной оптимизации предложена методика оптимального перераспределения стока между сезонами на основе ограниченного перебора комбинаций режимов ГЭС.

3. Разработана методика дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки путем поиска компромиссного решения с учетом дополнительных ограничений по гидрологии и техническим характеристикам плотины
4. Краткосрочная оптимизация режимов ГЭС осуществлена на основе модернизированной процедуры метода относительных приростов, целью которой является минимизация транзитного стока на всех гидростанциях каскада.

Практическая значимость и реализация результатов

Проведенные исследования показывают, что при использовании оптимизационных схем управления гидростанциями возможно снизить дефицит энергии в республике Таджикистан на 15 – 17 %.

Результаты диссертационной работы будут использованы в ОАХК «Барки Точик», для назначения оптимальных режимов ЭЭС Таджикистана, внедрены в учебный процесс на факультете энергетики НГТУ, на кафедры «Электрические станции» Таджикского технического Университета имени М.С. Осими, а также в институте энергетики Таджикистана.

Достоверность и обоснованность. Достоверность полученных результатов оценивалась на основе сравнения фактических режимов работы ЭЭС Таджикистана в годовом, сезонном и суточном разрезах с режимами, рассчитанными на основе предложенных оптимизационных алгоритмов. Эффект от оптимизации оценивался в виде дополнительной выработки электроэнергии, которая позволяет снизить дефицит электроэнергии в Таджикистане на величину 15 – 17 %.

Личный вклад автора

Соискателем проанализировано текущее состояние энергосистемы Республики Таджикистан, из которого следует, что дефицит электроэнергии в зимнее время происходит из-за высокой степени неопределенности в режимах

работы ГЭС Вахшского каскада. Кроме этого сам каскад ГЭС является уникальным с точки зрения структуры мощностей ГЭС, т.к. практически только Нурекская ГЭС обладает значительными регулировочными способностями.

Обзор существующих оптимизационных методов потребовал от соискателя адаптировать ряд этих методов к специфическим условиям работы Вахшского каскада, как в долгосрочном так и краткосрочном разрезах.

В рамках долгосрочной оптимизации было предложено решение двух задач:

- перераспределения стока между сезонами на основе ограниченного перебора вариантов режима работы каскада;

- обоснование углубленной сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки на основе поиска компромиссного решения.

Для краткосрочной оптимизации режимов соискателем предложена модернизированная процедура метода относительных приростов, позволяющие решать вопрос минимизации транзитного стока Нурекской ГЭС, проходящего по всем гидростанциям каскада, расположенным ниже.

Также соискателем приведены расчеты эффектов от долгосрочной и краткосрочной оптимизации режимов ЭЭС Республики Таджикистан. Основной эффект рассчитан как выработка дополнительной энергии, которая позволяет снизить дефицит электроэнергии в годовом разрезе.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

В соответствии с паспортом специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» представленная диссертационная работа направлена на разработку и совершенствование методов оптимизации долгосрочных и краткосрочных режимов работы энергосистем с высокой долей гидравлической мощности с целью снижения дефицита электроэнергии в таких ЭЭС.

Диссертация соответствует п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике» и п. 13 «Разработка методов

использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Показана необходимость оптимального перераспределения стока между сезонами в работе Вахшского каскада, по методике основанной на ограниченном переборе комбинаций режимов всех входящих в него ГЭС.
2. Доказана возможность углубленной сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки на основе поиска компромиссного решения между ограничениями по гидрологии и техническим характеристикам плотины.
3. Разработанная модернизированная процедура метода относительных приростов для минимизации транзитного стока ГЭС каскада в суточном разрезе.
4. Проведены оценки энергетического эффекта от долгосрочной и краткосрочной оптимизации, позволяющее снизить дефицит энергии в Таджикистане в годовом разрезе.

Апробация работы: Основные положения диссертации и отдельные ее части докладывались и обсуждались на I, II и III Всероссийской научно-практической конференции «Гидроэлектростанции в XXI веке» (г. Саяногорск, 2014, 2015, 2016 гг.); на I международном конференции молодых ученых «Электротехника. Энергетика. Машиностроение» (НГТУ, г. Новосибирск, 2014 г.); на VII международной научной конференции молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (НГТУ, г. Новосибирск, 2015 г.); на XXI международной научной конференции «Современные техника и технологии» (ТПУ, г. Томск, 2015 г.); на XI международной научно – технической конференции «Энергия-2016» (ИГЭУ, г. Иваново, 2016 г.); на XI Международном форуме по стратегическим технологиям (IFOST-2016); на Днях науки НГТУ в 2015 г.; на

научных семинарах кафедры «Систем электроснабжения предприятий» Новосибирского государственного технического университета (НГТУ).

Публикации. По результатам исследований опубликовано 14 печатных работ, в том числе 3 научные статьи в рецензируемых изданиях, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, 2 статьи в реферируемом зарубежном издании, 9 – статьи в материалах международных и всероссийских научных конференций.

Структура и объём диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы, включающего 120 наименований, и 4 приложений. Общий объем работы составляет 163 страницы, в том числе 129 страниц основного текста, включая 36 рисунка, 17 таблиц.

Основное содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследования, представлены научная новизна и практическое значение работы, перечислены основные научные положения, выносимые на защиту.

В первом разделе проанализировано текущее состояние энергосистемы РТ, представлен обзор существующих методов оптимизации режимов работы электростанций и энергосистем, показаны их недостатки и достоинства, сформулирована математическая постановка задачи в рамках выбранного метода.

Во втором разделе уделено внимание двум задачам долгосрочной оптимизации режимов работы ГЭС Вахшского каскада.

Первая задача заключается в получении дополнительной выработки электроэнергии на основе оптимального распределения стоков внутри годов различной водности. Проанализированы ограничения, накладываемые на расходы воды, проходящие через гидростанции в соответствии с требованиями водохозяйственного комплекса и межгосударственных соглашений.

Вторая задача связана с усовершенствованием методики сработки водохранилища Нурекской ГЭС для получения дополнительной выработки

электроэнергии в зимний период. Эта методика разработана на основе компромиссного решения по режиму сработки – заполнения водохранилища.

В третьем разделе изложена математическая модель расчета краткосрочного оптимального распределения активной мощности между ГЭС по критерию минимума транзитного стока. Приведены примеры оптимального суточного распределения активной нагрузки между гидростанциями без учета потерь активной мощности и с учетом потерь активной мощности в сетях для годов различной водности. Также в данной главе приведены расчеты эффектов от долгосрочной и краткосрочной оптимизации режимов ЭЭС Республики Таджикистан. Основной эффект рассчитан как выработка дополнительной энергии, которая позволяет снизить дефицит электроэнергии в годовом разрезе.

В заключении сформулированы основные результаты, полученные в работе, рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы.

В приложении к диссертации содержатся результаты исследования и материалы, подтверждающие внедрение данной работы.

1 ОБЗОР МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ С УЧЕТОМ ДОМИНИРУЮЩЕЙ РОЛИ ГЭС В СОСТАВЕ ЭЭС РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

1.1 Гидроэнергетические ресурсы и выработка электроэнергии в ЭЭС Республики Таджикистан

Таджикистан – является страной, территория которой на 93 % покрыта горами. Она обладает уникальными ресурсами возобновляемых и экологически чистых источников энергии – гидроэнергоресурсами. Гидроэнергетика, как в настоящее время, так и в ближайшем будущем, является основным энергетическим источником для ЭЭС Республики Таджикистан. По общим потенциальным запасам гидроэнергоресурсов Таджикистан занимает восьмое место в мире после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады, его гидроэнергетические запасы оцениваются 527,06 млрд. кВт·ч в год, а технический доступный и экономический целесообразный потенциал составляет 317 млрд кВт·ч в год, из которых пока реализованы лишь 5%. Удельный показатель по гидроэнергетическому потенциалу на душу населения составляет 87,8 тыс. кВт·ч в год на человека, что обеспечивает ему второе место в мире. По потенциальным запасам гидроэнергии на один квадратный километр территории (3682,7 тыс. кВт·ч. в год/км²) Таджикистан держит первое место в мире, намного опережая другие страны [2,3,4,5,6,7]. Среди государств СНГ по этим показателям Таджикистан уступает только России. По данным Программы ООН по государствам Центральной Азии 69 % общего объема её водных ресурсов сосредоточены в Таджикистане [5]. Реки Вахш, Пяндж, Кафирниган, Зерафшан и Сырдарья, являются основными реками Таджикистана, бассейны которых занимают более 75% его территории. В целом реки Таджикистана дают 55,4% среднегогодового поверхностного стока бассейна Аральского моря [8]. Все вышесказанное иллюстрируется рисунке 1.1.

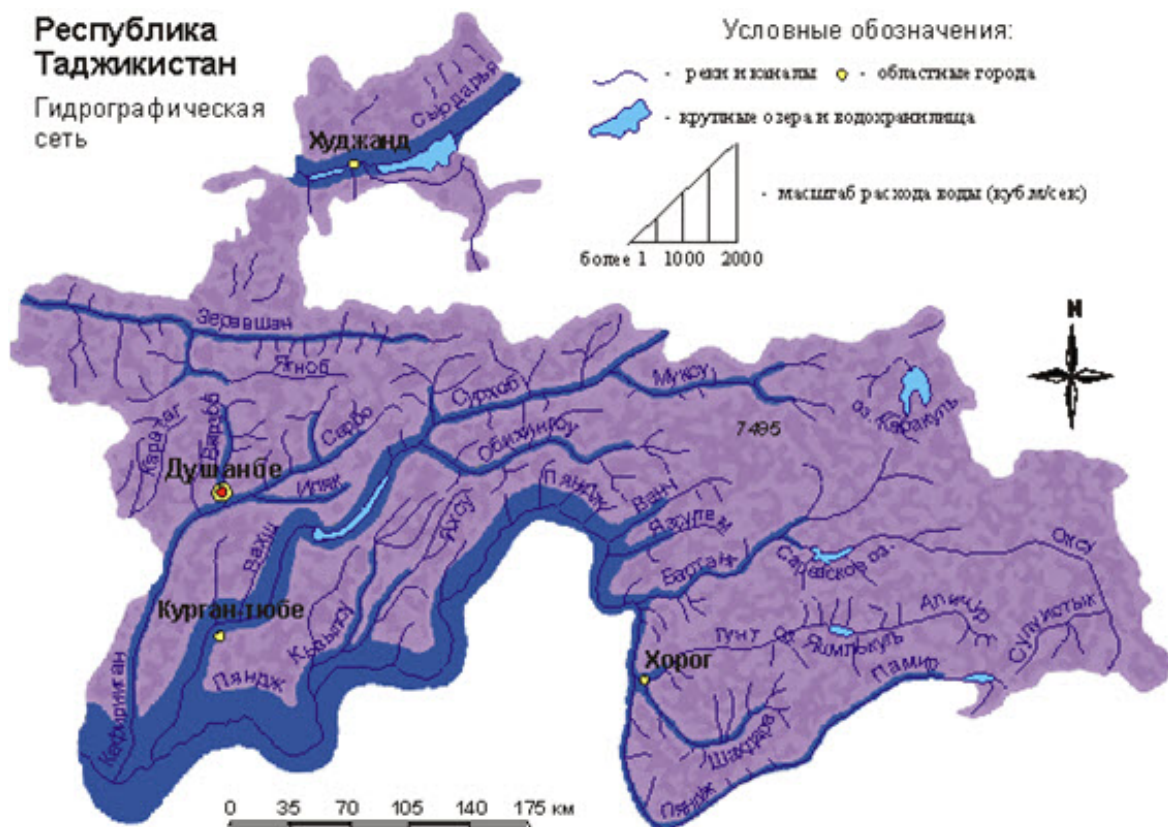


Рисунок 1.1 – Гидрографическая сеть Таджикистана

Источник: http://www.cawater-info.net/bk/iwrm/pdf/tj_iwrm_an_rev_rus.pdf

Потенциальные запасы бассейнов рек Таджикистана, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Потенциальные запасы гидроэнергоресурсов Таджикистана

Бассейны рек	Среднегодовая мощность, тыс. кВт.	Среднегодовая энергия, млрд. кВт.ч.	Доля в общем объеме, %
Пяндж	14030	122,90	23,2
Гунт	2260	19,80	3,73
Бартанг	2969	26,01	4,93
Ванч	1191	10,34	1,96
Язгулем	845	7,40	1,39
Кызыл-Су	1087	9,52	1,78
Вахш	22670	251,15	48,00
Кафирниган	4249	37,22	7,00
Оз. Кара-Куль	103	0,90	0,17
Сурхан-Дарья	628	5,50	1,03
Зеравшан	3875	33,94	6,38
Сыр-Дарья	260	2,28	0,43
Итого	60167	527,06	100,00

Источник: Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. Недра, Л. 1965г.

В Таджикистане практически отсутствуют запасы нефти и газа. Их запасы составляют менее 1 % суммарных ресурсов, которые оцениваются в 1033 млн. т.у.т. Добыча угля также труднодоступна и нерентабельна, поэтому гидроресурсы являются основой развития энергетики РТ [6,9]. Гидроэнергетика во всех национальных программах стратегии развития Республики Таджикистан признается приоритетной. Значительный гидроэнергетический потенциал республики может позволить увеличить объемы продаж и экспорта электроэнергии, а также нарастить энергоемкую промышленность.

Электроэнергетическая система Республики Таджикистана (ЭЭС РТ), первые элементы которой были введены еще 30-е годы прошлого века, на сегодняшний день также имеет развитие. До распада СССР ЭЭС РТ работала в объединенной энергосистеме (ОЭС) Средней Азии, которая подчинялась Министерству энергетике и электрификации СССР. Управление режимами ОЭС Средней Азии осуществлялась объединенным диспетчерским управлением (ОДУ) Средней Азии, созданного в 1960 году. Это предприятие обеспечивало непрерывное оперативно – диспетчерское управление энергетическими системами Казахстана, Киргизии, Таджикистана, Туркмении и Узбекистана [10]. Система планировалась для работы в интегрированном режиме, что позволяло обмениваться электроэнергией между странами вне зависимости от различий в энергоресурсах и сезонного спроса и предложения на электроэнергию. После распада СССР, в ноябре 1991 года эти государства заключили соглашение о создании ОДУ энергосистемами Средней Азии (ныне КДЦ «Энергия») на базе системообразующих электрических сетей 220-500 кВ.

Таджикистан, где основная доля электроэнергии вырабатывается на ГЭС, в летнее время имел возможность экспортировать электроэнергию в соседние государства, а в зимний период, когда сток воды в реках уменьшался и появлялся дефицит импортировать электроэнергию из соседних государств. В 2003 году Туркменская энергосистема, которая была участником объединения, вышла из ее состава и в настоящее время работает с энергосистемой Ирана [10,11].

года сеть электроснабжения ГБАО перешла от компании «Барки Точик» к частной компании «Памир Энерджи» на основе Концессионного соглашения сроком 25 лет [12]. В настоящее время система электроснабжения ГБАО работает изолирована, то есть не имеет связь с основной ЭЭС РТ. Компания «Памир Энерджи», управляет одиннадцатью малыми и мини ГЭС, общей установленной мощностью 43,5 МВт и ЛЭП 35/10/0,4 кВ общей протяженностью 2609 км [13].

Государственная энергетическая компания «Барки Точик» играет ведущую роль в энергоснабжении народного хозяйства Республики Таджикистан на долю, которой приходится более 97 % произведенной электроэнергии и 98 % установленной мощности электрических станций в Таджикистане [1].

Как уже отмечалось, характерной чертой данной электроэнергетической системы является то, что из 5500 МВт установленной мощности электрических станций 96 % приходится на долю гидроэлектростанций, которые производят около 98 % электроэнергии по всей стране.

В Таджикистане в данный момент работает две ТЭЦ: Душанбинская (198 МВт), построенная при СССР и работающая на газе и мазуте и Душанбинская – 2 (100 МВт), построенная в 2013 году Китайской фирмой ТВЕА, которая работает на угле.

Следует отметить, что обе эти станции работают только в зимнем периоде (ноябрь – февраль) и снабжает жителей города Душанбе горячей водой и электроэнергией. На них вырабатывается 1 – 2 % электроэнергии в стране.

Другой чрезвычайно специфической особенностью системы является то, что почти 97 % мощностей всех ГЭС находятся на одной реке - Вахш и на них вырабатывается около 94 % электроэнергии страны.

В 2009 году была введена в эксплуатацию 43 новых малых ГЭС мощностью от 4 до 400 КВт. Общее число малых ГЭС достигло 190, а их суммарная установленная мощность составила 14 МВт, причем из них 96 станций работают круглый год, а 94 – в осенний и зимний периоды. В настоящее время в РТ функционируют около 200 микро, мини и малые гидроэлектростанции общей мощностью более 20 МВт. Доля выработки электроэнергии на них составляет

менее 1 %. Среднеголетняя выработка электроэнергии в Таджикистане – 16.5 млрд. кВт.

Характеристика существующих электростанций ЭЭС РТ приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристика существующих электростанций ЭЭС РТ

Наименование станции	Установленная мощность, МВт	Выработка эл. энер., %	Состояние
ГЭС:			
Нурекская ГЭС	3000	60,82	эксплуатируется
Байпазинская ГЭС	600	10,94	эксплуатируется
Сангтудинская ГЭС-1	670	11,35	эксплуатируется
Сангтудинская ГЭС-2	220	3,85	эксплуатируется
Головная ГЭС	240	5,06	эксплуатируется
Кайраккумская ГЭС	126	4,01	эксплуатируется
Центральная ГЭС	15,1	0,19	эксплуатируется
Перепадная ГЭС	29,95	1,23	эксплуатируется
Варзобкая ГЭС-1	9,5	0,3	эксплуатируется
Варзобкая ГЭС-2	14,4	0,17	эксплуатируется
Варзобкая ГЭС-3	3,52	0,02	эксплуатируется
ТЭЦ:			
Душанбинская ТЭЦ	198	0,13	эксплуатируется
Душанбинская ТЭЦ-2	100	0,85	эксплуатируется
Яванская ТЭЦ	120	0	Не эксплуатируется
Суммарная:			
ГЭС	4928,47	97,95	
ТЭЦ	418	0,98	
Малые ГЭС	11,436	< 1	

Источник: <http://www.barqitojik.tj/>

В энергосистеме эксплуатируются линии электропередачи номинальным напряжением 0,4-500 кВ, 4 подстанций 500 кВ, и 31 подстанций 220 кВ. Общая протяженность сетей 110-500 кВ составляет 4927 км, установленная мощность понизительных подстанций 110-500 кВ составляет 13465 МВА. При этом протяженность линии 500 кВ – 490,5 км, 220 кВ – 1119,9 км. Протяженность линии 6-10/0,4 кВ составляет 48250 км, то есть 80,5 % от общей протяженности линий.

Доля кабельных линий, по сравнению с воздушными линиями не значительна. Они используются в основном в крупных городах [1,14].

Из всего вышесказанного следует, что ЭЭС Республики Таджикистан в настоящее время испытывает серьезные трудности с электроснабжением, вызванного, главным образом, спецификой выработки электроэнергии на ГЭС. Это специфика вызвана сезонностью выработки электроэнергии, неравномерностью внутригодового распределения и отсутствием достаточной резервной мощности на тепловых электростанциях. При этом в зимний период в энергосистеме имеет место серьёзная проблема дефицита электроэнергии. Очевидно, что снижение дефицита энергии за счет перераспределения энергии внутри года, оптимизация режимов сработки и заполнения водохранилищ, оптимизация суточных режимов работы ЭЭС является одним из важнейших путей решения проблемы дефицита электроэнергии в Республике Таджикистан.

1.2 Проблема дефицита электроэнергии в ЭЭС РТ и пути ее решения

Таджикистан испытывает серьезные трудности и дефицита в области энергетики. Более 70 % населения страны страдает от нехватки электроэнергии в зимнем периоде (ноябрь – февраль). Дефицит электроэнергии в этот период составляет 2 – 4 млрд. кВт·ч [9,15,16], 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 ГБАО. Электроэнергия, потребляемая населением, составляет 40 % от общего объема потребления. Существующий дефицит электроэнергии и введение ограничений на ее потребление обусловлены рядом причин, часть из которых были уже отмечены.

Дополнительно к сказанному имеет смысл отметить еще некоторые особенности электроснабжения в республике.

В летний период в стране имеется избытка электроэнергии, что объясняется увеличенным стоком воды в реках и снижением спроса на электроэнергию в стране. В связи с изолированной работой энергосистемы этот избыток не может экспортироваться в соседние страны. Поэтому значительное количество воды идет на холостую сбросы. При этом летний избыток составляет от 3 до 7,5 млрд. кВт·ч. в зависимости от водности года [16,17]

Правительство Республики Таджикистан признает важность проблемы энергетической безопасности и поэтому принимает различные меры, чтобы помочь удовлетворить спрос на электроэнергию. В ежегодном послании президента Эмомали Рахмона в Маджлиси Оли (Парламент Республики Таджикистан) от 20 апреля 2012 г. подчеркнута важность энергосберегающей политики, эффективного рационального использования энергетических ресурсов и развития, сокращения потерь энергии, а также привлечение новых источников энергии [18].

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.

Энергетическая стратегия Республики Таджикистан направлена на достижение энергетической независимости. Одной из основных целей в отношении энергетического сектора является обеспечение надежного и высококачественного доступа к энергии для всего населения, предприятий промышленности и сферы услуг, а также обеспечение эффективного использования энергии для снижения уровня бедности в Таджикистане. В перспективе в Таджикистане планируется строительство новых станций больших, средних и малых мощностей. Также строительство новых подстанций и линий электропередач высокого напряжения (220 – 500 кВ). Наиболее значимых из этих проектов являются [1]:

- Строительство ЛЭП-500кВ в рамках проекта CASA-1000 (2013-2016 г.);
- Завершение строительства Рогунской ГЭС (мощностью 3600 МВт); Шурабской ГЭС (850 МВт); Зерафшанской ГЭС (160 МВт); ТЭЦ Шуроб-1 (300 МВт); ТЭЦ Шуроб-2 (300 МВт); ТЭЦ Фон-Ягноб (500 МВт).

Также в Таджикистане поддерживается развитие малой энергетики. Правительство Республики Таджикистан приняло Постановление № 73 от 2 февраля 2009 года «Долгосрочная Программа строительства малых электростанций на период 2009-2020 годов». Согласно этой программе к 2020 году должно построиться 189 малых ГЭС общей мощностью 103,6 МВт. Финансируют строительство этих объектов при содействии международных организаций (Азиатский банк развития, DB, GIZ, ПРООН и др.).

Нужно отметить, что Республика Таджикистан является бенефициаром ряда региональных проектов по сотрудничеству в области энергетики. В рамках ЦАРЭС (Центрально-Азиатское региональное экономическое сотрудничество), разработан План инвестиций энергетического сектора стран региона на 10 лет (2012-2022г.г.). Таджикистану для реализации плана требуется привлечение внешних инвестиций в объеме 3,73 млрд. долларов США [1,18]. Партнёрами по проекту являются: Кыргызская Республика, Казахстан, Узбекистан и Афганистан. Приоритетными проектами на период до 2030 года, от своевременной реализации которых зависит энергетическая безопасность страны, является реабилитация генерирующих мощностей на Нурекской, Кайракумской и Сарбандской гидроэлектростанциях, а также завершение строительства Рогунской ГЭС и реализация проекта CASA-1000.

Проект CASA-1000 предусматривает региональную торговлю электроэнергией между Кыргызской Республикой, Таджикистаном, Афганистаном и Пакистаном.

Цель проекта CASA-1000 заключается в организации экспорта имеющегося летнего излишка электроэнергии из Таджикистана и Кыргызской Республики в Пакистан и Афганистан. Проект CASA-1000 способствует налаживанию торговли

электроэнергией в объеме примерно 1000-1300 МВт между двумя регионами [19].
Схема проекта CASA-1000 показана на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Схема проекта CASA-1000

Проект CASA-1000, показанный на рисунке 1.3, выглядит следующим образом:

- Высоковольтная ЛЭП 500кВ от подстанции «Датка» до подстанции «Худжант» (477км) для передачи излишка электроэнергии из Кыргызской Республики в Таджикистан, для дальнейшей передачи этой электроэнергии до Сангтуды по внутренним сетям Таджикистана;
- Одноцепная линия переменного тока 220 кВ (около 80 км) от подстанции Нурек до подстанции Сангтуда;
- Подстанция в Сангтуде, которая будет преобразовывать (конвертировать) переменный ток в постоянный, с пропускной способностью 1300 МВт;

- Высоковольтная линия постоянного тока протяженностью 750 км из Сангтуды в Пешавар через перевал Саланг и Кабул;
- Преобразовательная подстанция пропускной способностью 300 МВт в Кабуле (обеспечивающая импорт и экспорт электроэнергии);
- Подстанция в Пешаваре, которая будет преобразовывать (конвертировать) постоянный ток в переменный, пропускной способностью 1300 МВт.

Протяженность высоковольтной линии постоянного тока составляет 117 км по территории Таджикистана, 562 км по территории Афганистана и 71 км по территории Пакистана [20,19].

Вся инфраструктура для выработки электроэнергии, необходимая для CASA-1000 уже имеется. В летний период в странах Центральной Азии имеется достаточно избыточной электроэнергии, чтобы обеспечить загрузку этих ЛЭП, даже без ввода новых генерирующих мощностей [10]. Учитывая график ввода в эксплуатацию новых ГЭС в Таджикистане, а также высокий спрос на электроэнергию в зимний период на внутреннем рынке страны, предполагается, что в течение первых лет реализации проекта «CASA-1000» (до запуска рассматриваемых ГЭС) будут наблюдаться лишь небольшие объемы избыточной энергии для экспорта в Пакистан и Афганистан, особенно в зимние месяцы. Однако после ввода в эксплуатацию указанных ГЭС энергии для экспорта будет достаточно [17].

Правительство Таджикистана активно работает над завершением строительства Рогунской ГЭС. Рогунская ГЭС с установленной мощностью 3600МВт станет самой крупной станцией в Таджикистане, со среднегодовой выработкой электроэнергии 13,1 млрд. кВт·ч. Рогунский гидроэнергетический узел является наиболее крупным на р. Вахш, обеспечивающий наиболее эффективную работу всего каскада [1,21]. С вводом этой станции возможно практически полное освоение водно-энергетического потенциала всей реки Вахш, а также зарегулирование стока реки Амударья. Водохранилище Рогунской ГЭС будет иметь годовое регулирование стока, которое может запасть огромное количество

воды в летнее время и сбрасывать в зимнее время, тем самым снизить дефицит электроэнергии в стране. Также строительство Рогунской ГЭС на реке Вахш улучшит режим работы Нурекской ГЭС, так как совместная работа Рогуна и Нурека позволяют эффективно использовать гидроэнергоресурсы.

Так, например, в настоящее время Нурекская ГЭС эксплуатируется в режиме, когда летом в водохранилище накапливается около 4,2 кубических километров воды, а затем, эта вода используется для выработки электроэнергии в зимний период. Таким образом, уровень воды в водохранилище Нурекской ГЭС, в течение года поднимается и падает на 50 метров. При наличии Рогунской ГЭС, уровень воды в водохранилище Нурекской ГЭС можно будет поддерживать на постоянном уровне, в то время как водохранилище Рогунской ГЭС будет использовано для регулирования стока, разница уровня воды в нём будет варьироваться до 30 метров. Это позволит установить постоянный сезонный режим стока для Нурекской ГЭС. С вводом Рогунской ГЭС станет возможным экспорт электроэнергии в большом объеме не только в летнем периоде, но и в зимнем.

1.3 Методы оптимизации режимов электроэнергетических систем и ее объектов

Классические методы оптимизации стали использоваться при управлении режимами энергосистем еще в 20-е годы, однако особенно широкое применение современных методов начинается с 50-х годов прошлого столетия. Когда задачи оптимизации в энергетике стали актуальны, они решались на основе известных математических методов определения экстремумов целевых функций. Для решения более сложных задач оптимизации, появившихся при развитии энергетике, стали применяться специальные математические методы, входящие как разделы в прикладную математику. К этим методам относятся и методы, основанные на вариационном исчислении. Они дают возможность определять экстремумы сложных функций путем исследования специальными приемами аналитических зависимостей между переменными.

Наиболее полно классические методы оптимизации режимов электростанций и энергосистем изложены в работах [22,23,24,25,26,27,28,29,30,31]. В [32] выполнен подробный обзор методов и программ, разработанных на их основе, также выполнено сравнение методов и алгоритмов оптимизации режимов, внедренных в практику планирования оптимальных режимов ЭЭС.

Развитие методов оптимизационных расчетов электроэнергетических систем началось с рассмотрения условий оптимального распределения мощности между агрегатами и параллельно работающими электростанциями [33,34,35,36]. Первое решение задачи оптимизации в энергетике рассмотрены в работах Горнштейна В.М. и других ученых [24,37,38,39,40,41,42,43]. В этих работах рассмотрено оптимальное распределение нагрузки между тепловыми станциями и между агрегатами методом неопределенных множителей Лагранжа.

Задачи оптимизации в энергетике стали все больше сводиться к операционным задачам - проведению некоторых операций, т.е. реализации системы действий, объединенных единым замыслом и направленных к достижению определенной цели. Степень достижения цели при этом описывается некоторой функцией (целевой функцией или критерием), принимающей действительные числовые значения. Если эта функция сформулирована математически, то цель операции заключается в получении экстремума этой целевой функции.

Общие методы нахождения экстремума функции при наличии ограничений разрабатываются областью математики, которую обычно называют теорией математического программирования. Этот раздел математики включает линейное программирование, нелинейное программирование, динамическое программирование, стохастическое программирование. Под программированием понимают представление математических алгоритмов на языке вычислительной машины.

В общем виде оптимизационная математическая модель включает: формальное описание задачи; критерий решения задачи; независимые и зависимые переменные; уравнения связи между независимыми и зависимыми переменными;

ограничения на переменные в форме равенств и неравенств (обычно они определяются верхними и нижними границами изменения параметров системы).

Для оптимизационных задач имеют значение число и вид критериев эффективности. Выделяют однокритериальные и многокритериальные задачи. Вид функции, описывающей цель, позволяет говорить о задачах линейных и нелинейных, тип переменных – о непрерывных и дискретных задачах, распределенность процессов во времени – о статических и динамических задачах.

В режимных задачах используются различные критерии оптимизации: технические, экономические и коммерческие. Могут рассматриваться объединения, энергосистемы, электрические станции, предприятия электрических сетей. Это обуславливает разнообразие задач и критериев оптимизации режимов. Для электростанций решается задача внутростанционной оптимизации режимов и чаще всего используются технические критерии, такие как: минимум энергозатрат, максимум выработки электроэнергии, максимум КПД и др.

Классификация методов оптимизации показаны на рисунке 1.4.

Если целевая функция и ограничения линейны, то задачу можно решать методами линейного программирования. Если хотя бы одна из функций не линейна, то это задача нелинейного программирования. Для энергетических задач характерна нелинейность целевой функции и ограничений. Поэтому для решения задачи оптимизации режима энергетической системы часто применяются методы нелинейного программирования.

В нелинейном программировании, к сожалению, нет единого метода решения задач, подобно симплекс-методу линейного программирования, который позволял бы находить оптимальное решение для всех задач. Приходится для каждой задачи подбирать свой метод. В основе методов нелинейного программирования лежат методы дифференциального исчисления в совокупности с различными методами учета ограничений типа равенств и неравенств.

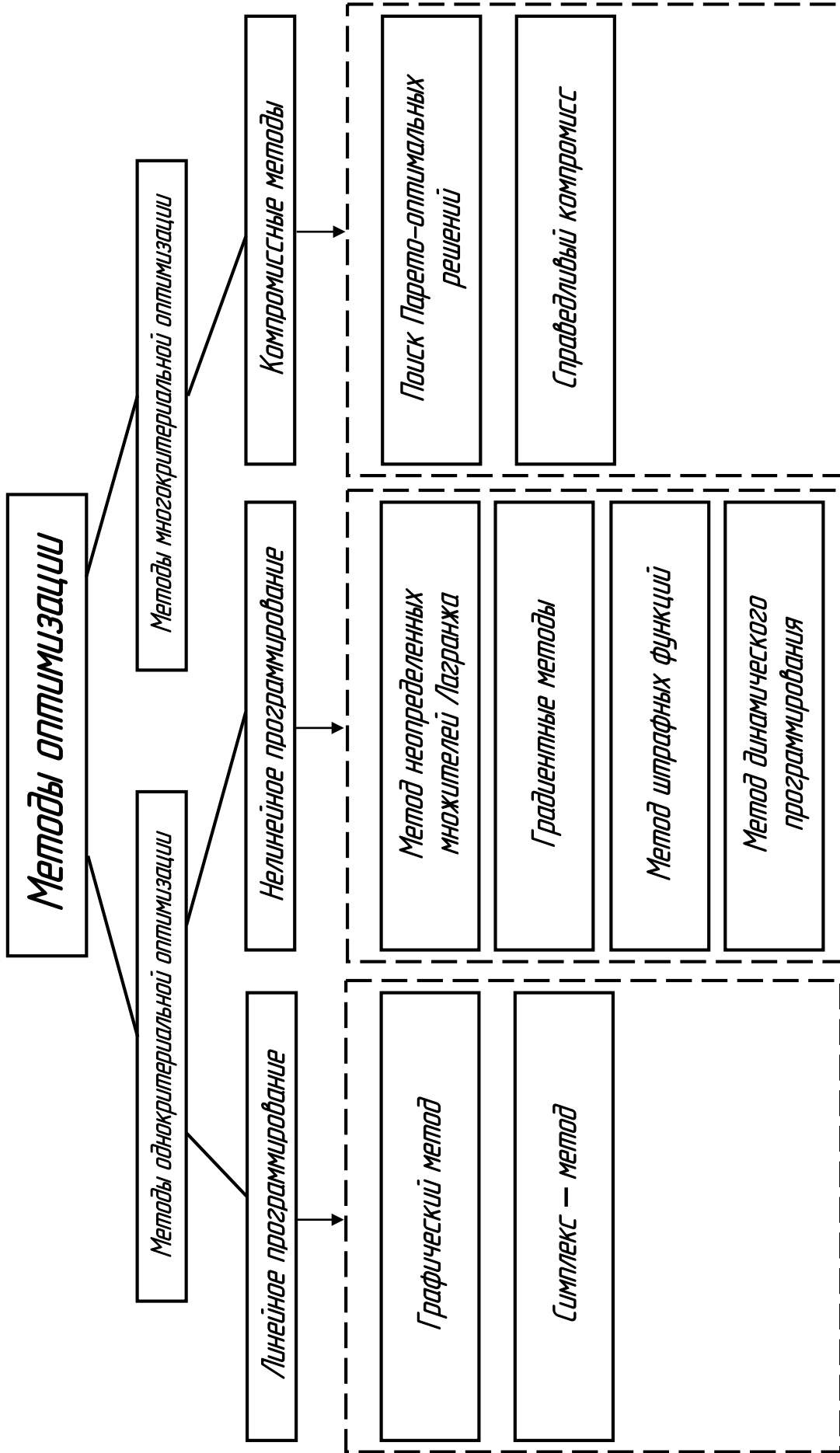


Рисунок 1.4 – Классификация методов оптимизации

Среди наиболее распространенных можно выделить метод неопределенных множителей Лагранжа, различные модификации градиентного метода, метод Ньютона второго порядка и др.

Метод Лагранжа

Наиболее широкое применение в оптимизации в энергетике получило метод неопределенных множителей Лагранжа. Метод Лагранжа позволяет отыскивать экстремум непрерывной функции, являющейся максимумом или минимумом при выполнении дополнительных уравнений связи [24,27,31,44,45]. Суть метода заключается в переформулировке критерия оптимизации, полученный в результате критерий одновременно включает в себя и ограничения. Таким образом, при определении минимума целевой функции, ограничения выполняются автоматически. Рассмотрим сущность этого метода.

Необходимо найти условный экстремум нелинейной функции

$$Z(x_1, x_2 \dots x_n) \rightarrow \text{extr} \quad (1.1)$$

n переменных, при m ограничениях

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2 \dots x_n) &\geq b_1, \\ f_2(x_1, x_2 \dots x_n) &= b_2, \\ &\dots\dots\dots, \\ f_m(x_1, x_2 \dots x_n) &\leq b_m. \end{aligned} \quad (1.2)$$

Ограничения-неравенства преобразуются в равенства, а свободные члены переносятся в левые части ограничений, т.е. система (1.2) приводится к виду

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2 \dots x_n, b_1) &= 0, \\ f_2(x_1, x_2 \dots x_n, b_2) &= 0, \\ &\dots\dots\dots, \\ f_m(x_1, x_2 \dots x_n, b_m) &= 0. \end{aligned} \quad (1.3)$$

известными методами вычислительной математики. Если система (1.5) линейная, используется, как правило, метод Гаусса. Если система (1.5) нелинейная - метод Ньютона.

Метод равенства относительных приростов, созданный на базе метода неопределенных множителей Лагранжа, получил широкое применение при решении задач оптимизации в электроэнергетике. Метод равенства относительных приростов применяют при нахождении оптимального распределения нагрузки между тепловыми станциями (ТЭС), между ГЭС и ТЭС, а также между агрегатами на электростанциях при внутростанционной оптимизации.

В работах Горнштейна В.М. [24,27] приведены характеристики относительных приростов агрегатов, методики построения ХОП отдельных электростанций и суммарной эквивалентной характеристики станций в энергосистеме. Задача оптимальной загрузки агрегатов решается методом относительных приростов. Условием оптимального распределения нагрузки между агрегатами является равенства их относительных приростов [46,47]. Основным исходным данным при применении метода равенства относительных приростов является характеристики относительных приростов (ХОП) каждого агрегата и станции в целом.

Оптимальное распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС методом неопределенных множителей Лагранжа (равенства относительных приростов) рассмотрены в работах [34,40,48,49,50,51]. В качестве целевой функции принята минимизация расхода топлива на ТЭС.

В работе [52] рассмотрена наиболее выгодное распределение нагрузки между тепловыми электростанциями в электроэнергетической системе по критерию минимизации затрат на топливо, с учетом потерь в электрической сети и их стоимости в условиях рыночных отношений на основе метода неопределенных множителей Лагранжа. Разработан алгоритм оптимизации установившегося режима ЭЭС, представляющий собой комбинацию двух методов: метода относительных приростов стоимости расхода топлива на выработку заданной мощности и метода слепого поиска, позволяющего найти решение задачи

оптимизации при многоэкстремальной целевой функции. Разработан алгоритм оптимизации состава включенных энергоблоков. Для решения задачи выбора оптимального состава включенных энергоблоков предложена модификация метода ветвей и границ, предусматривающая объединение в группы однотипных энергоблоков.

В [53] показано использование метода неопределенных множителей Лагранжа для оптимального распределения нагрузки в гидротепловой энергосистеме Бразилии, в краткосрочном периоде.

Решение оптимизационной задачи методом относительных приростов связано с решением итеративным способом сложной системы нелинейных уравнений. При большом количестве ограничений итеративный процесс может не сойтись.

К недостаткам метода Лагранжа относится увеличение размерности задачи из-за введения множителей Лагранжа. Для отыскания минимума функции Лагранжа можно также воспользоваться градиентным методом или методом Ньютона.

Градиентные методы

Для решения сложных оптимизационных задач с большим числом переменных широкое распространение получили градиентные методы [27,31,54]. Они основаны на определении конечных приращений функции затрат и являются методами направленного поиска. При оптимизации объекта градиентным методом определяется направление изменения переменных, которое ведет целевую функцию к экстремуму.

В работах В.И. Обрезкова, Л.А. Крумма, Ю.П. Сырова, Ш.С. Чурквидзе [55,56,57], использовались градиентные методы для оптимизации режимов энергосистем, имеющих в своем составе ГЭС и каскады ГЭС.

Достаточно подробный обзор таких отечественных работ по состоянию на начало 80-х годов приведён в [58]. При этом в качестве рассматриваемых методов решения поставленной задачи применяются: градиентный метод при учёте

ограничений штрафными функциями, модификация линейного программирования, метод приведенного градиента для комплексной оптимизации мгновенных режимов.

Главное преимущество градиентного метода перед методом Лагранжа заключается в том, что данный метод позволяет учитывать ограничения-неравенства [27]. Однако, наличие дополнительных преобразований при учете ограничений в виде неравенств можно отнести к недостатку данного метода из-за громоздкости вычислений. Для этой цели предусмотрено использование совместно с базовым методом метода штрафных функций. Отдельно следует отметить сложную процедуру вычислений из-за дифференцирования целевой функции и, как следствие, трудоемкость ее реализации. Недостатком градиентного метода является и то, что он не гарантирует оптимальности найденного решения. Этот метод применим в унимодальных задачах, где целевая функция имеет единственный локальный экстремум.

Среди основных особенностей градиентного метода можно выделить то, что он работает достаточно быстро при решении задач оптимизации, хотя сходимость данного метода зависит от выбора начального приближения [27,28,59].

Другой подход к решению оптимизационной задачи с учетом ограничений в виде неравенств, предлагает метод приведенного градиента [60], который заключается в коррекции компонент вектора-градиента в зависимости от нарушения ограничений в виде неравенств. Достоинством этого метода является сокращение объема вычислений, по сравнению с другими итерационными методами. Недостатком метода является сложность задания ограничений, однако было разработано множество модифицированных алгоритмов, позволяющих устранить этот недостаток.

Метод Ньютона

Метод Ньютона относится к методам второго порядка и обладает лучшей сходимостью по сравнению с другими методами за счет снижения числа итераций.

Идея метода, в отличие от градиентных методов, заключается в квадратичной аппроксимации целевой функции [29,61].

Из всех итерационных алгоритмов метод Ньютона второго порядка является достаточно точным, универсальным, характеризуется высоким быстродействием.

Однако при неудачных начальных приближениях метод работает плохо, а также объём вычислений на каждом шаге значительно больше, чем, например, в методах первого порядка [28].

Метод динамического программирования

Метод динамического программирования, предложенный Р. Беллманом в 50-е годы XX века, получил широкое применение для решения оптимизационных задач в энергетике [30,31,51,62,63]. В этом методе процесс оптимизации рассматривается как многошаговый процесс: решение ищется не сразу, а последовательно шаг за шагом. Это дает возможность во много раз сократить объем вычислений и определить глобальный минимум в многоэкстремальных задачах. С методом динамического программирования связана методика последовательного анализа вариантов, проводимого с использованием процедур, имеющих своей целью на основании косвенных оценок отбросить все те допустимые решения, среди которых не может быть оптимального. По мере выполнения этих процедур происходит постепенное сжатие множества конкурентоспособных вариантов и остаётся один или несколько, которые уже непосредственно сравниваются между собой.

Поэтому много работ как отечественных, так и зарубежных ученых посвящается применению метода динамического программирования для оптимизационных задач в энергетике [64,65,66,67,68,69,70,71,72].

Плюсом метода динамического программирования является возможность работы с расходными характеристиками любого вида (имеющими разрывы непрерывности, выпуклыми и вогнутыми). Методы динамического программирования позволяют решать широкий спектр оптимизационных задач, при любом способе задания исходных данных, однако при оптимизации систем

большой размерности или для длительного интервала времени необходимы большие вычислительные затраты. Кроме того невозможно непосредственно применить метод динамического программирования при решении оптимизационной задачи с учетом критерия минимизации потерь в электрической сети.

Метод динамического программирования используется в работе J. D. C. Little [64] для оптимизации режима системы имеющее дону ГЭС и одну ТЭС. В работе J. D. C. Little учитывается случайный характер приточности в водохранилище ГЭС. В качестве целевой функции рассматривается математическое ожидание тепловых издержек ТЭС, причем топливные издержки за пределами расчетного периода принимаются равными нулю. В качестве примера приводится оптимизация режимов работы ГЭС Гранд-Кули на реке Колумбия. Показано повышение эффективности работы ГЭС за счет оптимизации на 1-1,4 % по сравнению с назначением режимов на основе диспетчерских графиков.

Дальнейшее развитие методов оптимизации режимов работы энергосистем, включающих ГЭС, на основе динамического программирования связано с работами Е.В. Цветкова [65,73]. Это развитие шло как в направлении усложнения оптимизируемой энергосистемы (учет каскадов ГЭС и линий электропередач), так и в части учета более сложных вероятностных процессов, в частности, перехода от однозвенного марковского процесса к двухзвенному. Следует отметить, что используемые Е.В. Цветковым постановки оптимизационных задач основаны на предположении, что в начале любого временного интервала, на которой разбит расчетный период, точно известны все естественные притоки в водохранилища ГЭС энергосистемы, относящиеся к этому интервалу.

В работах Д.И. Легалова [66,67] рассмотрен вариант применения метода динамического программирования для оптимизации режимов работы энергосистемы, включающей ГЭС и ТЭС. Задача оптимизации разделено на две подзадачи. Первая - это оптимизация режимов ГЭС по критерию максимума выработки электроэнергии без учета сетевых ограничений, вторая – с учетом сетевых ограничений.

В [74] для решения задачи минимизации затрат на производство и передачу электроэнергии предлагается применение комбинированного подхода на основе метода динамического программирования. Методом Беллмана находится оптимальное распределение без учета потерь в сети, затем по найденному распределению рассчитывается режим ЭЭС и вычисляется значение потерь активной мощности в электрической сети. После этого вновь методом Беллмана определяется оптимальное распределение, но к нагрузке энергосистемы добавляется величина потерь активной мощности, рассчитанная ранее. Затем вновь вычисляется значение потерь активной мощности в электрической сети и так до достижения требуемой точности.

В работе [68] вместо расчета на каждом временном интервале условно-оптимальных решений для всех узлов многомерной сетки полезных объемов водохранилищ строятся зависимости условно-оптимальных затрат от указанных полезных объемов.

Метод штрафных функций

Метод штрафных функций служит для того, чтобы переформулировать критерий оптимизации с учетом ограничений в виде неравенств [26,27,75]. Суть метода заключается в наложении на целевую функцию штрафа таким образом, что при выходе расчетного параметра из допустимой области значение штрафа резко возрастает. Такой подход к заданию ограничений алгоритмически прост, дает возможность учета ограничений любого вида, а также позволяет получить решение в случае несовместимых ограничений. Поэтому в конкретных задачах необходим предварительный выбор коэффициентов штрафа. Очень часто для улучшения сходимости коэффициенты штрафа берут разными, меняя их от итерации к итерации, начиная с малых и заканчивая большими значениями.

Линейное программирование

Описанные выше алгоритмы относятся к методам нелинейного программирования, при решении проблемы оптимизации, расходные

характеристики энергоблоков могут быть представлены линейными зависимостями, либо функцией состоящей из нескольких линейных сегментов. В этом случае к оптимизационной задаче применимы методы линейного программирования, из которых наибольшее распространение на сегодня получил симплекс-метод [31].

Симплекс-метод применим для оптимизации линейной целевой функции многих переменных, связанных линейными ограничениями. Сначала система ограничивающих уравнений и целевая функция приводятся к каноническому виду. Для превращения ограничений, заданных в форме неравенств, в равенства вводятся дополнительные переменные. Выбираются базисные переменные, которые выражаются через переменные, не вошедшие в базис.

На основании системы уравнений, приведенной к каноническому виду, формируется симплекс-таблица. Затем путем преобразования полученной симплекс-таблицы, суть которого заключается в переходе к новому опорному решению, получают вторую симплекс-таблицу. Вторая симплекс-таблица также преобразуется и т.д., пока не будет получено оптимальное решение. Критерием достижения экстремума является не отрицательность всех коэффициентов последней строки симплекс-таблицы.

По сравнению с методами нелинейного программирования алгоритмы, в основе которых лежат методы линейного программирования, проще реализуются и затрачивают меньше времени на расчет. С другой стороны, очевидно, что снижая точность исходных данных, мы снижаем точность результата.

Комплекс алгоритмов оптимизации режима энергосистемы, изложенных в [76,77,78] предполагает использование методов линейного программирования. Учет потерь в сети и ограничения по потокам мощности ЛЭП осуществляется на базе метода линейного программирования с переменными коэффициентами.

В [39,79] для определения условного минимума целевой функции предлагается использовать симплексный метод линейного программирования.

Германский программный комплекс *DigSILENT Power Factory* позволяет решать задачу оптимального распределения нагрузки между энергоблоками или

электростанциями с помощью метода внутренней точки, который относится к методам линейного программирования. При оптимизации режима ЭЭС алгоритмом на основе метода внутренней точки задаются начальным приближением, после чего осуществляется поиск оптимального решения вдоль траекторий в пространстве переменных задачи, не проходящих через вершины многогранника (в отличие от симплекс-алгоритма). При этом ограничения учитываются в оптимизационной задаче с помощью метода неопределенных множителей Лагранжа и метода штрафных функций.

Методы генетического алгоритма

В последние годы большое количество публикаций посвящено применению генетического алгоритма в оптимизационных задачах электроэнергетической отрасли [80,81,82,83,84,85]. Сущность метода заключается в случайном подборе, комбинировании и вариации искомым параметров с использованием механизмов, напоминающих биологическую эволюцию.

Плюсом этого метода, несомненно, является способность с большой вероятностью и малыми вычислительными затратами сходиться к оптимуму. Так в [80] авторами произведен ряд расчетов на модели смешанной энергосистемы, в составе генерации которой есть тепловые и гидростанции. Расчеты направлены на сравнение эффективности применения для решения задачи оптимальной загрузки энергоблоков различных алгоритмов.

Однако генетический алгоритм обладает существенным недостатком, который заключается в отсутствии гарантий того, что найденное в результате оптимизации решение есть глобальный оптимум. Как правило, для увеличения вероятности нахождения решения очень близкого к оптимальному, расчет производят несколько десятков раз, а затем выбирать лучший результат.

Остановимся на ряде работ, посвященных оптимизации режимов энергосистемы, в состав которой входят гидроэлектростанции. Как правило, в них применяют комбинацию нескольких описанных выше методов.

В работе [41] используется комбинация метода Лагранжа и метода покоординатного поиска. Методом Лагранжа находятся начальные приближения - оптимальное распределение загрузки энергоблоков без учета потерь активной мощности в электрической сети, затем методом покоординатного поиска уточняется решение с учетом величины потерь активной мощности в электрической сети.

В [86] предлагается метод определения оптимального плана выработки энергии для гидротепловой ЭС, в соответствии с которым сначала оптимизируется план выработки энергии для подсистемы, содержащей только ГЭС, затем полученное решение последовательно улучшается с учетом выработки энергии ТЭС. Для решения промежуточных оптимизационных задач используются градиентные методы и методы Ньютона.

В работе [87] рассматривается планирование недельного режима работы гидравлической ЭЭС. Цель планирования – определить оптимальный часовой расход воды через каждую ГЭС с целью минимизации затрат на выработку электроэнергии на ГЭС при удовлетворении ограничений по расходу воды. Исходная задача нелинейного программирования сводится к последовательности задач линейного программирования, решаемых модифицированным симплекс – методом.

В работе [88] рассматривается оптимизация энергосистемы, включающей несколько ГЭС, работающих в каскаде. Оптимизация проводится с учетом случайного характера приточности воды.

В работах [89,90,91] рассматриваются вопросы развития и функционирования ЭЭС, содержащих ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. В основе предлагаемого подхода лежит расчет отдачи энергии от ГЭС при гарантированных маловодных условиях, а также оптимизации длительных режимов на период цикла многолетнего регулирования. Для определения оптимальных вводов оборудования ЭЭС используется платежная матрица. В работе рассматривается компенсационное регулирование ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, когда за счет сокращения летней выработки ангарских ГЭС с

водохранилищами многолетнего регулирования удается повысить их зимнюю выработку. В основе оптимизационных расчетов лежат методические и программные разработки СЭИ СО АН СССР.

В работе [89] предложена методика формирования единого диспетчерского графика Ангаро-Енисейского каскада. Этот график позволяет, с учетом фактического заполнения водохранилищ и ожидаемой приточности, а также технологических ограничений, сформировать рациональный уровень энергоотдачи от ГЭС.

В работах [92,93] рассмотрена оптимизация длительных режимов энергосистем с ГЭС многолетнего регулирования. Разработана методика оптимизации длительных режимов энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС многолетнего регулирования. В работе используется метод дерева сочетаний для оптимизации режимов ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Предложен метод увязки задач оптимизации режимов ЭЭС с различной продолжительностью расчетных периодов и метод построения энергетических характеристик ТЭЦ. Применение методики показано на примере ЭЭС, включающей каскад из трех ГЭС и восьми ТЭЦ.

В работе [94] для улучшения сходимости оптимизационного процесса при оптимизации длительных режимов ГЭС в энергосистеме используется комбинированный алгоритм, сочетающий градиентный метод и случайный поиск. В качестве оптимизируемых параметров рассматриваются запасы воды в водохранилищах ГЭС в различные моменты расчетного периода. Предлагается подход к определению градиента целевой функции (математического ожидания к определению топливных издержек) при случайном характере естественных притоков и электрических нагрузок. Однако о подходах к учету ограничений типа неравенств при случайном характере исходной информации ничего не говорится.

В работе [95] рассмотрено применение оригинального метода нелинейного программирования (метод вспомогательных функций) для оптимизации длительных режимов энергосистем, имеющих в своем составе ГЭС. Данный метод

является фактически первой реализацией метода, основанного на использовании модифицированных функций Лагранжа.

В работах [96,97] рассмотрена задача оптимизации долгосрочных режимов электроэнергетических систем в стохастической постановке. Особенностью постановки задачи, является то, что ограничения в виде неравенств задаются в вероятностной форме. Задача оптимизации сводится к задаче нелинейного программирования. При этом используется весьма сложное преобразование от стохастической задачи к детерминированной.

1.4 Выводы

На основании приведенного можно сделать следующие выводы:

1. Таджикистан обладает большими запасами гидроэнергоресурсов, из которых реализованы всего лишь 5 %. Практически отсутствуют запасы нефти и газа, а добыча угля не рентабельно. Установленная мощность ГЭС составляет 96 %. Основная доля электроэнергии в стране вырабатывается на ГЭС (98 %). ТЭЦ работают только в зимнем периоде на них вырабатывается почти 2 % электроэнергии в стране. Почти 97 % мощностей всех ГЭС расположены на реки Вахш.
2. В зимнем периоде существует острый дефицит электроэнергии, связанное с уменьшением стока воды в реках. В летнем периоде существует избыток электроэнергии. Энергосистема Таджикистана работает изолированно, поэтому нет возможности импортировать электроэнергию в зимнем периоде и экспортировать в летнем периоде.
3. В перспективе Таджикистан может удовлетворит не только внутренний спрос на электроэнергию, но и экспортировать в другие страны большие мощности. Это достигается путем строительства новых электростанций, подстанций и ЛЭП, которые требуют большие финансирования и определенное время. Все крупные проекты, на данный момент находятся или на стадии проектирования или на них продолжают строительные работы.
4. Необходимо найти решений снижения существующего дефицита электроэнергии в Таджикистане на основе расчетов оптимальных режимов работы энергосистемы в долгосрочном и краткосрочном периоде.
5. Обзор методов оптимизации показали, что при решении оптимизационных задач, в области энергетики в основном применяются методы нелинейного программирования. Среди наиболее распространенных можно выделить метод неопределенных множителей Лагранжа, различные модификации

градиентного метода, метод Ньютона второго порядка, метод динамического программирования и др.

6. Метод равенства относительных приростов, созданный на базе метода неопределенных множителей Лагранжа, получил широкое применение при решении задач оптимизации в электроэнергетике. Метод равенства относительных приростов применяют при нахождении оптимального распределения нагрузки между тепловыми станциями, между ГЭС и ТЭС, а также между агрегатами на электростанциях при внутростанционной оптимизации.
7. Обзор публикаций по оптимизации режимов электростанций и энергосистем показывают, что почти во всех работах рассматривались оптимальное распределение активной мощности между ТЭС и ГЭС или между ТЭС и между агрегатами станций, с использованием различных методов оптимизации. В этих работах не проводились исследования и разработки методик которые позволяли бы оптимизировать режимов энергосистем с большой долей ГЭС, т.е. позволяющие учитывать специфические особенности энергосистемы Таджикистана.
8. Необходимо провести исследование с целью разработки и совершенствовании методов долгосрочной и краткосрочной оптимизации режимов работы энергосистемы Таджикистана с высокой долей гидроэлектростанций по критерию минимизации расхода воды.

2 ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА

2.1 Задача долгосрочной оптимизации

Задача оптимального управления режимами энергосистем с большим количеством ГЭС делится на две подзадачи. Первая – оптимизация долгосрочных режимов ГЭС. Вторая оптимизация краткосрочных режимов ГЭС [23,27,61,98,99,100,101].

Оптимизация долгосрочных режимов включает в себя нахождение оптимальных режимов работы ГЭС для всего цикла регулирования. Определяется режим использования водно-энергетических ресурсов водохранилищ, по которым определяется графики сработки и наполнения водохранилищ. На основании этих расчетов определяются гидроресурсы для краткосрочных периодов. Сначала разрабатываются долгосрочные режимы работы ГЭС, где определяется оптимальное распределение гидроресурсов за весь период регулирования. Назначаются оптимальные режимы ГЭС в энергосистеме в долгосрочном периоде (год, несколько лет), а затем эти данные используются в определении оптимальных краткосрочных режимов ГЭС в энергосистеме. Например, если ГЭС имеет водохранилище с годовым регулирование стока, то должны быть определены ограничения по расходам воды за месяц, неделю, сутки [23,27,61,98,99,100].

Оптимизация краткосрочных режимов необходима для определения, как правило, суточных режимов ГЭС в энергосистеме. При этом определяется оптимальная загрузка станции по часам суток с учетом ограничения по расходам воды за сутки, а также решаются задачи внутростанционной оптимизации, а именно: выбор оптимального числа и состава работающего на ГЭС оборудования (гидроагрегатов) в рамках определенного оптимального суточного режима ГЭС и оптимальное распределение мощности станции между работающими агрегатами.

Несмотря на тесную связь режимов долгосрочной и краткосрочной оптимизации на ГЭС решение этих задач рассматривается декомпозиционно.

Основанием для этого кроме использования различных программных комплексов является также и существенные различия в характере и достоверности исходной информации. Для суточной оптимизации исходная информация носит практически детерминированный характер с достаточной достоверностью. Для оптимизации длительных режимов исходная информация носит стохастический или неопределенный характер. Это приводит к существенным различиям используемых методов решения этих задач.

Планирование долгосрочных режимов работы водохранилищ ГЭС с учетом совместного режима работы всех звеньев электроэнергетических и водохозяйственных систем является сложной задачей, решение которой возможно только на базе использования системного подхода.

Данный раздел посвящен оптимизации долгосрочных режимов ГЭС в энергосистеме Таджикистана в двух аспектах. Во-первых, детально рассмотрены вопросы, связанные с возможностью оптимального перераспределения стока внутри годов различной водности. Второй аспект исследований связан с уточнением глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС, в частности, с возможностью ее увеличения. Фокус исследований в рамках двух перечисленных аспектов направлен на получение дополнительной выработки на Нурекской ГЭС, что способствует снижению дефицита энергии в Республике Таджикистан в зимний период.

Покажем, какая исходная информация должна быть использована для планирования оптимальных длительных режимов ГЭС, которое направлено на осуществление рационального использования водных ресурсов, которое позволяет значительно увеличить выработку электроэнергии [98].

Исходная информация по каскаду ГЭС на реке Вахш

Как уже было отмечено, основная доля электроэнергии в Таджикистане вырабатывается на ГЭС, которые сосредоточены на реках, Вахш, Сырдарья и Варзоб.

На реке Сырдарья построена одна, Кайракумская ГЭС мощностью 126 МВт с долей выработки 4 % от суммарной электроэнергии в республике.

На реке Варзоб построены три ГЭС (Варзобская ГЭС-1,2,3), суммарной мощностью 27,42 МВт и с долей выработки электроэнергии 0,5 %.

На реке Вахш действуют гидростанции суммарной установленной мощностью 4775 МВт, на которых вырабатывается 94 % электроэнергии в стране. Пять ГЭС находятся на реке Вахш. Это - Нурекская, Байпазинская, Сангтудинская 1, Сангтудинская 2 и Головной ГЭС, а две другие (Центральная и Перепадная) расположены на магистральном Вахшском канале и имеют малые установленные мощности [102]. Схема ГЭС Вахшского каскада показано на рисунке 2.1.

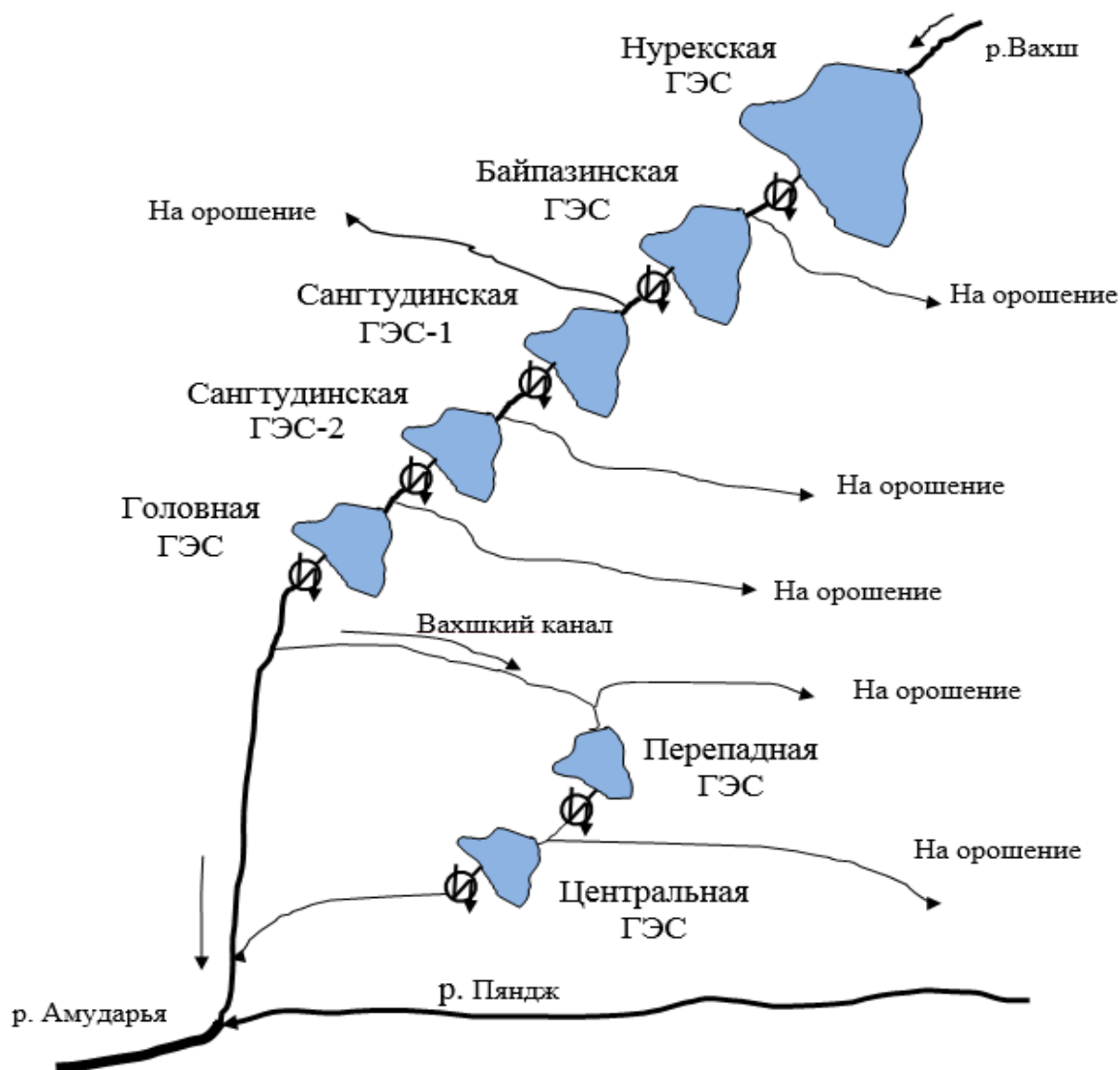


Рисунок 2.1 – Схема Вахшского каскада ГЭС

Река Вахш образуется от слияния рек Сурхоб и Оби-Хингоу. В нижнем течении река Вахш соединяется с рекой Пяндж, берущей начало в Центральном Памире, и образуют реку Амударья, которая впадает в Аральское море.

Для Вахша характерно низкое состояние уровней и расходов в осенне-зимний период, когда питание реки осуществляется в основном грунтовыми водами и периодически выпадающими осадками. Подъем расходов воды начинается в апреле, наибольшие расходы воды наблюдаются в июле, иногда в конце или начале августа, с середины августа начинается спад, продолжающийся до октября. В середине октября устанавливается меженное состояние реки, с расходами порядка 150-250 м³/сек. Максимальные расходы воды на р. Вахш – могут изменяться от 1780 м³/с (30. 05. 1951 г.) до 3730 м³/с. (10. 07. 1953 г.). Среднегодовые расходы воды изменяются от 511 м³/с до 729 м³/с при среднемноголетнем значении 635 м³/с. Основной сток воды р. Вахш проходит на период с мая по сентябрь и составляет 76,0 % от годового стока [103,104]. Среднемноголетний сток в створе плотины Нурекской ГЭС составляет 20,5 км³.

На рисунках 2.2 и 2.3 показаны характерный гидрограф и среднегодовые расходы реки Вахш

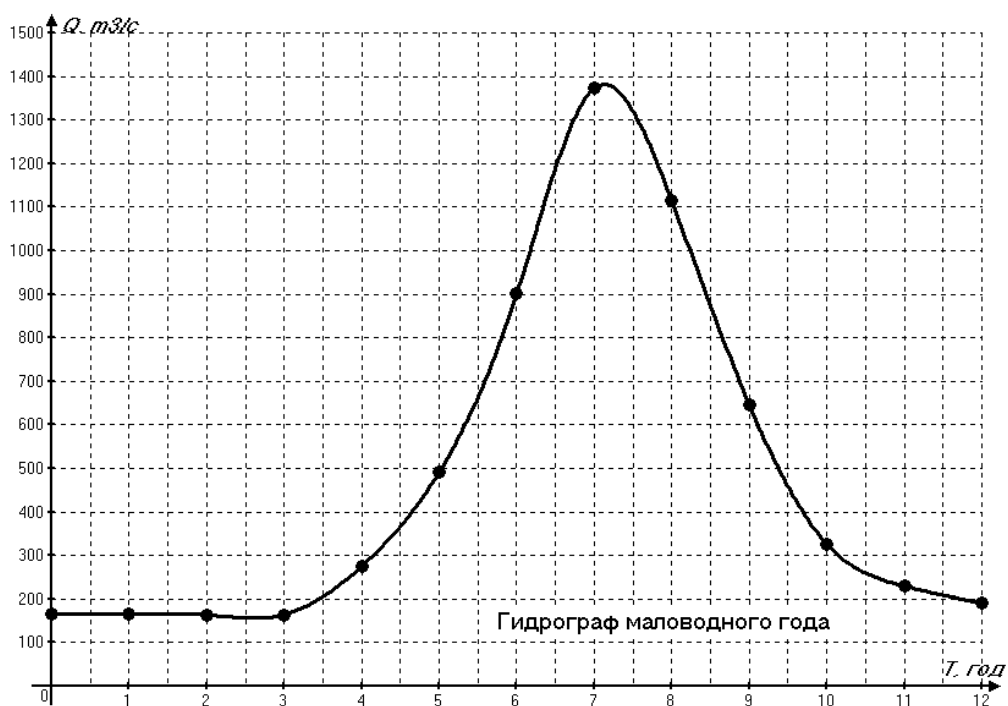


Рисунок 2.2 – Гидрограф реки Вахш

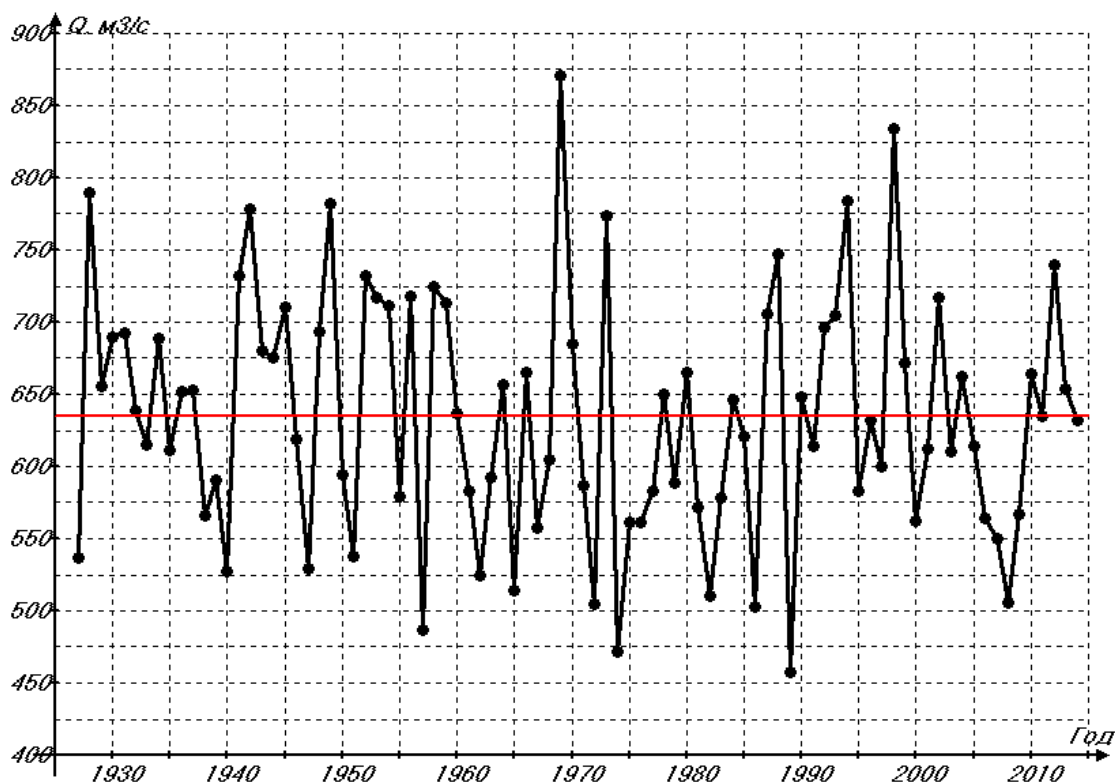


Рисунок 2.3 – Среднегодовые расходы реки Вахш

Как известно, изменчивость годового стока может быть выражена в виде кривой обеспеченности. При регулировании стока водохранилищем его отдача по воде или мощности гарантируется с определенной обеспеченностью, под которой понимается относительное число случаев, когда отдача больше или равна заданной [99]. Обеспеченность выражается в процентах от общего числа случаев и определяется по данным ряда наблюдений.

Среднемесячные расходы реки Вахш за 1927-2014гг. приведены в *приложении А*. На основе исходных данных строится кривая обеспеченности стока реки в заданном створе (рисунок 2.4), используя выражение

$$P = \frac{m}{n+1} \cdot 100, \% \quad (2.1)$$

где m – номер года;

n – количество лет.

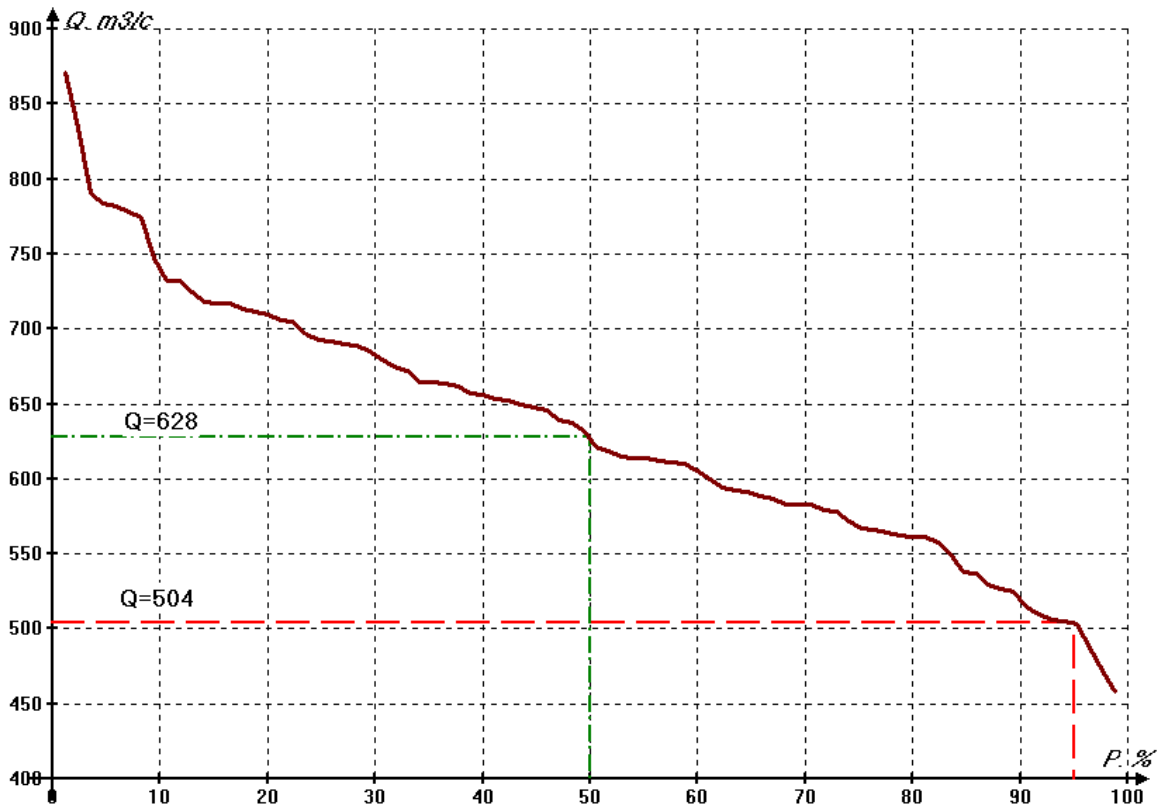


Рисунок 2.4 – Кривая обеспеченности реки Вахш

По кривой обеспеченности определяются маловодные, средневодные и многоводные годы. Маловодный год обладает расчетной обеспеченностью $P=95\%$, средневодный - $P=50\%$ а многоводный имеет расчетную обеспеченность 3-5 %.

Из кривой обеспеченности (рисунок 2.4) следует, что среднегодовой сток в маловодном году составляет $Q=504 \text{ м}^3/\text{с}$, а в средневодном году равен $Q=628 \text{ м}^3/\text{с}$. Гидрограф маловодных и средневодных годов показаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Маловодные и средневодные годы реки Вахш

№ п/п	Годы	Месяцы												ср. год $\text{м}^3/\text{с}$
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Маловодные годы														
1	1972	153	136	170	322	706	988	1090	1108	667	312	229	184	505
2	1986	166	164	164	275	491	901	1373	1114	646	327	230	190	503
3	2008	164	155	205	316	715	1158	1103	1090	502	254	211	198	506
Средневодные годы														
1	1946	182	191	228	679	915	997	1360	1320	698	401	253	207	619
2	1985	193	171	208	463	825	1208	1736	1307	629	310	212	193	621
3	1996	148	130	200	561	761	1386	1428	1444	759	351	234	183	632

2.2 Увеличение выработки электроэнергии каскада за счет оптимального перераспределения стока

Как показывает практика, каскадные схемы позволяют полнее и экономичнее использовать энергетический потенциал реки. Станции каскада связаны по расходу, напору, мощности и выработке электроэнергии. Схема связи достаточно сложная, и станции не могут рассматриваться изолированно. В каскаде могут быть ГЭС с различной степенью регулирования стока, причем каждая станция имеет определенные ограничения по ресурсам, что определяет их регулировочные возможности [98].

Обычно водно-энергетическое регулирование стока осуществляется по принципу максимальной эффективности всего каскада. В каскаде осуществляется совместное регулирование стока исходя из требований потребителей электроэнергии и мощности каждой станции каскада с учетом их возможностей.

При этом отдельные ступени каскада, будучи связаны общим водным режимом, могут также иметь гидравлическую, водохозяйственную и электрическую связь. Практически такого рода связи никогда не проявляются индивидуально, а всегда в различном сочетании друг с другом.

Для ГЭС длительного регулирования стока необходимы режимные среднеинтервальные характеристики как для энергетического оборудования, так и для бьефов и водопроводящих сооружений [99]. Эти характеристики должны учитывать неустановившиеся процессы в бьефах ГЭС в краткосрочном регулировании и сложный нелинейный характер взаимосвязей энергетических параметров, показателей энергетического оборудования и водопроводящих сооружений. Использование таких характеристик ГЭС позволяет решать задачи длительного планирования независимо от задач краткосрочной оптимизации, что упрощает расчеты.

Таким образом, для расчетов длительных режимов энергосистем с ГЭС должна быть разработана функциональная модель, связывающая между собой все основные среднеинтервальные параметры режима станции. Она должна

базироваться на технологической модели каскада или группы ГЭС и учитывать особенности расчетов при больших интервалах осреднения параметров – декада, месяц. Модель должна учитывать и взаимосвязь режимов группы ГЭС в энергосистеме как при наличии, так и при отсутствии гидравлической связи между ними [99].

Необходимо отметить, что из пяти рассматриваемых ГЭС с водохранилищами только водохранилище Нурекской ГЭС имеет способность годового (сезонного) регулирования стока, а остальные ГЭС, расположенные ниже по течению, обеспечивают лишь суточное регулирование. Оптимальное распределение стока на данной работе рассматривается для ГЭС Вахшского каскада (кроме Центральной и Перепадной ГЭС), которые имеют водохранилище. В таблице 2.2 приведены основные параметры водохранилищ ГЭС Вахшского каскада.

Таблица 2.2 – Параметры водохранилищ ГЭС Вахшского каскада

Станции	Нурекская	Байпазин- ская	Сангтудин- ская 1	Сангтудин- ская 2	Головная
Регулирование	<i>сезонное</i>	<i>суточное</i>	<i>суточное</i>	<i>суточное</i>	<i>суточное</i>
Полный объем, км ³	10,5	0,12465	0,258	0,0665	0,096
Полезный объем, км ³	4,5	0,0871	0,018	0,005	0,004
Напор, м	223	54	58	21	23,3

Дадим математическую постановку данной задачи без учета наличия гидравлической связи между станциями каскада. Такое допущение достаточно серьезно упрощает расчеты и дает возможность оперативно оценить эффект от перераспределения стока в каскаде.

Требуется найти режим сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, максимизирующий суммарную выработку энергии каскадов ГЭС за расчетный период [23].

В энергосистеме работает n гидростанций ($j=1, 2, \dots, n$). Каждая ГЭС за период Δt_j может вырабатывать определенное количество электроэнергии.

$$f(x) = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^n P_{ГЭСij}(x) \cdot \Delta t_i \longrightarrow \max \quad (2.2)$$

где $P_{ГЭСij}$ – мощность j – ой ($j=1, 2...n$) ГЭС в i – ом интервале ($i=1, 2...k$), МВт;

Δt_i – длительность i -го расчетного интервала, ч;

n – число ГЭС;

k – интервал времени;

Мощность каждой станции в рассматриваемом интервале

$$P_{ГЭСij} = 9,81 \cdot Q_{ij} \cdot H_{срj} \cdot \eta_{ij} \quad (2.3)$$

где $H_{срj}$ – средний за расчетный период напор;

Q_{ij} – расход воды через турбины j -ой ГЭС;

η_{ij} – к.п.д. j -ой ГЭС;

Уравнения ограничений для каждой ГЭС:

По уровням водохранилища.

Для каждой ГЭС задается максимальное и минимальное значение уровня верхнего бьефа.

$$Z_{ВБminij} \leq Z_{ВБij} \leq Z_{ВБmaxij} \quad (2.4)$$

где $Z_{ВБj}$ – уровень верхнего бьефа ГЭС (м), определяемой по характеристикам верхнего бьефа каждой ГЭС ($Z_{ВБj} = f(V_{ВБj})$).

По мощности каждой ГЭС

$$P_{minij} \leq P_{ГЭСij} \leq P_{maxij}, \quad (2.5)$$

где $P_{ГЭСij}$ – текущая мощность j – ой ГЭС и её минимальная и максимальная мощности.

По расходу воды для каждой ГЭС

$$Q_{minij} \leq Q_{ij} \leq Q_{maxij} \quad (2.6)$$

Здесь Q_{ij} – расход воды через турбину j -ой ГЭС;

Ограничения по уровням, расходу и по мощности для каждой ГЭС каскада приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Ограничения по ГЭС Вахшского каскада

№	ГЭС	$Z_{ВБj}, м$		$Q_{ГЭСj}, м^3/с$		$P_{ГЭСj}, МВт$	
		<i>min</i> (УМО)	<i>max</i> (НПУ)	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>
1	Нурекская	857	910	300*	1368	500*	3000
2	Байпазинская	617	630	0	1236	0	600
3	Сангтудинская 1	569,9	571,5	0	1284	0	670
4	Сангтудинская 2	507,9	508,5	0	1031	0	220
5	Головная	482	485	0	1050	0	210

*Примечание** -Минимальный расход и мощность Нурекской ГЭС для поддержания частоты в системе

Кроме этих основных ограничений необходимо также учитывать расходы воды на ирригацию, то есть водозаборы из реки Вахш.

В Таджикистане вдоль реки Вахш, имеется несколько ирригационных схем:

- Туннель Дангара с расходом $100 м^3/с$ был построен для орошения земель в Дангаринском районе (70000 га) через туннель из Нурекского водохранилища;
- Туннель Яван расходом $75 м^3/с$, для орошения земель районов Яван, а. Джамии и Хурасон. Вода берется из водохранилища Байпазинской ГЭС;
- Вахшский магистральный канал расходом $210 м^3/с$ используется для орошения земель в районах Вахш, Бохтар, Джилликуль, Кумсангир и Руми.

Также имеется другие ирригационные системы, но их расход не превышает $1 м^3/с$.

Значения водозаборов и возвратных вод, по оценкам Правительства Таджикистана и использования полного объема выделенного лимита воды Таджикистану, установленных существующими соглашениями и практиками (в

частности Нукусской Декларацией и Протоколом 566) на период 2005-2011 годы приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Средние фактические водозаборы и возвратный приток с 2005-2011гг. (м³/с)

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Годовой объем (млн. м ³)
До Нурека	0,97	0,97	1,47	2,03	4,02	6,96	8,89	7,07	3,96	2,10	1,00	1,00	107
Нурек – Байпаза	2,41	1,93	2,44	10,1	33,2	39,7	46,3	45,4	29,7	10,5	6,03	3,01	611
Байпаза – Сангтуда 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сангтуда 1 - Сангтуда 2	0,10	0,19	0,29	0,51	0,80	0,99	1,48	1,21	0,99	0,53	0,30	0,20	20
Сангтуда 2 – Головная	0,19	0,67	2,93	5,58	7,55	8,45	8,89	7,58	5,94	3,15	2,51	0,71	143
Головная – слияние	91,2	89,4	90,1	163	221	232	239	237	196	158	118	97,9	5095
Возвратные воды	79,4	75,5	74,4	95,6	124	127	130	132	110	91	83,1	80,1	3163

В отчете Института Гидропроект (Москва) [18,102], испарение в Нуреке оценивается в 0,0523 км³/год, что представляет собой потерю расхода в 1,6 м³/с для Нурекской ГЭС. Водозабор Дангаринской тоннели оценивается ежегодно в среднем в 0,108 км³. Разница между притоками в Нуреке и расходом Нурека 0,133 км³, незначительна по сравнению с 21 км³ ежегодными притоками (она составляет менее 1 %).

Работа ГЭС, расположенных ниже Нурекской ГЭС, определяются ее режимом работы (рисунок 2.5.)

Рассмотрим возможные режимы ГЭС каскада с учетом всех выше приведенных ограничений и расходов на орошение, при заданном расходе Нурекской ГЭС.

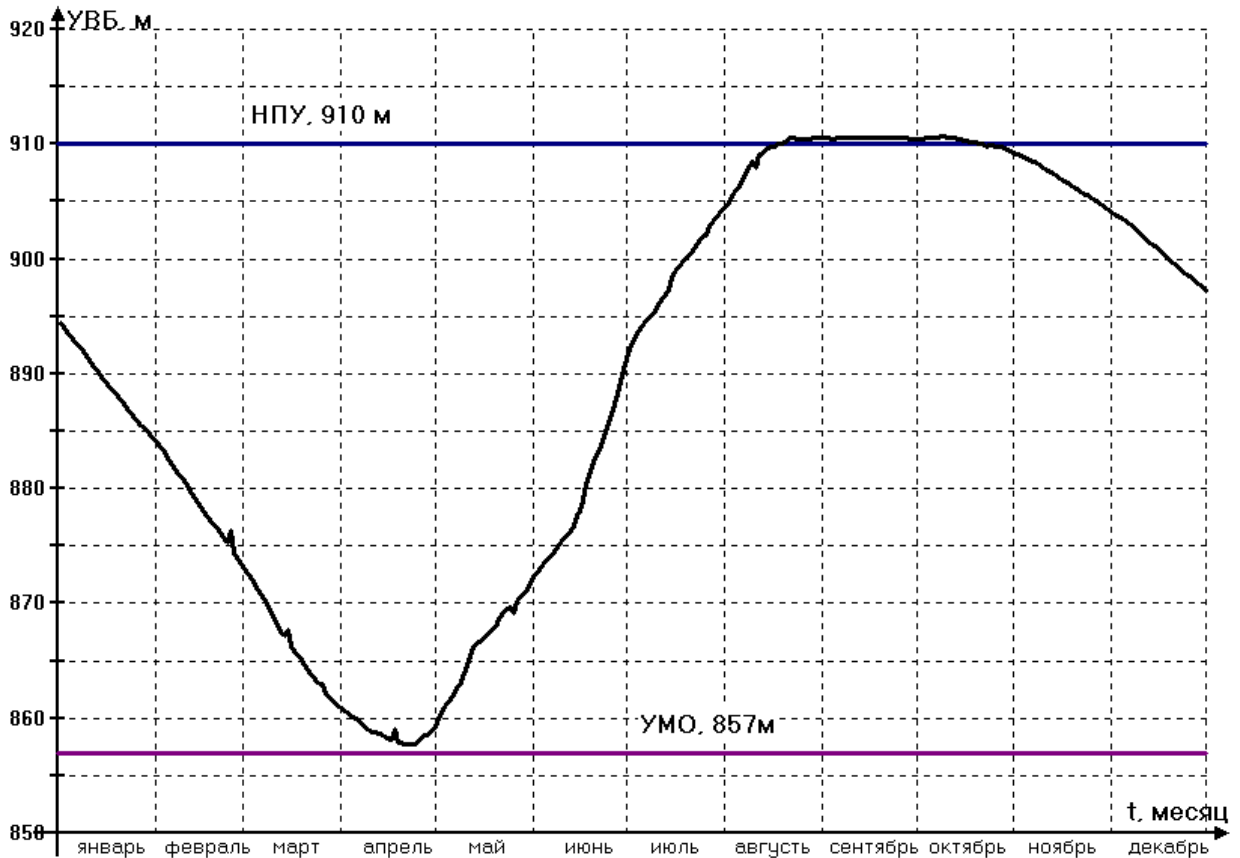


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения Нурекского водохранилища

Для ГЭС, расположенных ниже Нурекской ГЭС, рассматривается два режима.

Первый режим

На гидростанциях производится сработка собственных водохранилищ.

В этом случае суммарный расход воды через ГЭС состоит из двух составляющих – из транзитного расхода от Нурекской ГЭС, работающей по режиму, приведенному на рисунке 2.5, и расхода воды из собственного водохранилища Q_{Vj} :

$$Q_j^V = Q_{j-1} + Q_{Vj} - \Delta Q_{(j-1)-j} \quad (2.7)$$

где Q_j^V – расход j -ой ГЭС ($\text{м}^3/\text{с}$);

$\Delta Q_{(j-1)-j}$ – расходы на орошения (водозаборы) между j -ой и $j+1$ ГЭС, $\text{м}^3/\text{с}$;

Расход воды при сработки водохранилища j – ой ГЭС, соответствующая полезному объему V_j определяется по формуле:

$$Q_{Vj} = \frac{V_j}{t_{ср\text{аб}}} \quad (2.8)$$

где V_j – полезный объем водохранилища j – ой ГЭС, м³;

$t_{ср\text{аб}}$ – период сработки водохранилища j – ой ГЭС, сек.

Второй режим

Нижерасположенные гидростанции работают на транзитном стоке от вышерасположенных, т.е. на Q_{j-1} . При этом их водохранилища остаются заполненным до НПУ.

$$Q_j^T = Q_{j-1} - \Delta Q_{(j-1)-j} \quad (2.9)$$

Схема возможных комбинации режимов ГЭС каскада Вахш, с учетом всех ограничений и водозаборов показано на рисунке 2.6.

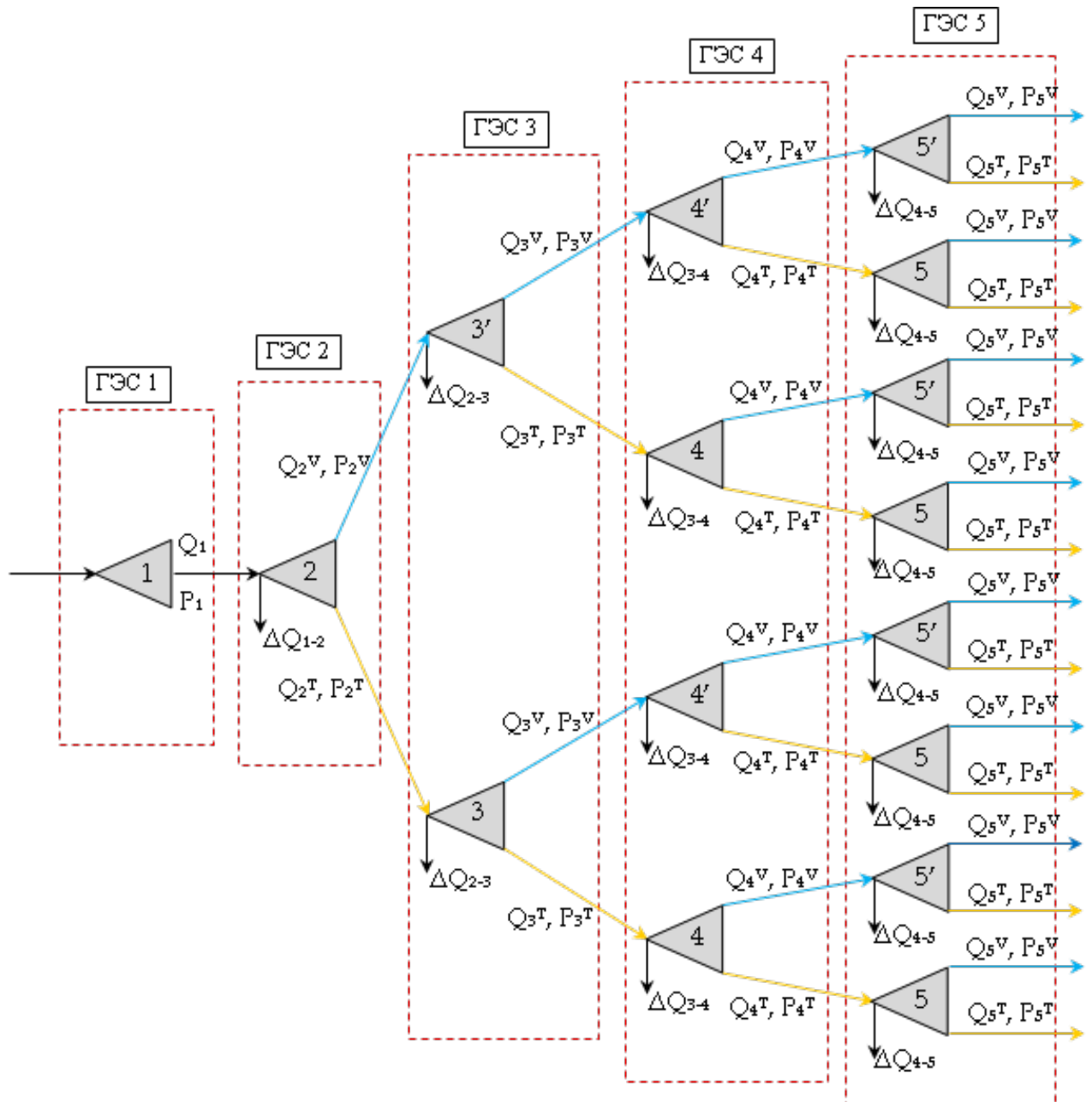


Рисунок 2.6 – Комбинаторная модель расчета работы каскада ГЭС на реке Вахш в различных режимах

Рассмотрим принципиальные особенности работы данной модели.

При работе Нурекской ГЭС (назовем ее ГЭС 1) по графику, показанному на рисунке 2.5, ее расход равен Q_1 , что соответствует мощности P_1 .

Расход Нурекской ГЭС является транзитным для нижележащей Байпазинской (обозначим ее ГЭС 2).

При этом ГЭС – 2 может работать в двух режимах:

Первый – использовать расход Q_1 плюс дополнительный расход из собственного водохранилища Q_{V2} , рассчитанным по (2.8). В этом режиме суммарный расход ГЭС-2 Q_2^V определяется по (2.7), выдаваемая мощность P_2^V определяется по (2.3). При этом будут учтены водозаборы воды между ГЭС-1 и ГЭС-2 (ΔQ_{1-2}).

Второй – работать на транзитном стоке, то есть расходовать приток Q_1 , с учетом водозабора ΔQ_{1-2} . В этом режиме расход ГЭС-2 Q_2^T – определяется по (2.9). При этом выдаваемая мощность ГЭС-2, будет равна мощности на транзитном стоке, т.е. P_2^T ;

Таким же образом рассчитывается режим работы всех остальных станций в каскаде с учетом ограничений и расходов на орошения.

В таблице 2.5 приведены расчеты, режимов работы ГЭС каскада по комбинаторной модели для маловодного года с обеспеченностью $P = 95 \%$.

Таблица 2.5 – Расчеты режимов ГЭС каскада Вахш с учетом ограничений по орошению

1986	Нурекая ГЭС		Байпазин. ГЭС		Сангтуда ГЭС-1		Сангтуда ГЭС-2		Головная ГЭС		Сумма		
месяц	Q, м3/с	P, МВт	Q, м3/с	P, МВт	Q, м3/с	P, МВт	Q, м3/с	P, МВт	Q, м3/с	P, МВт	P _{сум} , МВт		
январь	473,000	973,926	1478,692	678,720	1687,025	831,703	1744,796	311,446	1790,902	365,344	3161,139		
									1744,606	355,900	3151,694		
							1686,925	301,116	1733,031	353,538	3139,003		
									1686,735	344,094	3129,559		
							1478,692	728,995	1536,462	274,259	1582,569	322,844	2978,743
											1536,272	313,400	2969,299
							1478,592	263,929	1524,698	311,038	2956,608		
											1478,402	301,594	2947,163
											782,800	159,691	1815,827
					470,590	216,001	678,923	334,709	736,694	131,500	736,504	150,247	1806,383
											724,930	147,886	1793,692
									678,823	121,170	678,633	138,441	1784,247
											574,467	117,191	1633,431
									470,590	232,001	528,360	94,312	528,170
											516,596	105,386	1611,296
						470,490	83,982	470,300	95,941	1601,851			
февраль	490,000	998,351	1496,172	686,743	1704,502	840,319	1762,182	314,549	1807,802	368,792	3208,754		
									1761,512	359,348	3199,311		
									1704,312	304,220	1749,932	356,986	3186,619
											1703,642	347,543	3177,176
							1496,172	737,613	1553,852	277,363	1599,472	326,292	3026,361
											1553,182	316,849	3016,918
							1495,982	267,033	1541,602	314,487	3004,226		
											1495,312	305,044	2994,783
											799,700	163,139	1863,442
					488,070	224,024	696,400	343,325	754,080	134,603	753,410	153,696	1853,999
											741,830	151,333	1841,307
									696,210	124,273	695,540	141,890	1831,863
								475,630	97,029	1636,778			
				488,070			240,619	430,010	76,757	429,340	87,585	1627,335	
								533,500	108,834	1658,914			
						487,880	87,087	487,210	99,391	1649,471			
март	559,000	1038,725	1564,662	718,180	1772,992	874,085	1830,572	326,757	1873,932	382,282	3340,030		
									1827,642	372,839	3330,586		
									1772,702	316,427	1816,062	370,477	3317,894
											1769,772	361,033	3308,451
							1564,662	771,378	1622,242	289,570	1665,602	339,783	3157,637
											1619,312	330,340	3148,193
							1564,372	279,240	1607,732	327,977	3135,501		
											1561,442	318,534	3126,058
											865,830	176,629	1994,717
					556,560	255,461	764,890	377,091	822,470	146,811	819,540	167,186	1985,274
											807,960	164,824	1972,582
									764,600	136,481	761,670	155,381	1963,139
								657,500	134,130	1812,325			
				556,560			274,384	614,140	109,624	611,210	124,687	1802,881	
								599,630	122,325	1790,189			
						556,270	99,294	553,340	112,881	1780,746			

Продолжение таблицы 2.5

апрель	325,000	581,865	1322,962	607,240	1531,292	754,927	1588,652	283,574	1629,362	332,390	2559,996		
									1583,072	322,947	2550,553		
							1530,782	273,245	1571,492	320,584	2537,861		
									1525,202	311,141	2528,418		
					1322,962	652,220			1380,322	246,387	1421,032	289,891	2377,603
											1374,742	280,447	2368,160
									1322,452	236,058	1363,162	278,085	2355,468
											1316,872	268,642	2346,025
											621,260	126,737	1214,684
							523,190	257,933	580,550	103,628	574,970	117,294	1205,241
											563,390	114,932	1192,549
					314,860	144,521			522,680	93,298	517,100	105,488	1183,106
											412,930	84,238	1032,291
							314,860	155,226	372,220	66,441	366,640	74,795	1022,848
								355,060	72,432	1010,156			
						314,350	56,111	308,770	62,989	1000,713			
май	430,000	772,338	1404,882	644,841	1613,212	795,314	1670,282	298,145	1709,022	348,640	2859,278		
									1662,732	339,197	2849,835		
							1612,412	287,816	1651,152	336,835	2837,143		
									1604,862	327,392	2827,700		
							1404,882	692,607	1461,952	260,958	1500,692	306,141	2676,885
											1454,402	296,698	2667,442
									1404,082	250,629	1442,822	294,336	2654,750
											1396,532	284,893	2645,307
											700,920	142,988	1513,966
							605,110	298,319	662,180	118,199	654,630	133,545	1504,523
											643,050	131,182	1491,831
					396,780	182,122			604,310	107,869	596,760	121,739	1482,388
											492,590	100,488	1331,573
							396,780	195,613	453,850	81,012	446,300	91,045	1322,130
								434,720	88,683	1309,438			
						395,980	70,682	388,430	79,240	1299,995			
ИЮНЬ	857,000	1515,904	1825,332	837,827	2033,662	1002,595	2090,542	373,162	2128,382	434,190	4163,679		
									2082,092	424,747	4154,236		
							2032,672	362,832	2070,512	422,384	4141,544		
									2024,222	412,941	4132,100		
							1825,332	899,889	1882,212	335,975	1920,052	391,691	3981,286
											1873,762	382,247	3971,843
									1824,342	325,645	1862,182	379,885	3959,151
											1815,892	370,442	3949,708
											1120,280	228,537	2818,367
							1025,560	505,601	1082,440	193,216	1073,990	219,094	2808,924
											1062,410	216,732	2796,231
					817,230	375,109			1024,570	182,886	1016,120	207,288	2786,788
											911,950	186,038	2635,974
							817,230	402,894	874,110	156,029	865,660	176,595	2626,531
								854,080	174,232	2613,839			
						816,240	145,699	807,790	164,789	2604,395			

Продолжение таблицы 2.5

октябрь	245,000	481,058	1242,602	570,354	1450,932	715,309	1508,272	269,227	1521,412	310,368	2346,316		
									1505,122	307,045	2342,993		
							1450,402	258,897	1493,542	304,683	2330,301		
									1447,252	295,239	2320,857		
							1299,942	232,040	1343,082	273,989	2170,043		
									1296,792	264,546	2160,600		
					1242,602	612,603			1242,072	221,710	1285,212	262,183	2147,908
											1238,922	252,740	2138,465
											543,310	110,835	1007,124
					234,500	107,636	442,830	218,315	500,170	89,280	497,020	101,392	997,681
											485,440	99,030	984,989
									442,300	78,951	439,150	89,587	975,545
											334,980	68,336	824,731
									234,500	115,609	291,840	52,093	288,690
										277,110	56,530	802,596	
						233,970	41,764	230,820	47,087	793,152			
ноябрь	253,000	496,766	1255,072	576,078	1463,402	721,457	1520,972	271,494	1564,752	319,209	2385,004		
									1518,462	309,766	2375,560		
							1463,102	261,164	1506,882	307,404	2362,868		
									1460,592	297,961	2353,425		
									1312,642	234,307	1356,422	276,710	2202,611
											1310,132	267,267	2193,168
					1255,072	618,750			1254,772	223,977	1298,552	264,905	2180,475
											1252,262	255,461	2171,032
											556,650	113,557	1039,692
					246,970	113,359	455,300	224,463	512,870	91,547	510,360	104,113	1030,248
											498,780	101,751	1017,556
									455,000	81,218	452,490	92,308	1008,113
											348,320	71,057	857,299
									246,970	121,756	304,540	54,360	302,030
										290,450	59,252	835,163	
						246,670	44,031	244,160	49,809	825,720			
декабрь	332,000	643,416	1337,092	613,725	1545,422	761,893	1603,092	286,152	1648,672	336,329	2641,515		
									1602,382	326,886	2632,072		
							1545,222	275,822	1590,802	324,524	2619,380		
											1544,512	315,080	2609,937
									1394,762	248,965	1440,342	293,830	2459,122
											1394,052	284,387	2449,679
					1337,092	659,186			1336,892	238,635	1382,472	282,024	2436,987
											1336,182	272,581	2427,544
											640,570	130,676	1296,203
					328,990	151,006	537,320	264,899	594,990	106,206	594,280	121,233	1286,760
											582,700	118,871	1274,068
									537,120	95,876	536,410	109,428	1264,625
											432,240	88,177	1113,810
									328,990	162,192	386,660	69,019	385,950
										374,370	76,371	1091,675	
						328,790	58,689	328,080	66,928	1082,232			

Примечания по таблице:

серый цвет – расход Нурекской ГЭС;

синий – расход j – ой ГЭС, состоящий из притока к ГЭС и расхода воды из собственного водохранилища;
желтый – транзитный расход j – ой ГЭС,
зеленый – мощность, выдаваемая j – ой ГЭС при соответствующем расходе;
красный – режимы, в которых выдаваемая мощность j – ой ГЭС больше максимальной;
коричневый – суммарная выдаваемая мощность каскада в различных режимах.

На основании проведенных расчетов была рассчитана дополнительная выработка, которую можно получить после оптимального перераспределения стока между гидростанциями. В качестве отправных точек для расчетов были выбраны следующие.

Режим работы Нурекской ГЭС осуществляется в рамках сезонного регулирования стока с использованием всего полезного объема водохранилища. Все остальные станции каскада работают на транзитном стоке Нурекской ГЭС при полностью заполненных до НПУ собственных водохранилищах. Это условие позволяет поддерживать на нижерасположенных станциях максимальный напор, что соответствует максимальной выработке на них электроэнергии [105,106].

При этом запасенная энергия в водохранилищах будет расходоваться в период межени, когда приток воды Нурекской ГЭС и уровень верхнего бьефа минимален.

Запасенная дополнительная энергия в этом случае будет равна:

$$W_{зан} = \sum_{j=1}^n 9.81 \cdot V_j \cdot H_{срj} \cdot \eta_j, \text{ кВт} \cdot \text{час} \quad (2.10)$$

где V_j – полезный объем водохранилища j – ой ГЭС, по таблице 2.2;

$H_{срj}$ – средний за расчетный период напор j -ой ГЭС по таблице 2.2; η_j – к.п.д. j -ой ГЭС;

Суммарный полезный объем водохранилищ каскада (кроме Нурекской ГЭС) равен:

$$V_{ГЭС2-5} = \sum_{j=2}^5 V_j = (0.0871 + 0.018 + 0.005 + 0.004) \cdot 10^9 = 0.1141 \cdot 10^9 \text{ м}^3$$

Тогда дополнительно запасенная энергия определится как

$$\begin{aligned} W_{зан} &= 8.5 \cdot ((0.0871 \cdot 54) + (0.018 \cdot 58) + (0.005 \cdot 21) + (0.004 \cdot 23.3)) \cdot 10^9 = \\ &= 50,5376 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{час} \end{aligned}$$

График выдачи мощности Вахшского каскада (кроме Нурекской ГЭС) при работе на транзитном стоке с учетом ирригационных ограничений по заборам показан на рисунке 2.7.

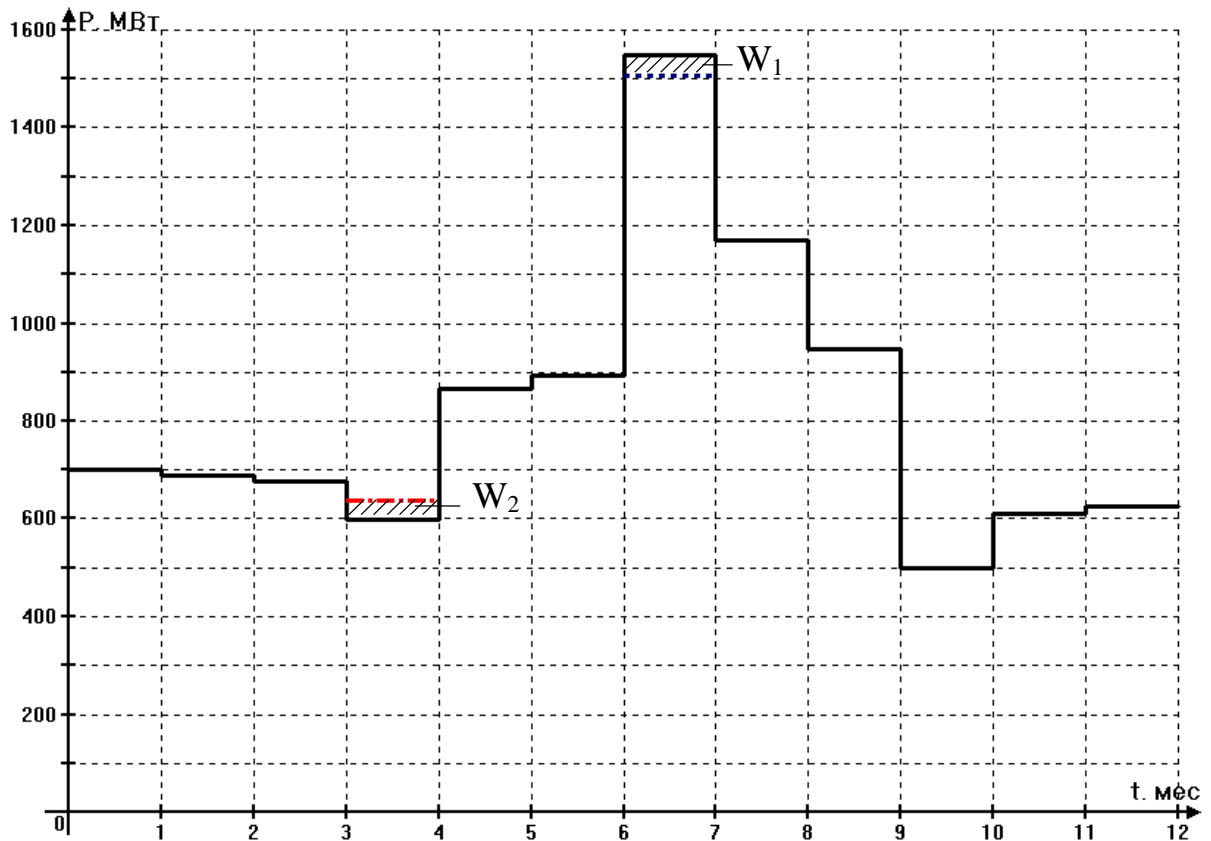


Рисунок 2.7 – График выдачи мощности каскада

Из этого рисунка следует, что площадка W_1 является дополнительной энергией, запасенной в нижерасположенных водохранилищах ГЭС. Эту энергию можно использовать во время межени путем дополнительной сработки

водохранилищ. Предполагаем, что энергия сработки W_2 равно энергии заполнения W_1 , т.е.

$$W_1 = W_2 = W_{зан}. \quad (2.11)$$

Таким образом, путем перераспределения стока внутри года между гидростанциями, можно увеличить выработку электроэнергии в зимнем периоде. Дополнительная электроэнергия запасенная в водохранилищах $W_{зан}$ позволяет снизить зимний дефицит электроэнергии, равный $W_{def.ср} = 2,5 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{час}$, на величину от 2 до 4 % в зависимости от водности года.

2.3 Повышение выработки Нурекской ГЭС за счет углубленной сработки ее водохранилища

Определение оптимальной глубины сработки водохранилища сезонного и годового регулирования

Задача расчета оптимальных долгосрочных режимов ГЭС в детерминированной постановке сводятся к определению такого режима сработки – наполнения водохранилищ ГЭС, при котором реализуется принятый критерий оптимальности и соблюдаются заданные ограничения [23].

При любом регулировании потребители воды в некоторые периоды работают с расходом воды превышающим приток, в другие периоды времени расходуют воды меньше притока. В первом случае происходит сработка водохранилища, во втором – наполнение.

Промежуток времени от начала какого-либо одного периода полной сработки водохранилища от НПУ до начала аналогичного следующего периода после очередного заполнения называется циклом регулирования. Длительность цикла регулирования определяет его разновидности. В соответствии с этим различают краткосрочное и длительное регулирование. К первому относятся суточное и недельное регулирование, ко второму – сезонное, годовое и многолетнее. При

осуществлении любого из этих циклов регулирования возможны некоторые промежутки времени, когда потребность в воде будет соответствовать ее естественному стоку. Тогда, очевидно, отметка верхнего бьефа будет постоянной. Кроме того, при выполнении любого вида регулирования при достижении НПУ возможны холостые сбросы воды, когда естественная приточность превышает ее потребление. В тех случаях, когда холостые сбросы неизбежны даже в условиях расчетной обеспеченности, говорят об ограниченных видах регулирования – ограниченное суточное, недельное, годовое (сезонное) и многолетнее [99]. Каждый более длительный вид регулирования может осуществлять менее длительное регулирование.

Минимальная отметка водохранилища, которая определяет оптимальную глубину его сработки, относится к основным параметрам ГЭС и определяется на стадии проектирования. Этот проектный параметр поддерживается неизменным в течение всего периода эксплуатации. Однако закрепление отметки $Z_{\text{УМО}}$ не всегда имеет технико-экономическую эффективность [101]. Вопрос об оптимизации отметки уровня мертвого объема в условиях эксплуатации возник в связи с созданием машинных методов расчета и возможности решения данной задачи по строгим экономическим критериям. Переменность оптимальной глубины сработки водохранилища и следовательно $Z_{\text{УМО}}$ обуславливается определенными причинами:

1. В техническом проекте оптимальная глубина сработки в основном выбирается по критерию максимума выработки электроэнергии. В эксплуатации более правильно использовать критерий минимума издержек системы, так как технико – экономические характеристики энергосистемы постоянно меняются, следовательно, и абсолютная величина издержек системы тоже меняется. В меньшей степени со временем может меняться выработка электроэнергии ГЭС, так как ее основные параметры и характеристики примерно постоянны. Использование критерия максимума электроэнергии ведет к недоучету динамики изменения параметров энергосистемы. При учете динамики развития энергосистемы оптимальная

глубина сработки водохранилища может превратиться в переменный параметр регулирования. При этом в некоторых случаях требуется регулирование по различным критериям, то есть величина отметки $Z_{УМО}$ также может различаться.

2. Второй причиной является изменение в процессе эксплуатации гидравлических характеристик нижнего и верхних бьефов.

При определении $Z_{УМО}$ используются: характеристики связи горизонтов и расходов нижнего бьефа ГЭС $Z_{н.б} = f(Q_{н.б})$ и объемов водохранилища $Z_{в.б} = f(V_{в.б})$, которые могут меняться в процессе эксплуатации ГЭС.

Проектное значение оптимальное глубины сработки водохранилища соответствует условиям маловодного года. Если не менять критерия выбора оптимальной отметки, то с увеличением водности года оптимальная глубина сработки водохранилища уменьшается. Для большинства ГЭС можно получить достаточно достоверные прогнозы стока реки в зимний меженьный период с квартальной заблаговременностью, т.е. в последние периоды сработки водохранилища можно вносить коррективы на повышенную водность периода в оптимальную глубину сработки [101].

Приведем методику определения оптимальной глубины сработки водохранилища на основе технико-экономического критерия и проанализируем результаты проведенных по ней расчетов применительно к Нурекской ГЭС.

Рассмотрим методику определения оптимальной глубины сработки приведенной в [107,108].

Определение оптимальной глубины сработки водохранилища позволяет выбрать отметку УМО. Водоохранилище сезонного или годового регулирования характеризуются маловодным (меженьным) и многоводным (паводковым) периодами (рисунок 2.8). В паводковый период $t_2 - t_3$, когда естественный расход воды в водохранилище запасают воду (процесс наполнения), а, когда наступает маловодный сезон $t_1 - t_2$, $t_3 - t_4$, и естественный расход становится меньше, чем

необходимый для выработки обеспеченной (гарантированной) мощности, из водохранилища берут дополнительный расход (срабатывают водохранилище).

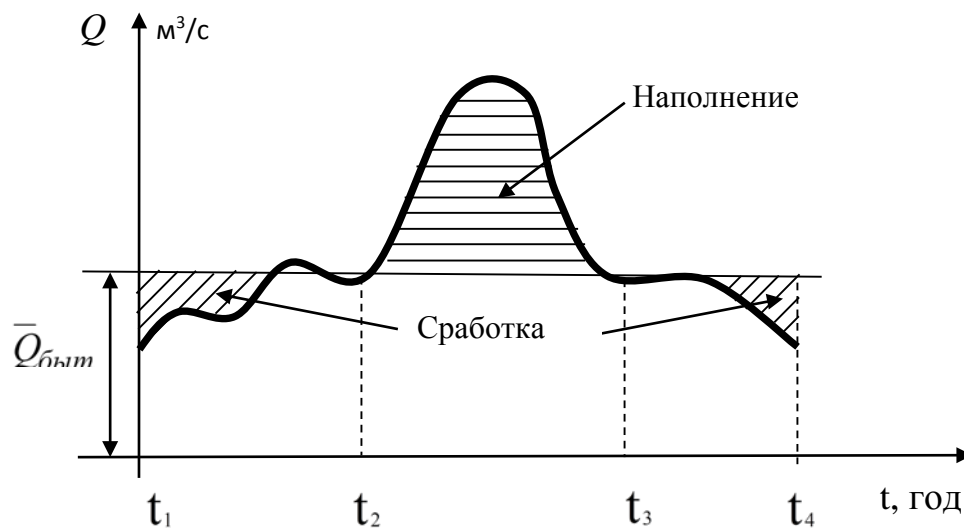


Рисунок 2.8 – Годовое распределение естественного стока реки

Основной задачей водохранилища годичного регулирования является увеличение количества энергии и мощности ГЭС в течение маловодного периода года за счет избыточной воды, задерживаемой в водохранилище во время паводка. Таким образом, появляется вопрос о разделении всего объема водохранилища годичного регулирования на две части — полезный и мертвый объемы. Имея полный объем водохранилища, необходимо разделить его на эти два объема, т. е. решить вопрос об определении глубины сработки водохранилища $h_{ср}$, установить отметку УМО. При решении этой задачи мы будем считать, что отметка нормального подпорного горизонта (НПУ) водохранилища известна и что водохранилище всегда может быть наполнено во время паводка. Та часть всего объема водохранилища, которая заключена между отметкой предельной сработки и отметкой НПУ, представляет собой полезный объем водохранилища $V_{пол}$ (рисунок 2.9).

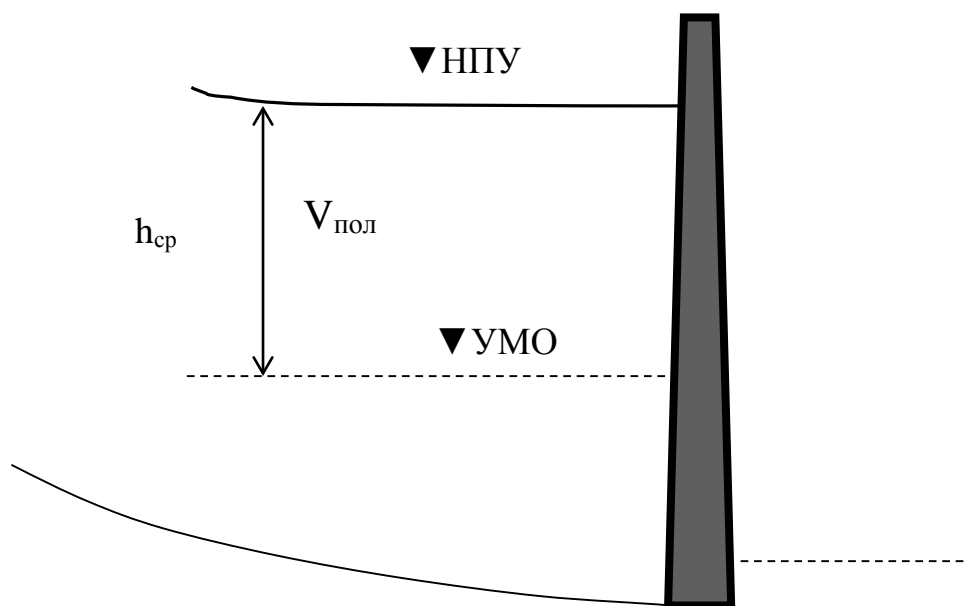


Рисунок 2.9 – Полезный объем водохранилища

Задача заключается в том, чтобы найти такую предельную глубину сработки водохранилища, при которой может быть получен наибольший энергетический эффект на ГЭС.

Глубина сработки водохранилища от НПУ определяет тот полезный объем, который выгодно использовать по критерию максимума выработки электроэнергии проектируемой станции или всех станции каскада. Увеличение глубины сработки сопровождается увеличением расхода ГЭС, по одновременно падают уровень верхнего бьефа и напор станции. Выработку электроэнергии на ГЭС можно представить в виде двух составляющих. Первая – выработка электроэнергии, которая зависит от полезного объема сработки водохранилища $V_{пол}$ (рисунок 2.9). Эта составляющая $\mathcal{E}_{ВДХ}$ растет с увеличением глубины сработки $h_{ср}$ (рисунок 2.9). Вторая составляющая зависит от транзитного стока реки, используемого гидростанцией. Чем больше глубина сработки, тем ниже напор, при котором используется транзитный сток, и эта составляющая бытового стока $\mathcal{E}_{быт}$ падает. Суммарная выработка электроэнергии равна

$$\mathcal{E}_{ГЭС} = \mathcal{E}_{ВДХ} + \mathcal{E}_{быт} = (9,81Q_{ВДХ}H\eta + 9,81Q_{быт}H\eta) \cdot T_{сраб} \quad (2.12)$$

Характеристика выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{ГЭС}(V_{пол})$ при сработке водохранилища имеет максимум, и эта глубина сработки называется оптимальной т.е. $h_{опт}$. При этом проектные расчеты производятся по характерным маловодным условиям межени [98].

Суммируя для различных глубин сработки энергию водохранилища и энергию на транзитном стоке, мы получим полную величину энергии ГЭС за весь период сработки водохранилища (рисунок 2.10).

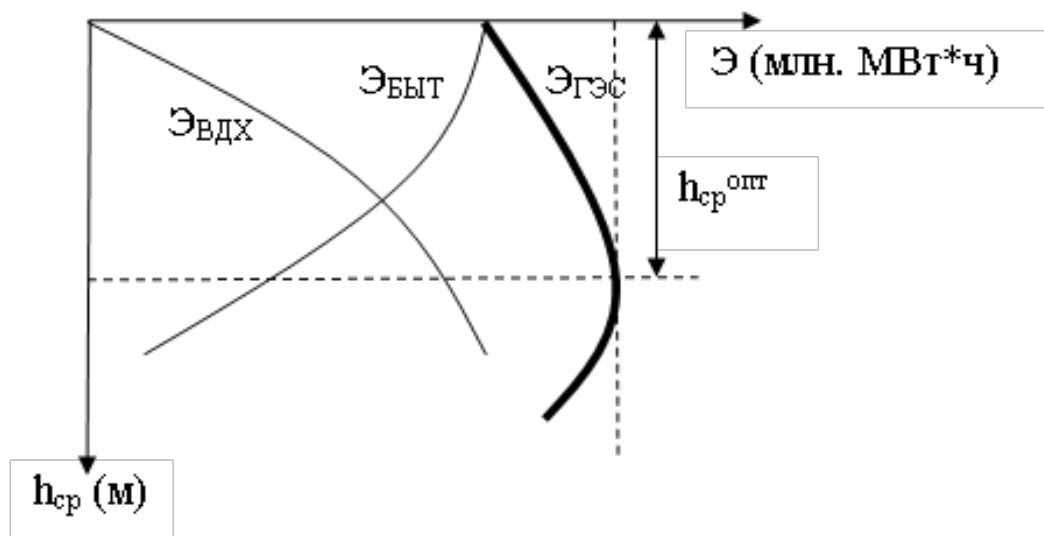


Рисунок 2.10 – Оптимальная глубина сработки водохранилища

Из рисунка 2.10 видно, что с увеличением транзитного стока доля $\mathcal{E}_{быт}$ возрастает, а $\mathcal{E}_{ВДХ}$ падает.

Это объясняется тем, что дальнейшее углубление сработки водохранилища, хотя и увеличивает его полезный объем и соответственно регулируемый расход, используемый ГЭС, но при этом происходит такое значительное снижение напора, что полная энергия, вырабатываемая на ГЭС, начинает уменьшаться.

Таким образом, полученная глубина сработки является тем пределом, до которого можно ежегодно сбрасывать водохранилище годового регулирования.

Используем эту методику для расчета величины УМО Нурекской ГЭС.

Целевой функцией (критерий оптимизации) является максимум выработки электроэнергии Нурекской ГЭС.

$$f(x) = \sum_{i=1}^k P_{НГЭСi}(x) \cdot \Delta t_i \longrightarrow \max \quad (2.13)$$

Ограничения:

- 1) По уровне верхнего бьефа водохранилища Нурекской ГЭС

$$847 \text{ м} \leq Z_{ВБ.НГЭСi} \leq 910 \text{ м} \quad (2.14)$$

где 847 м – минимальный уровень верхнего бьефа водохранилища Нурекской ГЭС, которого позволяет конструкция гидротехнического сооружения. На уровне 847 м расположена верхняя отметка подводящего напорного туннеля, по которым вода подается к турбинам ГЭС [109]. Верхняя отметка напорного туннеля 847 м над уровнем моря, т.е. ниже проектной отметки УМО (857 м) на 10 м; 910 м – отметка нормального подпорного уровня (НПУ).

- 2) По мощности ГЭС

$$500 \text{ МВт} \leq P_{НГЭСi} \leq 3000 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

- 3) По расходу воды через турбины

$$300 \text{ м}^3 / \text{с} \leq Q_{НГЭСi} \leq 1400 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (2.16)$$

Для определения оптимальной глубины сработки водохранилища НГЭС необходимо имеет следующие исходные данные.

1. Характеристика верхнего бьефа водохранилища (характеристика объема водохранилища $Z_{в.б} = f(V_{в.б})$)

Характеристика объема водохранилища показывает зависимость уровня верхнего бьефа от объема. Эта зависимость не постоянная. Объем водохранилища со временем уменьшается т.е. появляется потери объема (емкости) водохранилища за счет заиления. Процесс заполнения водохранилища наносами называется заилением, он достаточно длителен и зависит от многих факторов: размеров и

конфигурации водохранилища, устойчивости берегов, режима стока, состава наносов, режима сработки и наполнения уровня водохранилища.

Емкость Нурекского водохранилища в период эксплуатации изменилась [102,103,110,111,112]. Потери емкости Нурекского водохранилища были рассчитаны на основе результатов батиметрических обследований за 1989, 1994 и 2001 годы. Результаты обследования, проведенного в 2001 году, показывают, что за период 1994–2001 годов объем водохранилища увеличился, что представляется невозможным. Поэтому результаты обследований либо 2001 года, либо 1994 года, вероятно, ошибочны [110]. В работах [103,111] показаны, что по состоянию 2009 года общий объем Нурекского водохранилища уменьшился по сравнению с проектным - 10,5 млрд. м³ и составил 7,37 млрд. м³. Кривые объема водохранилища Нурекской ГЭС с учетом заиления показаны на рисунке 2.11.

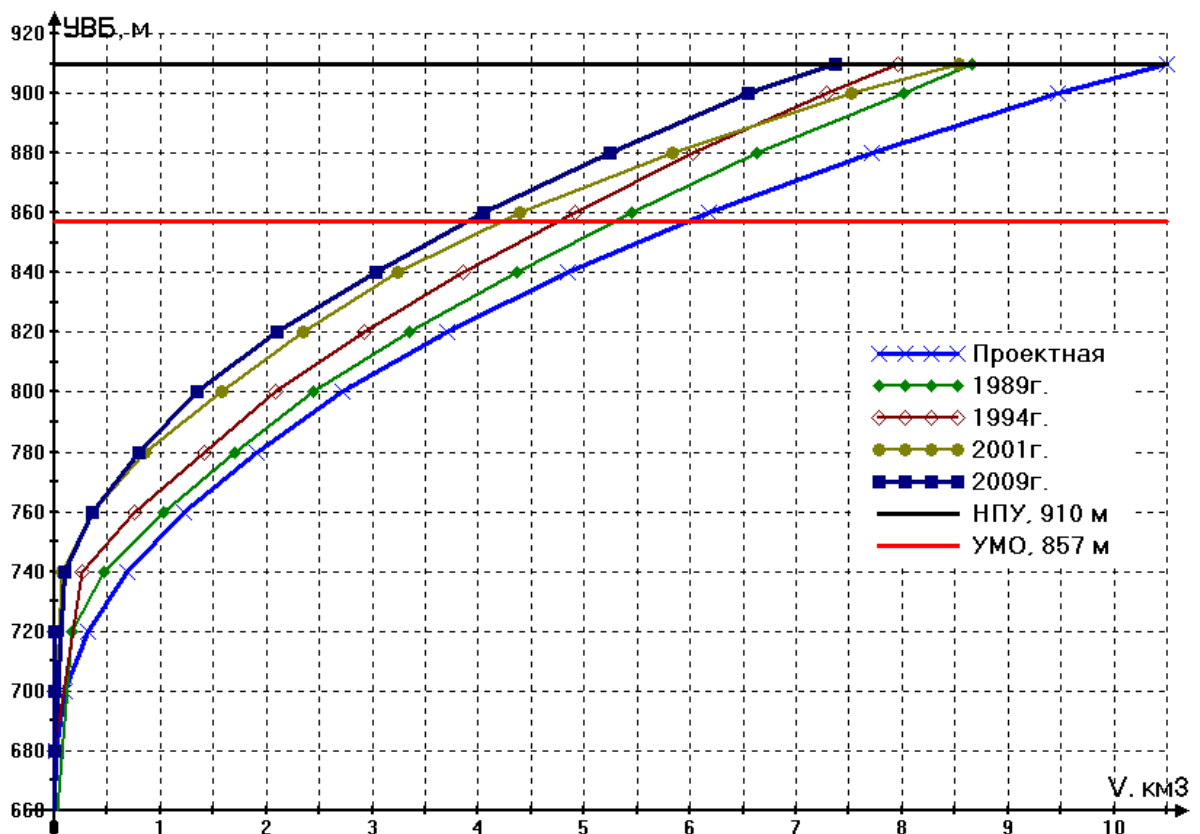


Рисунок 2.11 – Кривые объема водохранилища Нурекской ГЭС

В данной работе используется кривая объема водохранилища Нурекской ГЭС соответствующая 2009 году, полным $V_{\text{полный}} = 7,37 \text{ км}^3$, и полезным $V_{\text{полезный}} = 3,91 \text{ км}^3$ объемом.

2. Характеристика нижнего бьефа. Характеристика расходов нижнего бьефа $Z_{\text{н.б}} = f(Q_{\text{н.б}})$ приведена на рисунке 2.12.

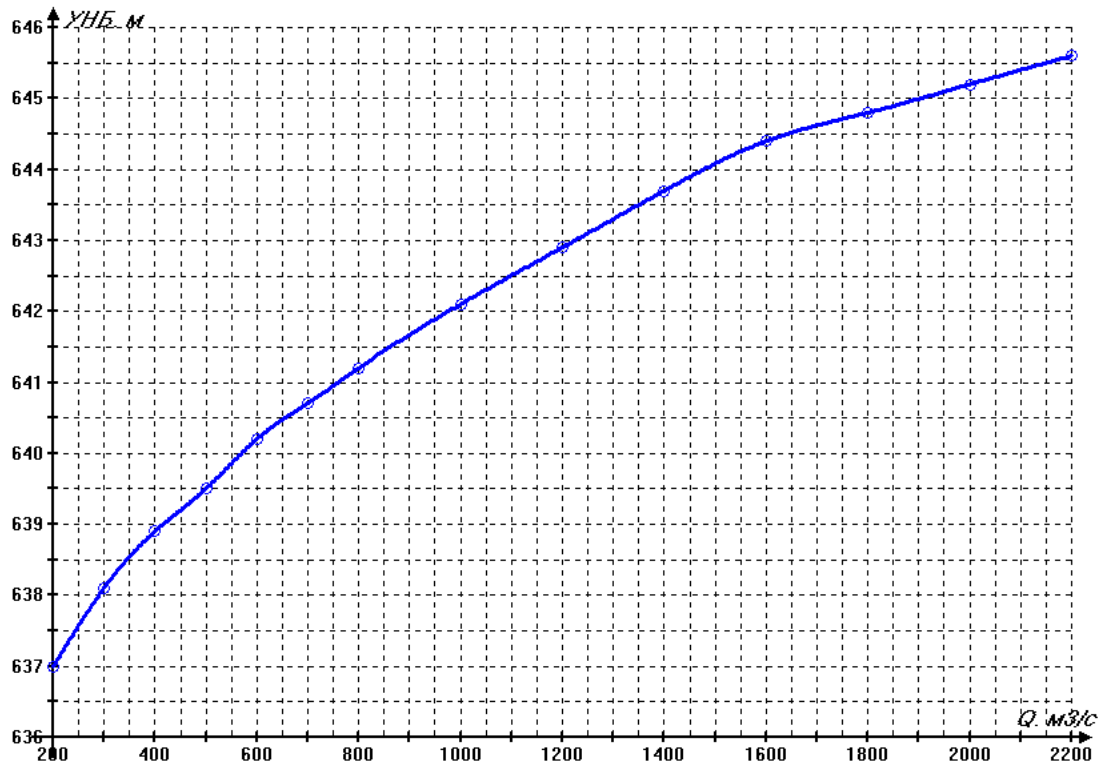


Рисунок 2.12 – Характеристика нижнего бьефа Нурекской ГЭС

3. Отметка НПУ – 910 м.
 4. Гидрограф реки в маловодном году. Выбираем маловодный год расчетной обеспеченности (1986 год, по таблице 2.1, рисунок 2.4).

Расчет оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС

Расчет оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС по методике [107].

Период сработки водохранилища определяется по графику сработки – заполнения (рисунок 2.5)

$$T = 7 \text{ мес} \approx 5040 \text{ час} = 18144000 \text{ сек} \quad (2.17)$$

Определим среднюю величину бытового расхода за весь период сработки водохранилища.

$$\bar{Q}_{\text{быт}} = \sum_{i=1}^k Q_i / t = (166 + 164 + 164 + 275 + 327 + 230 + 190) / 7 = 216 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (2.18)$$

где Q_i - средний расход на месячном интервале, $\text{м}^3/\text{с}$, взятый из гидрографа (рисунок 2.13),

t – период сработки, месяцев.

Среднее значение бытового расхода $\bar{Q}_{\text{быт}}$ принимается постоянным за весь период сработки.

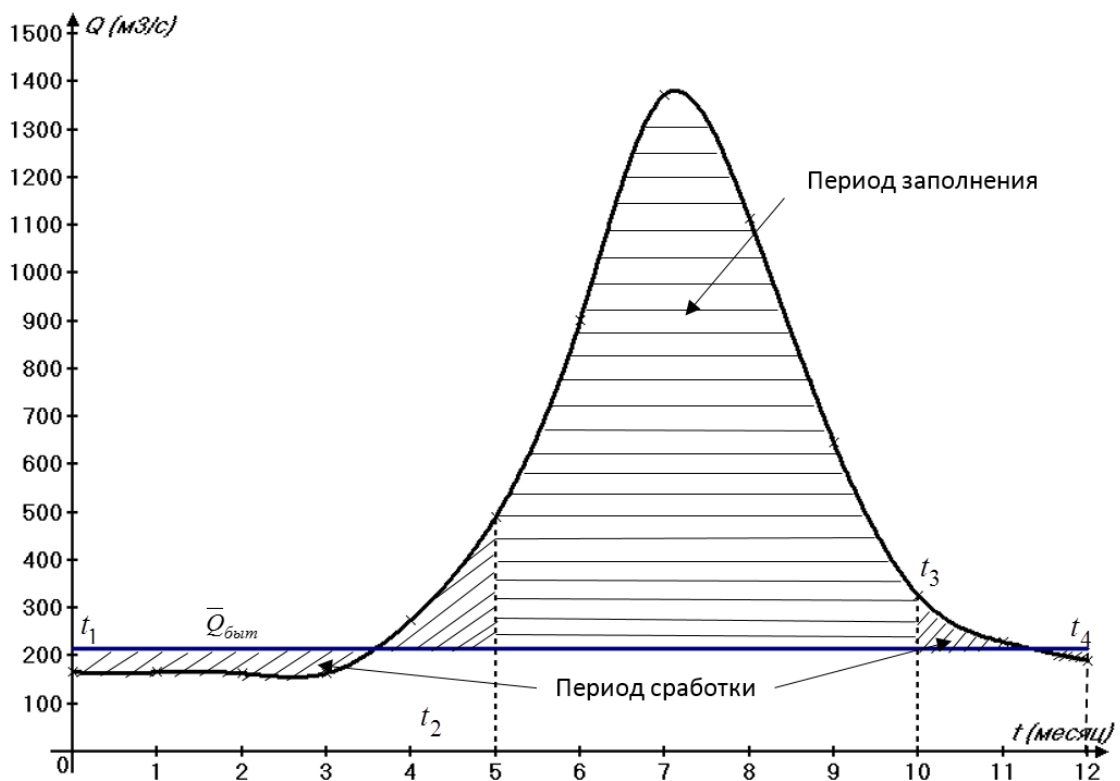


Рисунок 2.13 – Гидрограф маловодного 1986 года

В графике $t_1 - t_2, t_3 - t_4$ – периоды сработки; $t_2 - t_3$ – период заполнения.

Расчеты оптимальной глубины произведем табличным методом. Расчеты показаны в табличном виде в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчета оптимальной глубины водохранилища НГЭС

Параметр	Ед. изм.	Расчетное выражение	Расчетное значение										
			0	3	6	...	52	53	54	...	69	72	75
$h_{ср}$	м	Метод подбора с шагом 3м	0	3	6	...	52	53	54	...	69	72	75
$V_{нач}$	км ³	По $Z_{в.б} = f(V_{в.б})$	$V_{нач} = 7,37 \text{ км}^3$ при НПУ=910м										
$V_{кон}$	км ³	По $Z_{в.б} = f(V_{в.б})$	7,37	7,16	6,92	...	3,97	3,9	3,82	...	3,1	2,95	2,8
$V_{сраб}$	м ³	$(V_{нач} - V_{кон}) \cdot 10^9$	0	0,21	0,45	...	3,4	3,47	3,55	...	4,27	4,42	4,57
$Q_{ВДХ}$	м ³ /с	$V_{сраб} / T_{ср}$	0	11,574	24,801	...	187,389	191,247	195,656	...	235,339	243,606	251,87
$Q_{быт}$	м ³ /с	По выражению 2.10.	216	216	216	...	216	216	216	...	216	216	216
$Q_{ГЭС} = Q_{наб}$	м ³ /с	$Q_{быт} + Q_{ВДХ}$	216	227,574	240,8016	...	403,389	407,247	411,656	...	451,3395	459,606	467,87
$Z_{нб}$	м	По $Z_{н.б} = f(Q_{н.б})$	642,690	642,773	642,8673	...	643,927	643,95	643,976	...	644,2077	644,25	644,30
H	м	$Z_{в.б} - Z_{нб} = (НПУ - 1/3h_{ср}) - Z_{нб}$	267,309	266,226	265,1327	...	248,739	248,383	248,023	...	242,7923	241,74	240,69
$\mathcal{E}_{быт}$	млн.кВт.ч	$8.5 \cdot H \cdot Q_{быт} \cdot T$	2473,53	2463,51	2453,39	...	2301,69	2298,39	2295,07	...	2246,66	2236,97	2227,2
$\mathcal{E}_{ВДХ}$	млн.кВт.ч	$8.5 \cdot H \cdot Q_{ВДХ} \cdot T$	0	132,004	281,7035	...	1996,82	2035,01	2078,92	...	2447,81	2522,88	2597,2
$\mathcal{E}_{ГЭС}$	млн.кВт.ч	$\mathcal{E}_{быт} + \mathcal{E}_{ВДХ}$	2473,53	2595,51	2735,093	...	4298,52	4333,41	4373,99	...	4694,48	4759,85	4824,4

Критерием окончания расчета, то есть получения оптимального h_{cp} , является следующее: если $\mathcal{E}_{ГЭС}^{h_{cp(i)}} > \mathcal{E}_{ГЭС}^{h_{cp(i+1)}}$, то $h_{cp(i)}$ - оптимальная глубина сработки и расчет заканчивается.

Однако, по расчетам видно, что с увеличением глубины сработки h_{cp} , $\mathcal{E}_{ВДХ}$ увеличивается больше, чем уменьшается $\mathcal{E}_{быт}$. Видно, что кривая суммарной выработки ГЭС $\mathcal{E}_{ГЭС}$, не сгибается даже при сработке $h_{cp} = 75$ м (ниже проектной отметки УМО на - 23 м), то есть условие $\mathcal{E}_{ГЭС}^{h_{cp(i)}} > \mathcal{E}_{ГЭС}^{h_{cp(i+1)}}$ не соблюдается (рисунок 2.14).

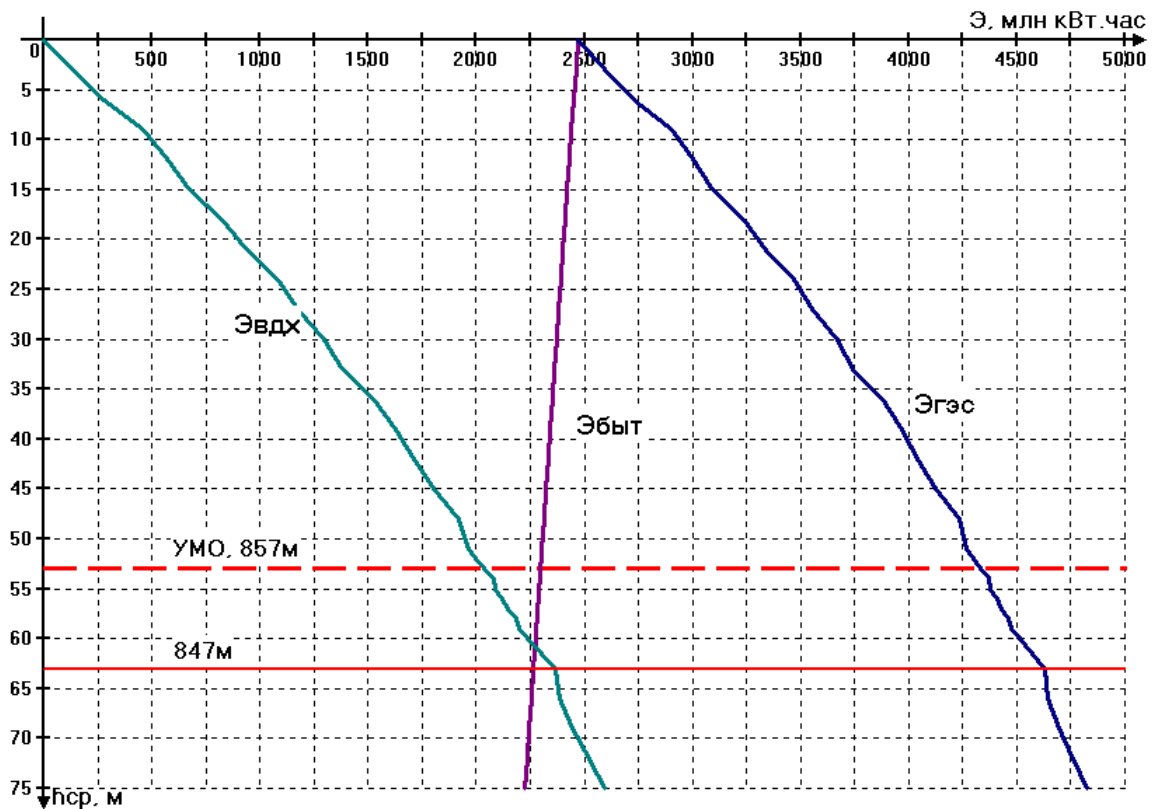


Рисунок 2.14 – Выработка электроэнергии на ГЭС в зависимости от h_{cp}

Таким образом, видно, что общепринятая методика определения оптимальной глубины сработки водохранилищ [98,107] для водохранилища Нурекской ГЭС не актуальны. Данная методика находит свое применение для расчета оптимальной глубины сработки водохранилищ для низко и средненапорных ГЭС, для которых снижение напора является, как мы уже

указывали выше, определяющим. Для высоконапорных ГЭС, таких как Нурекская, Саяно-Шушенская и др. характер изменения выработки в зависимости от глубины сработки водохранилища, показанное на рисунке 2.10, не выполняется.

В диссертации была предложена иная методика определения оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС путем поиска компромиссного решения с учетом дополнительных ограничений по гидрологии и техническим характеристикам плотины

Суть компромисса заключается в следующем:

1. Любая дополнительная сработка водохранилища обязательно должна быть проверена по условию его заполнения. Это дает уверенность в том, что полученная дополнительная выработка за счет сработки водохранилища ниже проектной отметки в зимнюю межень будет обязательно скомпенсирована во время паводка, причем в самых неблагоприятных по водности условиях, а именно, в маловодном году расчетной обеспеченности.

2. Обязательно учитываются технические ограничения по отметке забора воды подводящих водоводов к агрегатам ГЭС.

Учитывая два вышеприведенных ограничения появляется возможность найти такую предельную глубину сработки водохранилища, при которой может быть получен наибольший энергетический эффект на ГЭС. При сработке водохранилища ниже УМО на каждый (-1) метр, выработка электроэнергии увеличивается на $\Delta \mathcal{E}$. В таблице 2.7, показано зависимость дополнительной энергии в зависимости от глубины сработки ниже УМО.

Таблица 2.7 – Зависимость выработки электроэнергии от глубины сработки водохранилища

Маловодный год (1986)					
Отметка	$h_{ср}$, от УМО	$\mathcal{E}_{быт}$	$\mathcal{E}_{ВДХ}$	$\mathcal{E}_{ГЭС}$	$\Delta\mathcal{E}_{ГЭС}$
м	м	млн. кВт.ч			
857	0	2294,575	2078,470	4373,046	0,000
856	-1	2291,352	2087,244	4378,596	40,500
855	-2	2288,128	2119,338	4407,467	46,050
854	-3	2284,766	2145,373	4430,140	74,921
853	-4	2281,589	2183,142	4464,732	97,594
852	-5	2278,486	2197,614	4476,101	132,186
851	-6	2275,420	2235,299	4510,720	143,555
850	-7	2294,575	2078,470	4373,046	178,174

На рисунке 2.15 показана, дополнительная выработка электроэнергии на Нурекской ГЭС при сработки водохранилища ниже проектной отметки УМО.

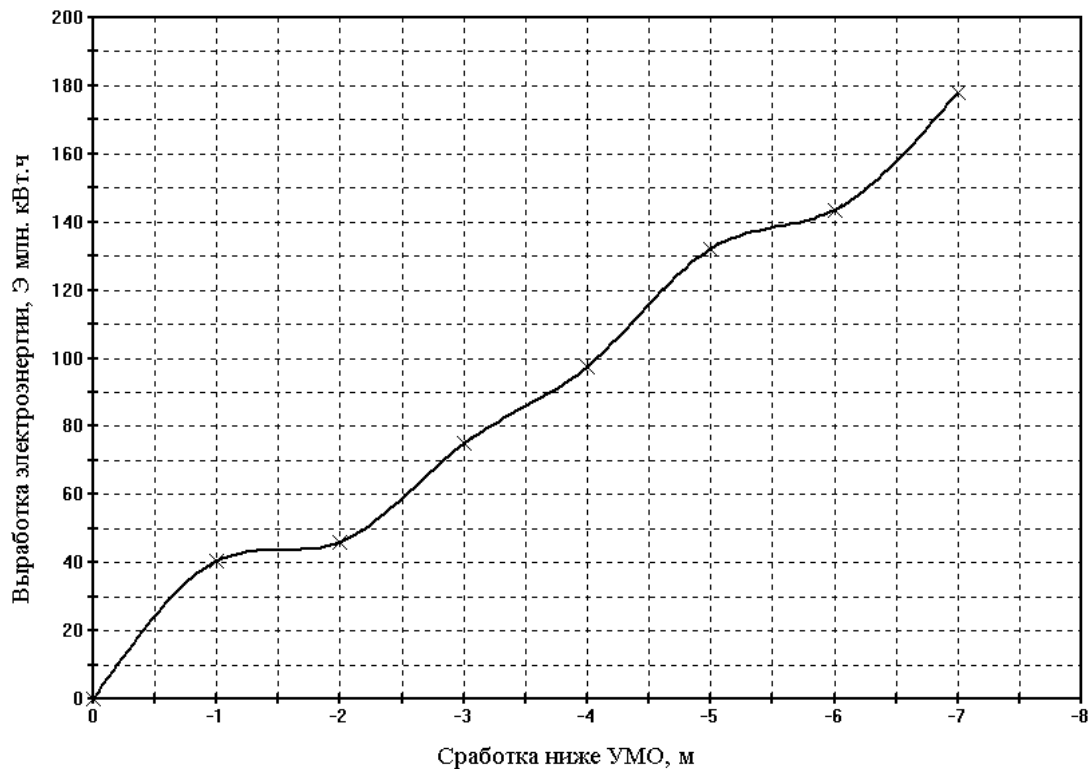


Рис.2.15 – Выработка дополнительной электроэнергии от глубины сработки

Как уже отмечено необходимо обязательно проверять решение на возможность заполнения водохранилища до НПУ. Необходимо рассчитать энергию сработки водохранилища и энергию заполнения. При условии, если энергия заполнения больше энергии сработки, то водохранилище имеет возможность заполняться до НПУ.

$$W_{ср\text{аб}}^{УМО-h_{ср}} \leq W_{зап} \quad (2.19)$$

Расчет энергии заполнения водохранилища

Объем бытового расхода в период заполнения определяются по:

$$V_{зап} = \sum_{i=1}^k Q_{iзап} \cdot t_{iзап} \quad (2.20)$$

где $t_{зап} = 4$ месяцев – период заполнения водохранилища по рис. 2.5;

$Q_{iзап}$ – расход воды которое накапливается в водохранилище в i – том интервале;

$$Q_{iзап} = Q_{iбыт} - Q_{iНГЭС} \quad (2.21)$$

где $Q_{iбыт}$ – бытовой расход (приток) водохранилище Нурекской ГЭС в i – том интервале;

$Q_{iНГЭС}$ – расход из водохранилище Нурекской ГЭС в i – том интервале;

$$\sum_{i=1}^k Q_{iзап} = (491 - 430) + (901 - 857) + (1373 - 1226) + (1114 - 981) = 385 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Тогда объем по (2.21) равняется

$$V_{зап} = 385 \cdot 4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600 = 3,991 \cdot 10^9 \text{ м}^3 = 3,991 \text{ км}^3$$

Энергия заполнения водохранилища

$$W_{зан} = 8,5 \cdot H_i \cdot \sum_{i=1}^k Q_{изан} \cdot t_{изан} \quad (2.22)$$

где H_i – Средний напор Нурекской ГЭС в i – том интервале;

$$W_{зан} = 8,5 \cdot 223 \cdot 385 \cdot 4 \cdot 30 \cdot 24 = 2101,73 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Ниже приводятся в качестве иллюстрации расчеты дополнительной сработки водохранилища ниже проектной отметки УМО, а также полученная от этого дополнительная выработка электроэнергии.

Расчет энергии при сработке ниже проектной отметки УМО на 1м.

Время сработки $t_{сраб} = 7 \text{ мес}$

Объем сработки $V_{сраб}^{УМО-1м} = 3,55 \text{ км}^3$ – по кривой рис. 2.12.

Средний расход водохранилища за весь период сработки

$$Q_{сраб}^{УМО-h_i} = \frac{V_{сраб}^{УМО-h_i}}{t_{сраб}} \quad (2.23)$$

$$Q_{сраб}^{УМО-1м} = \frac{3,55 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600} = 195,65 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Энергия сработки водохранилища

$$W_{сраб}^{УМО-h_i} = 8,5 \cdot H_i \cdot Q_{сраб}^{УМО-h_i} \cdot t_{сраб} \quad (2.24)$$

$$W_{сраб}^{УМО-1м} = 8,5 \cdot 223 \cdot 195,65 \cdot 7 \cdot 30 \cdot 24 = 1869,1 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Энергия сработки ниже проектной отметки УМО на $h_i = 2,3, \dots, 7 \text{ м}$ определяется аналогично по (2.24). Результаты внесены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Энергия сработки при различных значениях h_i

h_i от УМО, м	$t_{сраб}$, мес	$V_{сраб}^{УМО-h_i} \cdot 10^9, м^3$	$Q_{сраб}^{УМО-h_i}, м^3 / с$	$W_{сраб}^{УМО-h_i} \cdot 10^6, кВт \cdot ч$
-1	7	3,55	195,65	1869,173
-2	7	3,57	196,75	1879,704
-3	7	3,63	200,06	1911,295
-4	7	3,68	202,82	1937,622
-5	7	3,75	206,67	1974,479
-6	7	3,78	208,33	1990,275
-7	7	3,85	212,19	2027,131

Из таблицы видно, что даже при сработки водохранилища ниже проектной отметки УМО на 7 м, энергия заполнения больше энергии сработки.

$$W_{сраб}^{УМО-7.м} = 2027,131 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} < W_{зан} = 2101,73 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчеты показали, что при сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки УМО на 7 метра, водохранилище заполняется до НПУ в период паводка [113].

В таблице 2.9 показаны другие варианты сработки водохранилища ниже проектной отметки УМО.

Таблица 2.9 – Эффект от дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС

h_i от УМО, м	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7
$\Delta \mathcal{E}_{ГЭС} \cdot 10^6, кВт \cdot ч$	40,500	46,050	74,921	97,594	132,186	143,555	178,174
$\mathcal{E}_{ЭФФЕКТ}, (\%)$	1,62	1,84	3,00	3,90	5,29	5,74	7,13

Если ограничиться сработкой водохранилища ниже проектной отметки на 7 м, то при выполнении вышеперечисленных ограничений можно получить дополнительную выработку электроэнергии в 178 млн. кВт·ч, что будет соответствовать снижению дефицита энергии в зимний период на 7 %.

Общий эффект от долгосрочной оптимизации режимов каскада ГЭС складывается от оптимального перераспределения стока и от дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС.

Решение первой задачи предполагает работу ГЭС каскада на транзитном стоке Нурекской ГЭС при условии заполнения водохранилищ всех ГЭС каскада до НПУ в период паводка. В этом случае станции будут работать с максимальным напором, что увеличивает выработку электроэнергии при том же расходе воды. Энергия, запасенная в водохранилищах, позволяет снизить зимний дефицит электроэнергии до 2 – 4 %.

Сработка водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки УМО на 7 м. позволяет снизить дефицит энергии до 7%, и уменьшить объем холостых сбросов в период паводка.

Таким образом, суммарный эффект от оптимизации долгосрочных режимов ГЭС составляет 9-11 % по выработке электроэнергии в каскаде.

2.4 Выводы

1. Основная доля электроэнергии в Таджикистане вырабатывается на ГЭС Вахшского каскада (94%). Из пяти ГЭС каскада только Нурекская ГЭС имеет водохранилища сезонного регулирования, на нем вырабатывается около 60 % электроэнергии в стране. Все остальные ГЭС расположены ниже Нурекской ГЭС и имеют водохранилища суточного регулирования.
2. За счет оптимального перераспределения стока можно увеличить выработку электроэнергии каскада Вахш. При работе Нурекской ГЭС по заданному графику сработки-заполнения, все ГЭС ниже нее будут работать на транзитном стоке. Это позволяет увеличить выработку электроэнергии и тем самым снизить зимней дефицит до 2 – 4 %.
3. За счет сработки водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки УМО, с учетом всех ограничений можно получить дополнительную выработку электроэнергии. Сработка водохранилища Нурекской ГЭС на основе поиска компромиссного решения по режиму сработки водохранилища ниже УМО на 7 м, позволяет снизить дефицит до 7%.
4. Долгосрочной оптимизации режимов каскада ГЭС состоящая из оптимального перераспределения стока и дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС позволяют снизить зимней дефицит электроэнергии в энергосистема Таджикистан до 9 – 11 %.

3 ОПТИМИЗАЦИЯ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА

3.1 Математическая постановка задачи оптимального распределения активной мощности между ГЭС

Как известно, задачи краткосрочного управления режимами ЭЭС с ГЭС решаются на суточном и меньших периодах времени. В цикле краткосрочной оптимизации решается большое количество технических, экономических и коммерческих задач управления. Содержание этих задач настолько различно, что решать их вместе нецелесообразно.

Задаче суточной оптимизации энергетических режимов всегда уделялось большое внимание. Расчет оптимального суточного режима современной энергосистемы в общем случае весьма сложен [99]. Оптимизация суточных режимов энергетических систем является одной из основных функций диспетчерского управления и в значительной мере определяет эффективность работы энергетических систем [23]. Наличие ГЭС в энергосистеме значительно усложняет задачу определения оптимального суточного режима работы энергосистемы. Это связано с учетом интегральных ограничений в форме равенств по суточному или недельному расходу воды на каждой ГЭС, что значительно усложняет расчеты суточного режима энергосистемы, несмотря на то, что в большинстве разработанных и применяющихся в настоящее время моделях режим ГЭС учитываются упрощенно. При этом предполагается неизменность напора в течение суток, что позволяет не учитывать неустановившегося движения воды в нижнем бьефе, а также динамику изменения уровней в верхнем бьефе из-за сработки водохранилища [23].

При суточной оптимизации режимов ГЭС определяются почасовые выработки энергии ГЭС, расходы воды через ГЭС и из водохранилищ и другие показатели водно-энергетического режима [23].

Суточное регулирование мощности ГЭС играет большую роль для балансов мощности системы. В суточном графике нагрузки требования водохозяйственных отраслей учитываются в виде ограничений на мощность и выработку электроэнергии. Накладываются ограничения на максимальные и минимальные мощности, диапазон и интенсивность их изменения [99].

Основной задачей регулирования краткосрочных нормальных режимов работы энергосистем является поддержание баланса между производством и потреблением энергии при заданных допустимых пределах колебания частоты и напряжения при обеспечении покрытия нагрузки оптимальным образом, т.е. решения всех трех задач внутростанционной оптимизации, а именно [99]:

- выбор оптимального числа работающих агрегатов,
- выбор оптимального состава работающих агрегатов,
- оптимального распределения нагрузки между ними.

Для оптимального распределения нагрузки между электрическими станциями используются различные математические методы, основная идея которых была изложена в разделе 1.

В работе предлагается решение этой задачи методом неопределенных множителей Лагранжа или методом равенства относительных приростов. Он позволяет отыскать экстремум непрерывной функции, являющейся максимумом или минимумом при выполнении дополнительных условий в форме равенств (уравнение связи). Задача заключается в применении метода Лагранжа к определению оптимальных режимов станций, в частности, к нахождению оптимального распределения нагрузки между станциями. Метод равенства относительных приростов, созданный на базе метода неопределенных множителей Лагранжа, получил широкое применение при решении задач оптимизации в электроэнергетике, его удобно применять при нахождении оптимального распределения нагрузки между станциями энергосистем.

В качестве критерия оптимального распределения нагрузки между гидроэлектростанциями энергосистемы Таджикистана предложено использовать критерий минимума расхода воды [114,115,116,117].

Допустим, что в энергосистеме работает j гидростанций ($j = 1, 2, \dots, n$). Каждая ГЭС за период T может израсходовать определенное количество воды. Задача заключается в том, чтобы в каждом расчетном интервале всего периода T получить оптимальное распределение нагрузки между станциями при заданном расходе [98].

Математическая модель оптимального распределения активной мощности:

1. Целевая функция:

$$Q = \sum_{t=1}^k \left(\sum_{j=1}^n Q_{jt} \Delta \tau_t \right) \Rightarrow \min \quad (3.1)$$

где $t=1, 2, \dots, k$ – интервал времени, продолжительностью $\Delta \tau_t$ (всего интервалов - k).

2. Уравнения связи – расходная характеристика каждой ГЭС, - $Q_j(P_j)$.

3. Уравнения ограничений:

а) Для каждого расчетного интервала имеется балансовое уравнение активной мощности (k - уравнений):

$$W_{Pt} = P_{nt} + \Delta P_{\sum t} - \sum_{j=1}^n P_{jt} \quad (3.2)$$

где $\Delta P_{\sum t}$ - суммарные потери активной мощности в электрической сети.

б) Для каждой ГЭС задается ограничения по стоку (n -уравнений), которые определяются по результатам долгосрочной оптимизации каскада ГЭС:

$$W_j = W_{Qj} - \sum_{t=1}^{t=k} Q_{jt} \cdot \Delta \tau_t = 0 \quad (3.3)$$

где W_{Qj} – заданные ограничения стока воды для j -й ГЭС;

Q_{jt} – расход воды для j -й ГЭС в интервал времени t .

Функция Лагранжа имеет вид:

$$\Phi = \sum_{t=1}^k \sum_{j=1}^n Q_{jt} + \sum_{t=1}^k \lambda_t \left(\sum_{j=1}^n P_{jt} - P_{nt} - \Delta P_{\Sigma t} \right) + \sum_{j=1}^n \lambda_j \left(\sum_{t=1}^k Q_{jt} \Delta \tau_j - W_{Qt} \right) \Rightarrow \min \quad (3.4)$$

Находя минимум относительно P_{jt} , λ_t , λ_j получим уравнения оптимального распределения активной нагрузки между ГЭС:

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda_1 \frac{q_{1t}}{1 - \sigma_{1t}} = \lambda_2 \frac{q_{2t}}{1 - \sigma_{2t}} = \dots = \lambda_n \frac{q_{nt}}{1 - \sigma_{nt}} \\ P_{1t} + P_{2t} + \dots + P_{nt} = P_{nt} + \Delta P_{\Sigma t} \end{array} \right. \quad (3.5)$$

где λ_j – неопределенный множитель Лагранжа, величина которого подбирается так, чтобы обеспечить ограничение стока воды на j -й ГЭС;

$$q_{jt} = \frac{\partial Q_j}{\partial P_j} \text{ – относительный прирост расхода воды на } j \text{ – й ГЭС в интервал}$$

времени t ;

$$\frac{1}{1 - \sigma_{jt}} = k \text{ – представляет собой поправочные коэффициенты к относительным}$$

приростам станций, учитывающие потери мощности в электрических сетях;

$$\sigma_{jt} = \frac{\partial \Delta P_{\Sigma t}}{\partial P_j} \text{ – относительный прирост потерь активной мощности в}$$

электрической сети, отнесенный к j – й ГЭС.

3.2 Построение характеристик относительных приростов для ГЭС энергосистемы Таджикистана

Оптимальным для системы является такой режим, который при покрытии заданного графика нагрузки системы обеспечивает наименьший расход условного топлива (воды) или наименьшую себестоимость отпущенной электроэнергии.

Для нахождения оптимального режима работы всей энергосистемы необходимо для каждой гидростанции построить характеристику относительных приростов (ХОП), т.е. зависимость относительного прироста расхода воды от ее мощности для постоянного напора.

Характеристики относительных приростов (ХОП) являются основным исходными данными при расчете оптимального распределения активной мощности между ГЭС методом равенства относительных приростов. Правильность выбора режима системы зависит от правильности построения ХОП [24]. Поэтому их построению необходимо уделить серьезное внимание. Для того чтобы построить ХОП для целой станции необходимо сначала построить ХОП для отдельных агрегатов ГЭС.

В работе рассмотрено шесть гидроэлектростанций большой и средних мощностей, режимные параметры которых приведены в таблице 3.1.

Установленная мощность этих станций составляет практически 100% от установленной мощности энергосистемы Таджикистана (см. раздел 1).

Таблица 3.1 – Параметры рассматриваемых ГЭС

ГЭС	$P_{уст},$ МВт	Число и типы турбины	$D_{ПК},$ м	$N_T,$ МВт	Н, м			$Q_{расч},$ м ³ /с
					Мах	Расч	Мин	
Нурекская	3000	9хРО-310/957-В-475	4,75	310	275	230	207	152
Байпазинская	600	4хРО-75/3123-В-620	6,2	153	60	54	40	309
Сангтудинская 1	670	4хРО-75/728-В-600	6	171	64	58	56	324
Сангтудинская 2	220	2хГВ/Т15468-2006		112,2	22	21	12,5	515,8
Головная	240	6хПЛ50/642-ВБ-550	5,5	36,5	31,2	23,3	15	172,1
Кайракумская	126	6хПЛ30/495-ВБ-500	5	23,6	24,5	15	13,2	180

Исходной точкой расчета для построения расходных характеристик и характеристик относительных приростов агрегатов ГЭС является универсальная (эксплуатационная) характеристика каждого агрегата. Эксплуатационная характеристика представляет собой зависимость между мощностью, напором и

КПД гидроагрегата. Эксплуатационные характеристики каждого агрегата отличаются в зависимости от типа гидротурбины. Эксплуатационная характеристика гидротурбины РО-310/957-В-475, установленные на Нурекской ГЭС показана на рисунке 3.1.

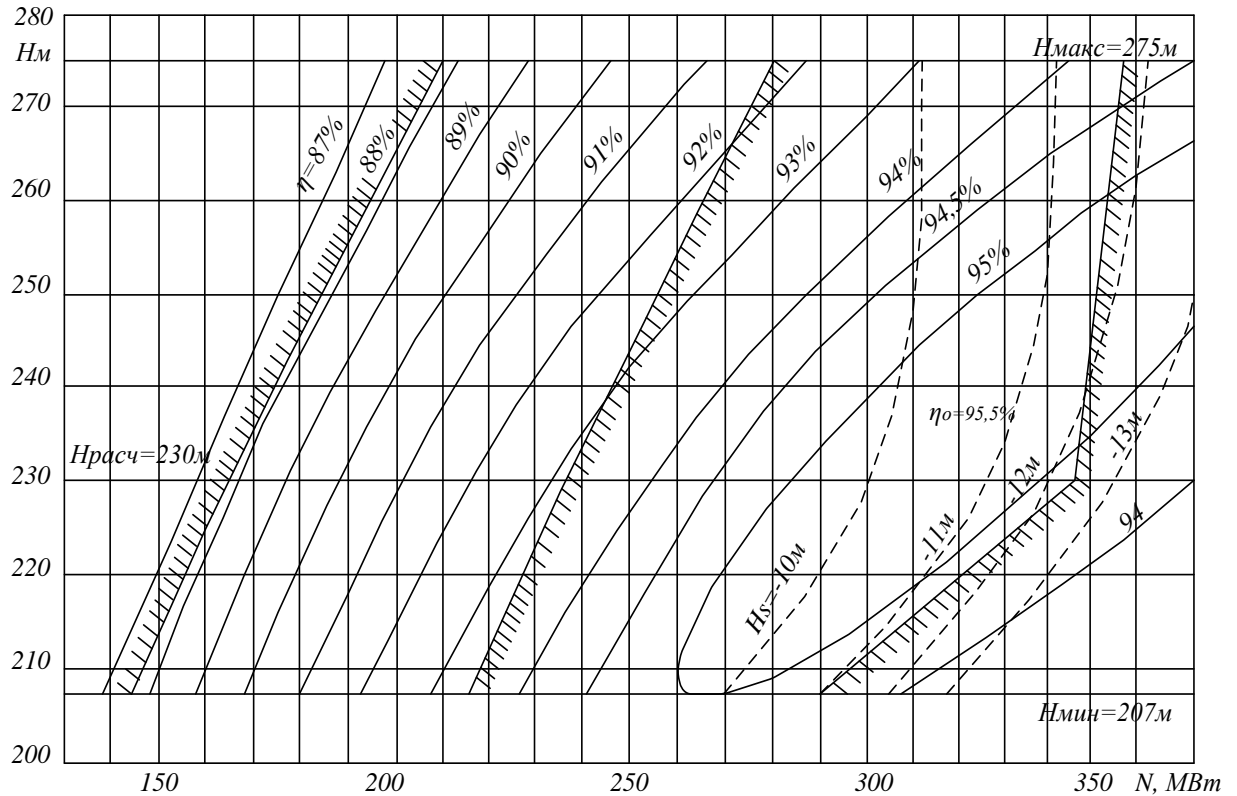


Рисунок 3.1 – Эксплуатационная характеристика гидротурбины РО-310/957-В-475

Для построения расходную характеристику $Q = f(N, H)$, сначала по эксплуатационной характеристике строится рабочая характеристика $\eta = f(N, H)$ Для этого необходимо провести перерасчет по формуле:

$$Q = \frac{N}{9.81 \cdot H \cdot \eta} \left[\frac{m^3}{c} \right] \quad (3.6)$$

Рабочие и расходные характеристики для гидротурбины РО-310/957-В-475, при различных значениях напора приведены на рисунках 3.2 и 3.3.

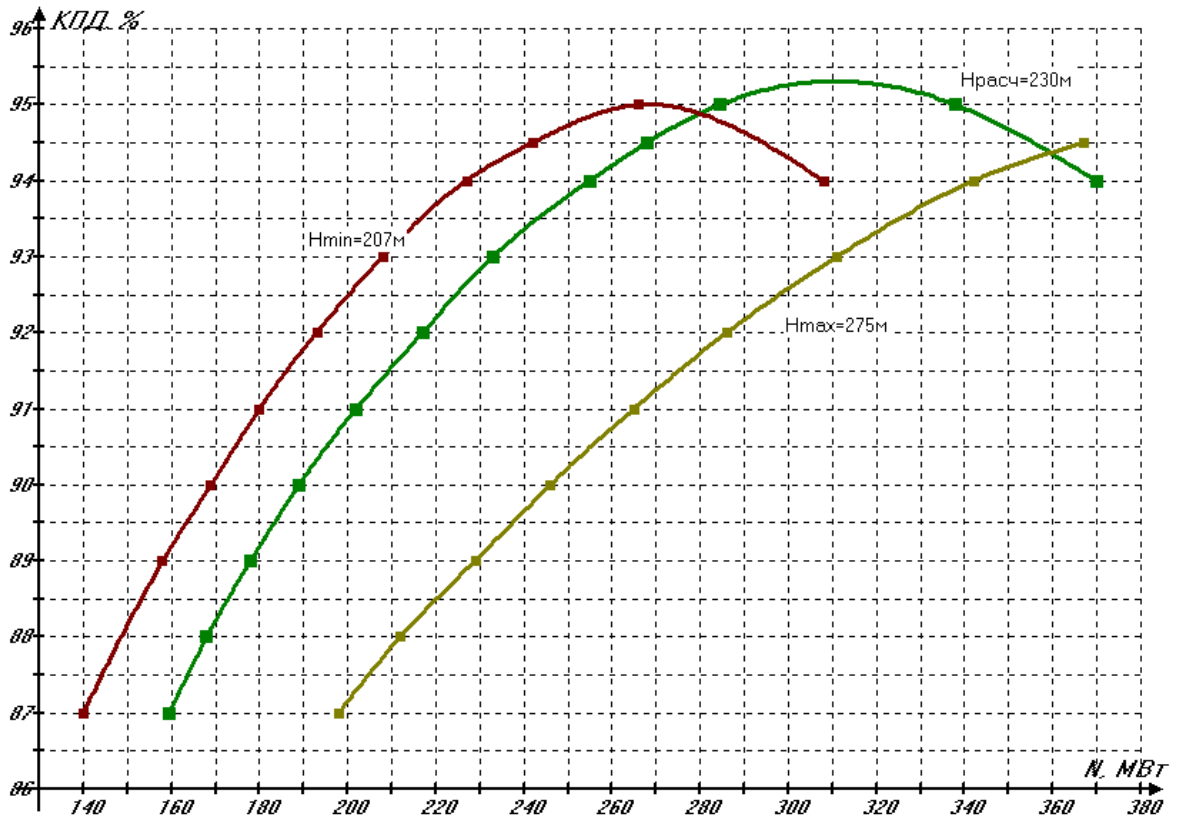


Рисунок 3.2 – Рабочая характеристика гидротурбины РО-310/957-В-475

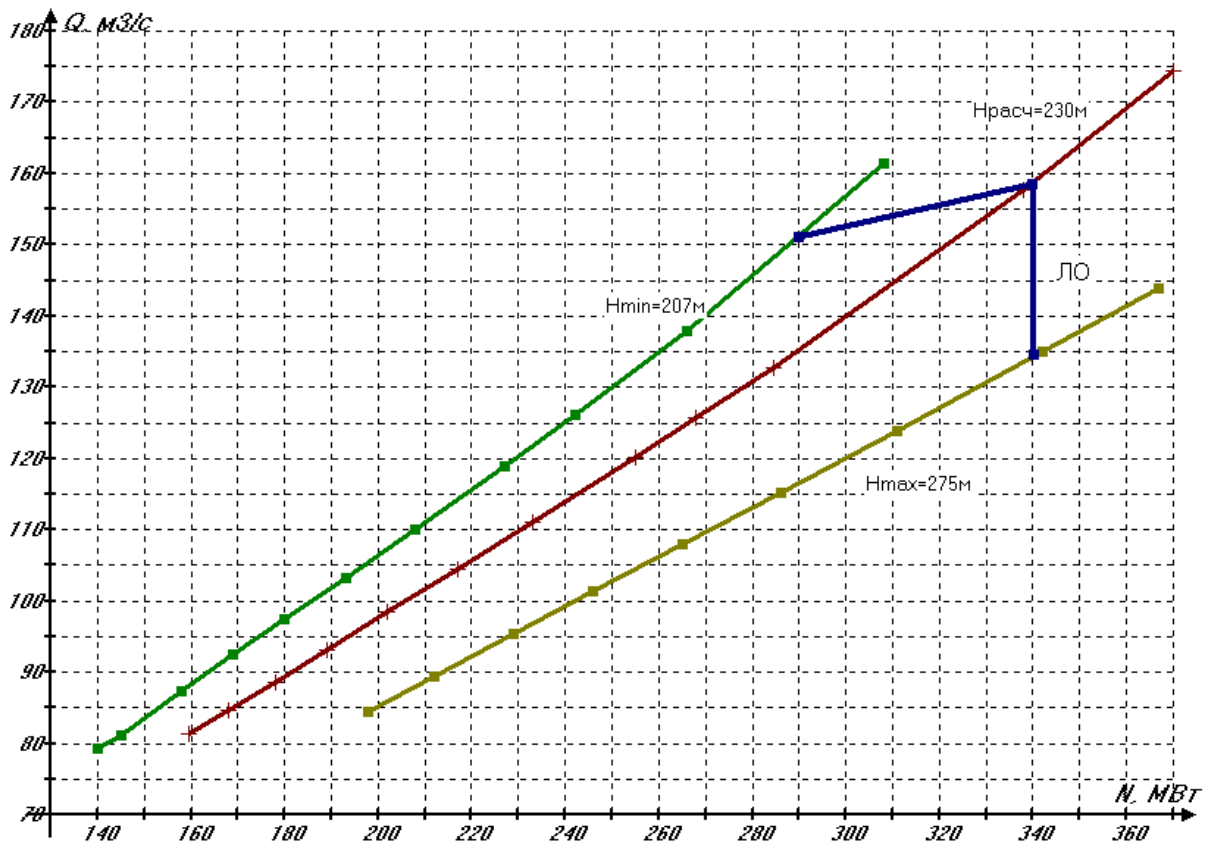


Рисунок 3.3 – Расходная характеристика гидротурбины РО-310/957-В-475

Рассмотрим более подробно особенности получения ХОП (иногда их называют дифференциальными характеристиками гидроагрегата) [24,98,99,118].

Как уже было отмечено, относительный прирост представляет собой производную от расхода воды по мощности гидроагрегата. Его можно получить путем численного дифференцирования расходной характеристики. Однако практически это выполнить очень сложно, так как расходная характеристика близка к линейной зависимости. Поэтому относительный прирост расхода воды будет получаться величиной постоянной, что не соответствует действительности. Иногда для расчета характеристик относительных приростов подбирают приближенное аналитическое выражение расходной характеристики (в виде многочлена третьей степени). Дифференцируя это выражение, получают аналитическое выражение характеристики относительных приростов в виде квадратичной зависимости [24].

Часто для получения ХОП $q_a(N_a)$ используется рабочая характеристика $\eta = f(N, H)$ при постоянстве напора агрегата H_a [118]. Она имеет ярко выраженную нелинейность, что упрощает процесс дифференцирования и повышает точность построения ХОП:

$$q_a = \frac{102}{H_a \eta_a^{-2}} \left(\bar{\eta}_a - \bar{N}_a \frac{d\eta_a}{dN_a} \right) \quad (3.7)$$

где $d\eta_a$, dN_a — изменение КПД и мощности агрегата на расчетном интервале между двумя точками рабочей характеристики агрегата;

$\bar{\eta}_a$, \bar{N}_a — среднее интервальное значение КПД и мощности.

Для повышения точности расчета $q_a(N_a)$ более целесообразно использовать не рабочую характеристику, а характеристику потерь мощности гидроагрегата $\Delta N'_a(N_a)$. При этом дифференциальная характеристика имеет вид:

$$q_a = \frac{1000}{9,81H_a} \left(1 + \frac{d\Delta N_a^n}{dN_a} \right) \quad (3.8)$$

где $d\Delta N_a^n$, dN_a — изменение потерь мощности агрегата ΔN_a^n и мощности агрегата N_a на расчетном интервале.

Потери мощности агрегата вычисляется по формуле:

$$\Delta N_a^n = \frac{N_a}{\eta_a} - N_a \quad (3.9)$$

Расчет ХОП агрегата при постоянного значения напора приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет ХОП гидроагрегата при $H_p = 235$ м

N_a , МВт	η_a , %	ΔN_a^n , МВт	dN_a , МВт	$d\Delta N_a^n$, МВт	$\left(1 + \frac{d\Delta N_a^n}{dN_a}\right)$	q_a , м ³ / (с · МВт)	\bar{N}_a , МВт
150	0,841	28,3591					
160	0,8515	27,9037	10	-0,4554	0,95446	0,41402	155
170	0,862	27,21578	10	-0,68792	0,931208	0,403933	165
180	0,8715	26,54045	10	-0,67533	0,932467	0,40448	175
190	0,8815	25,54169	10	-0,99876	0,900124	0,39045	185
200	0,8909	24,49209	10	-1,0496	0,89504	0,388245	195
210	0,8989	23,61887	10	-0,87322	0,912678	0,395896	205
220	0,9072	22,50441	10	-1,11446	0,888554	0,385431	215
230	0,9141	21,61361	10	-0,8908	0,91092	0,395133	225
240	0,9205	20,72787	10	-0,88574	0,911426	0,395352	235
250	0,9251	20,24106	10	-0,48681	0,951319	0,412657	245
260	0,9299	19,59996	10	-0,6411	0,93589	0,405964	255
270	0,933	19,38907	10	-0,21089	0,978911	0,424626	265
280	0,935	19,46524	10	0,076173	1,007617	0,437078	275
290	0,9361	19,79596	10	0,330721	1,033072	0,448119	285
300	0,9355	20,68413	10	0,888164	1,088816	0,4723	295
310	0,9335	22,08356	10	1,39943	1,139943	0,494477	305
320	0,9307	23,82723	10	1,74367	1,174367	0,509409	315
330	0,926	26,37149	10	2,544263	1,254426	0,544137	325
340	0,92	29,56522	10	3,193727	1,319373	0,572309	335
350	0,913	33,35159	10	3,786371	1,378637	0,598016	345

Дифференциальная характеристика (ХОП) $q_a = f(N, H)$ одного агрегата Нурекской ГЭС при постоянном значении напора показано на рисунке 3.4.

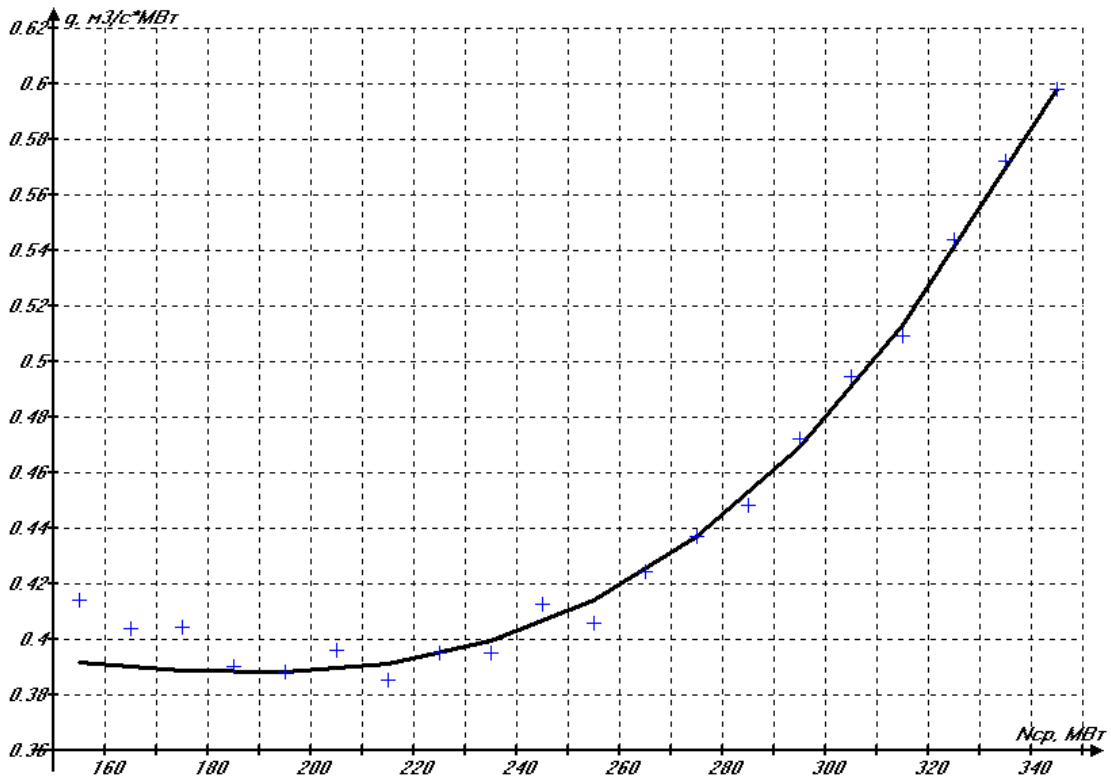


Рисунок 3.4 – Характеристика относительных приростов при $H=235\text{м}$

После получения ХОП гидроагрегата можно приступить к построению ХОП ГЭС. Для того, чтобы получить точки переключения агрегатов при постоянном напоре можно построить расходную характеристику ГЭС по правилу умножения мощности и расхода агрегата на число работающих, т.е. $N_{ГЭС} = n \cdot N_{ГА}$, $Q_{ГЭС} = n \cdot Q_{ГА}$ (рисунок 3.5).

Для более точного определения точек переключения целесообразно строить не расходную характеристику ГЭС, а рабочую по правилу умножения мощности агрегата на число работающих $N_{ГЭС} = n \cdot N_{ГА}$ при неизменности значений КПД. $\eta_{ГЭС} = \eta_{ГА}$ (рисунок 3.6).

Правило построения ХОП ГЭС следующее: $N_{ГЭС} = n \cdot N_{ГА}$, и $q_{ГЭС} = q_{ГА}$ (рисунок 3.7).

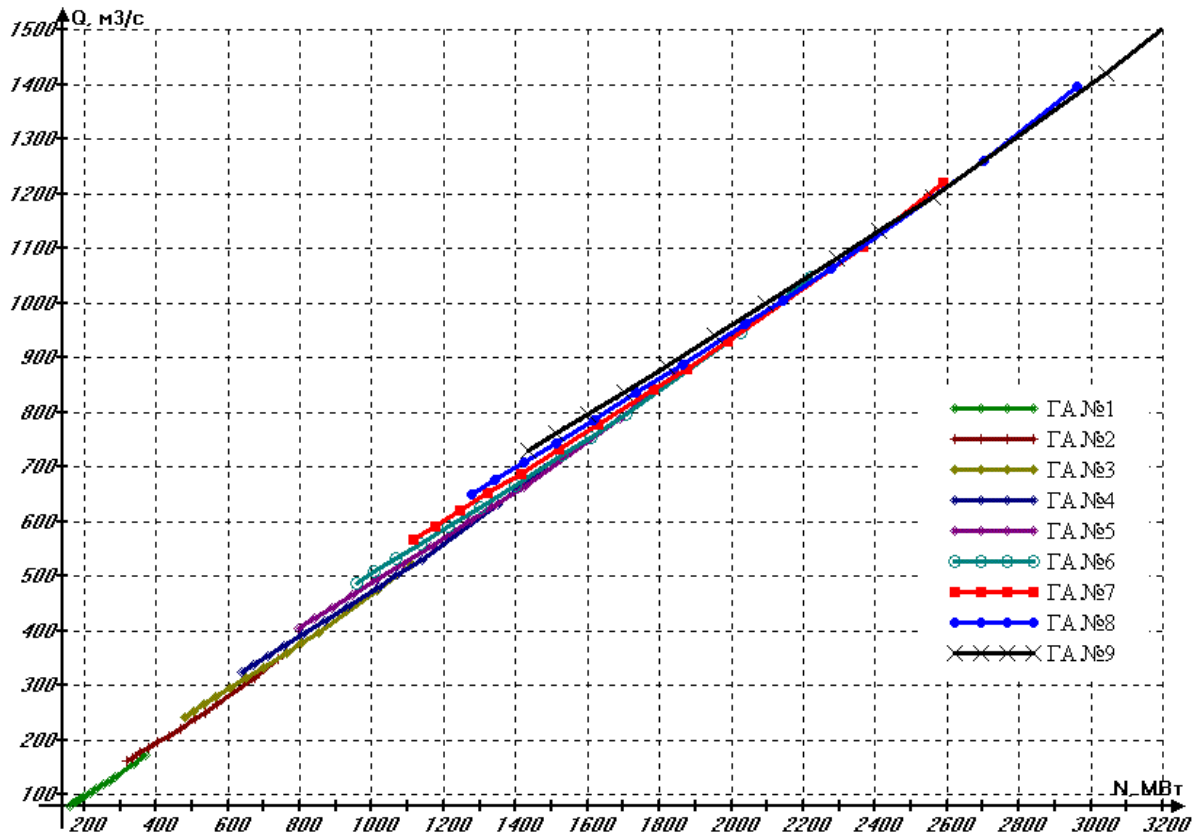


Рисунок 3.5 – Расходная характеристика Нурекской ГЭС при $H=235\text{м}$

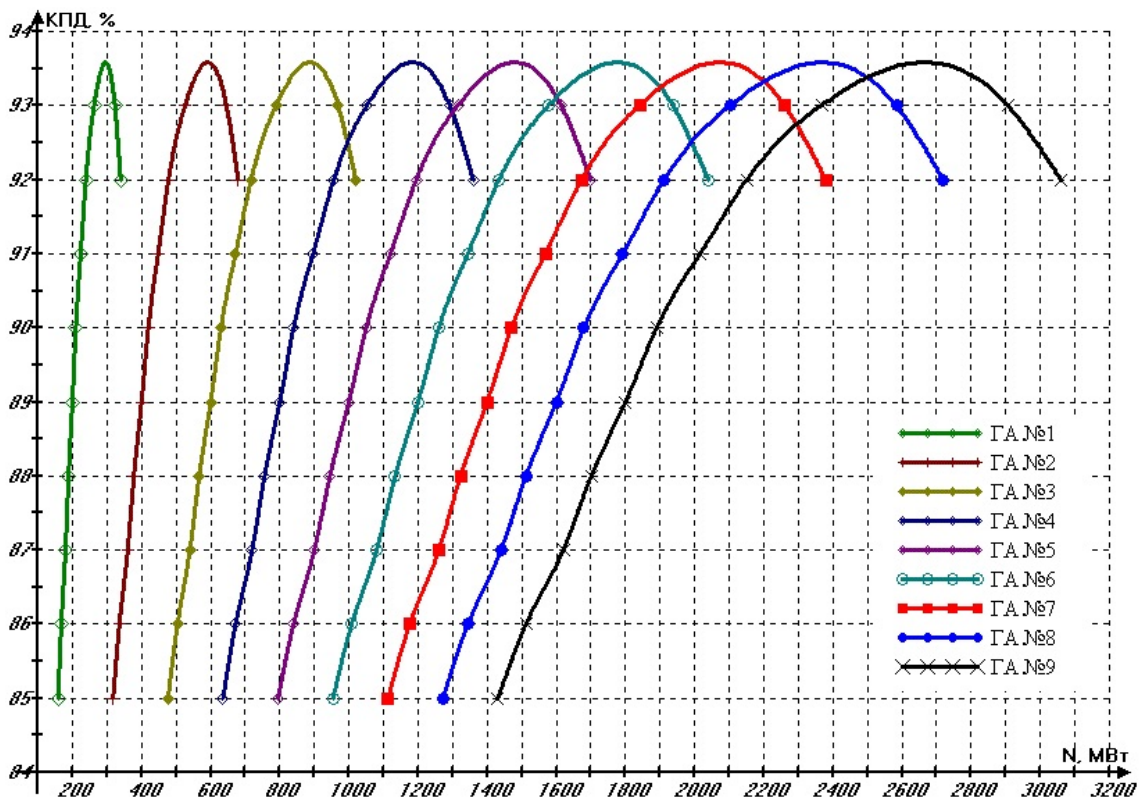


Рисунок 3.6 – Рабочая характеристика Нурекской ГЭС при $H=235\text{м}$

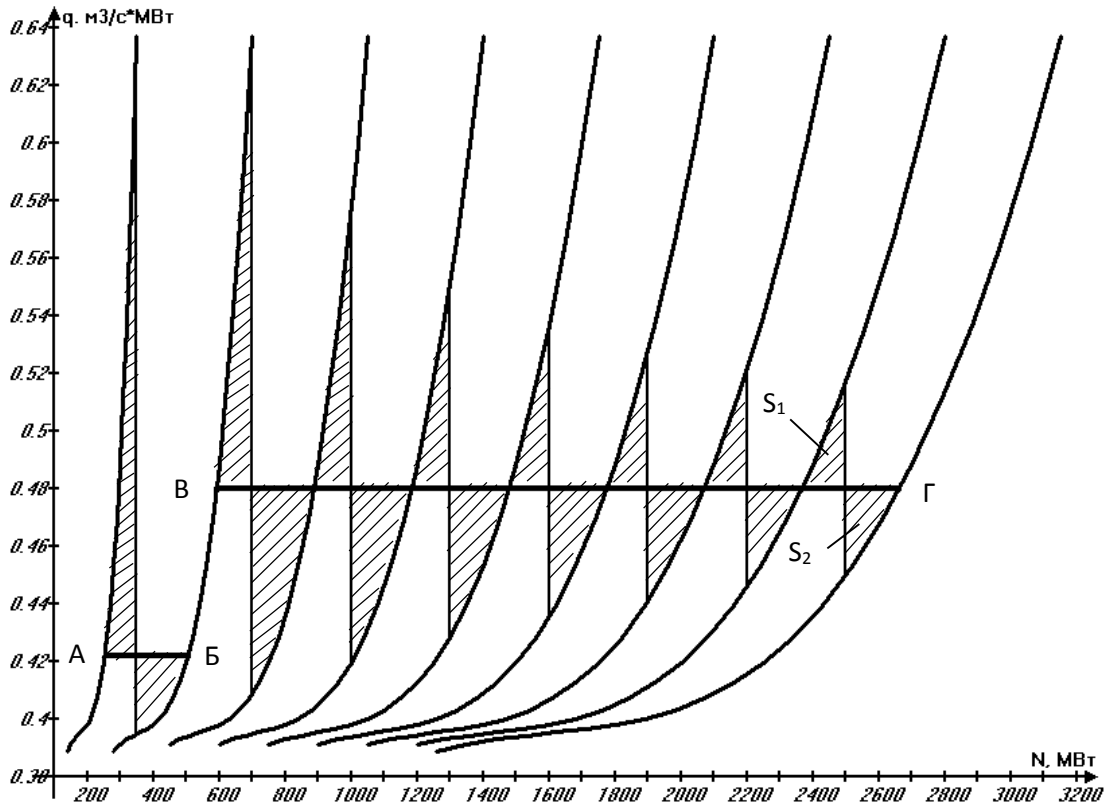


Рисунок 3.7 – Характеристика относительных приростов Нурекской ГЭС при $H=215\text{м}$

ХОП станции при неизменном числе включенных в работу агрегатов по мере увеличения нагрузки постепенно возрастает. Однако после пуска очередного агрегата и соответствующего уменьшения нагрузки каждого из работающих агрегатов относительный прирост каждого из них, следовательно, и всей станции резко снижается. В результате ХОП станции приобретает вид пилообразной кривой с разрывами непрерывности второго рода в точке переключения. Это приводит к тому, что одному значению относительного прироста соответствует не одна, а несколько значений мощности гидростанции.

Пилообразные части характеристик заменяем прямыми линиями параллельной оси абсцисс таким образом, что бы заштрихованные части площадки S_1 и S_2 , расположенные выше и ниже этой прямой, получились одинаковыми.

Участкам А-Б и В-Г на рисунке 3.7 придается некоторый небольшой угол наклона для корректной работы метода равенства относительных приростов,

исходя из высказанных выше соображений. Вид скорректированной характеристики для одного значения напора приведен на рисунке 3.8.

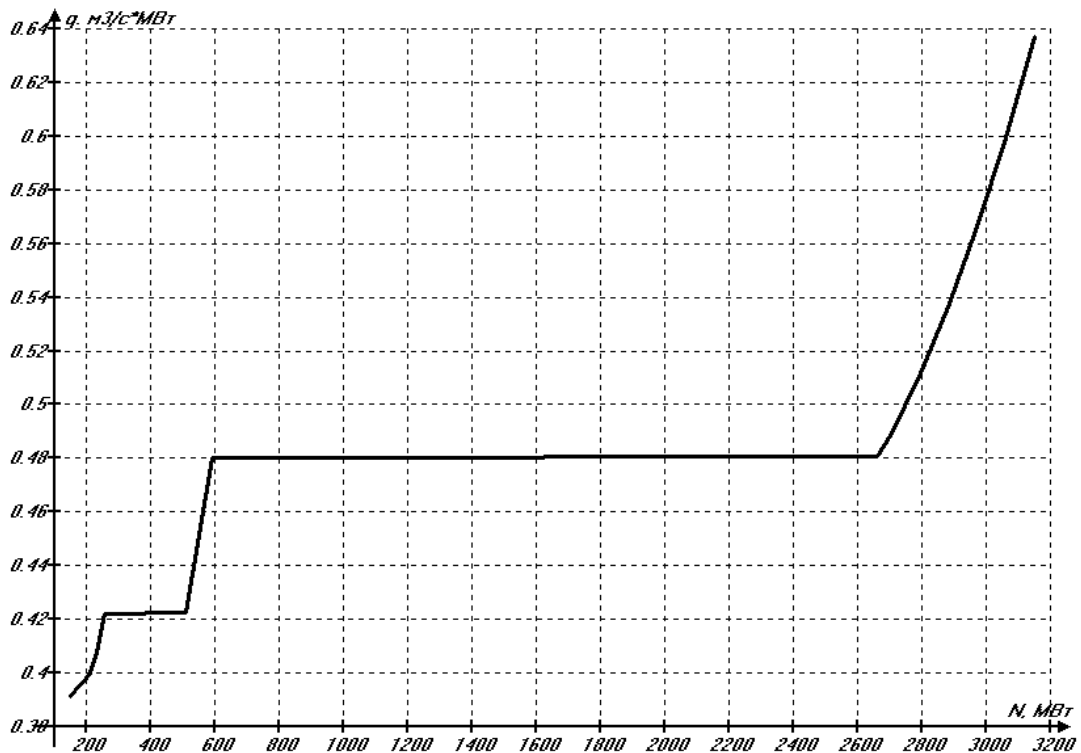


Рисунок 3.8 – Результирующая ХОП Нурекской ГЭС при $H=235\text{ м}$

В [117] показано построение ХОП в виде полиномов для рассматриваемых ГЭС. Однако полиномиальная форма ХОП ГЭС пригодна лишь для использования средне-интервальных характеристик. Для мгновенных характеристик этот способ дает большую погрешность, особенно в случае ограничений по максимальной мощности агрегатов, так как в этом случае ХОП ГЭС получается сложной формы.

Поэтому ХОП ГЭС лучше всего представлять в виде массива точек (N_j, q_j) , с кусочно-линейной аппроксимацией между точками [106,119]. Необходимо напомнить, что равенства относительных приростов дает оптимальное решение только в тех случаях, когда по мере увеличения нагрузки относительный прирост возрастает, т.е. когда вторая производная расходной характеристики положительна.

ХОП для агрегатов и для ГЭС в целом в данной работе строятся в программной среде *Matcad*, что упрощает расчеты и экономит время. Построение ХОП гидроэлектростанций в среде *Matcad*, показана в *Приложении Б*.

Характеристики относительных приростов для остальных ГЭС (таблица 3.1) были построены аналогично и показаны на рисунках 3.9-3.13.

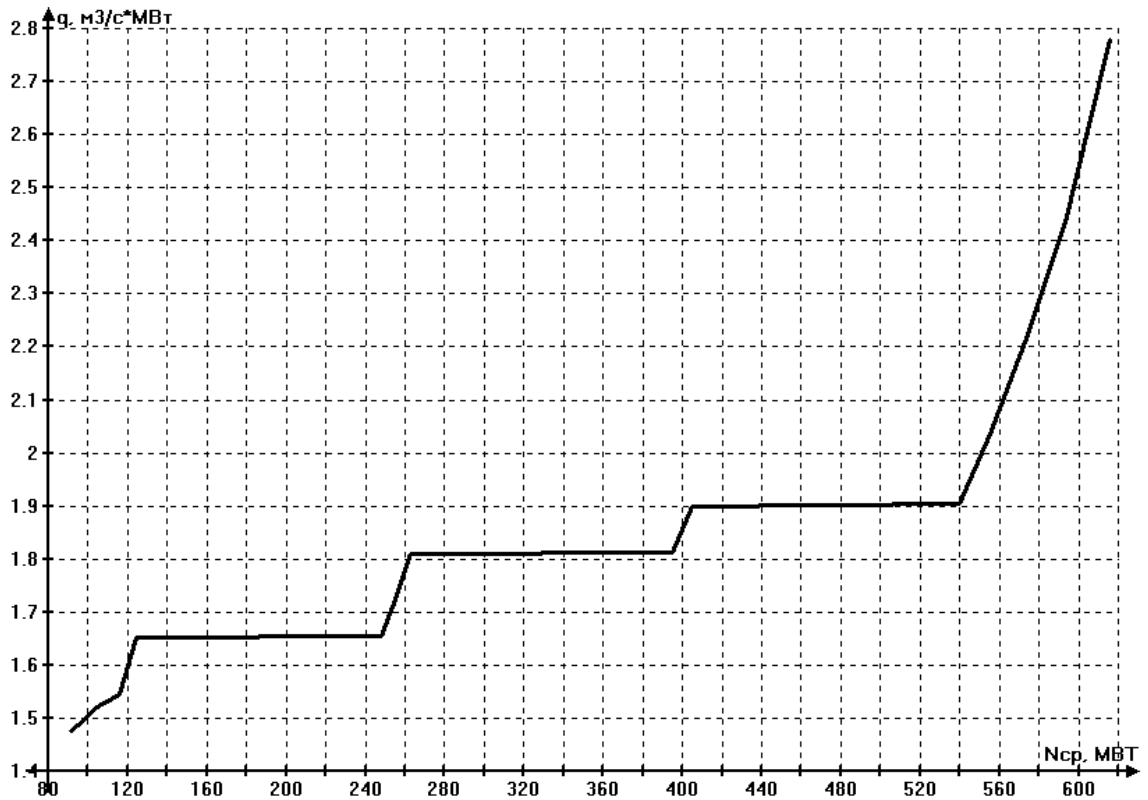


Рисунок 3.9 – ХОП Байпазинской ГЭС при напоре $H=57,5\text{м}$

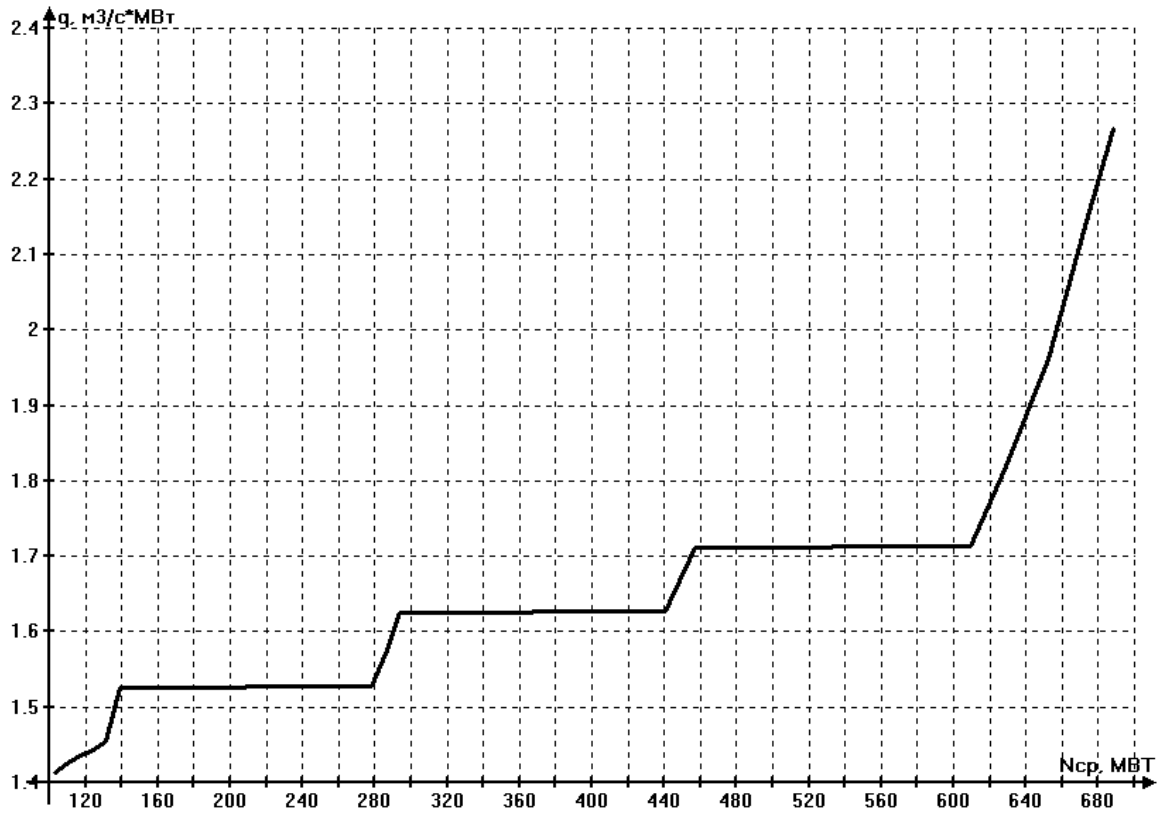


Рисунок 3.10 – ХОП Сангтудинской ГЭС – 1 при напоре $H=62,45\text{м}$

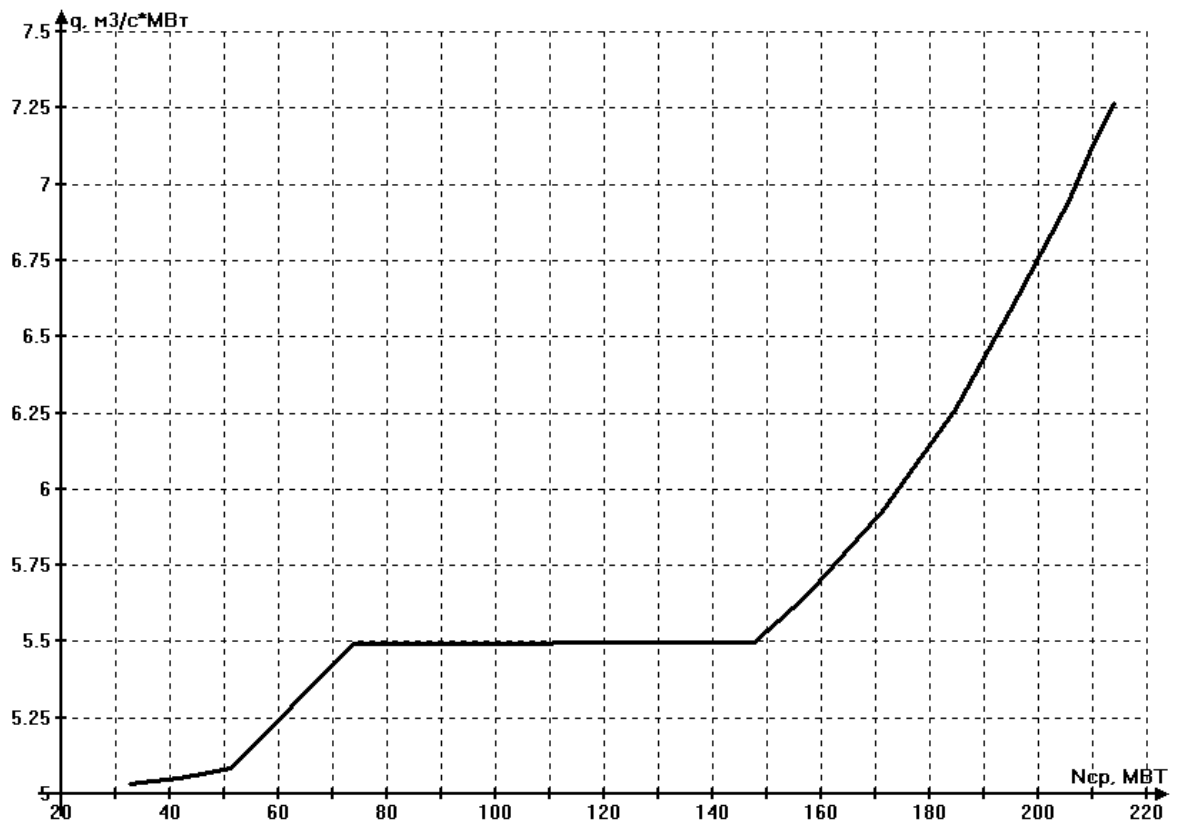


Рисунок 3.11 – ХОП Сангтудинской ГЭС – 2 при напоре $H=19,4\text{м}$

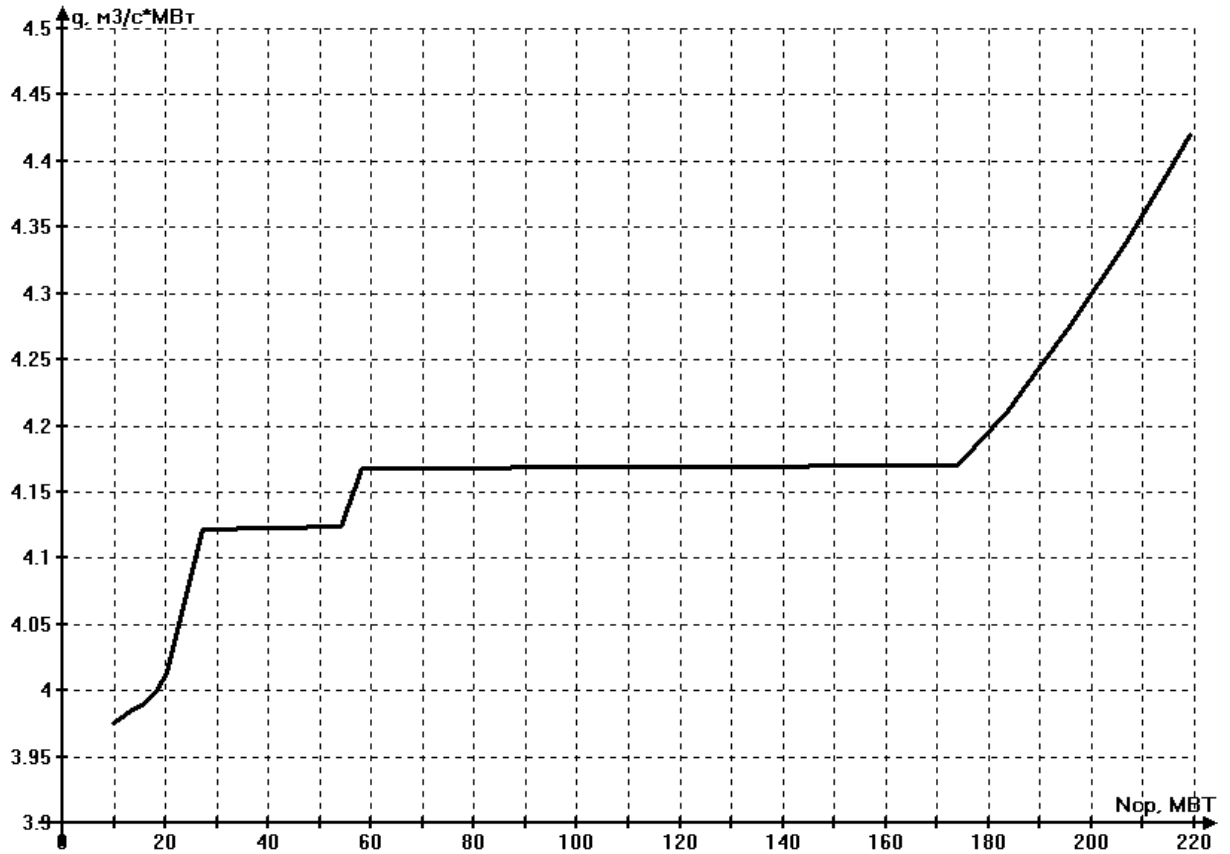


Рисунок 3.12 – ХОП Головной ГЭС при напоре $H=26,6\text{м}$

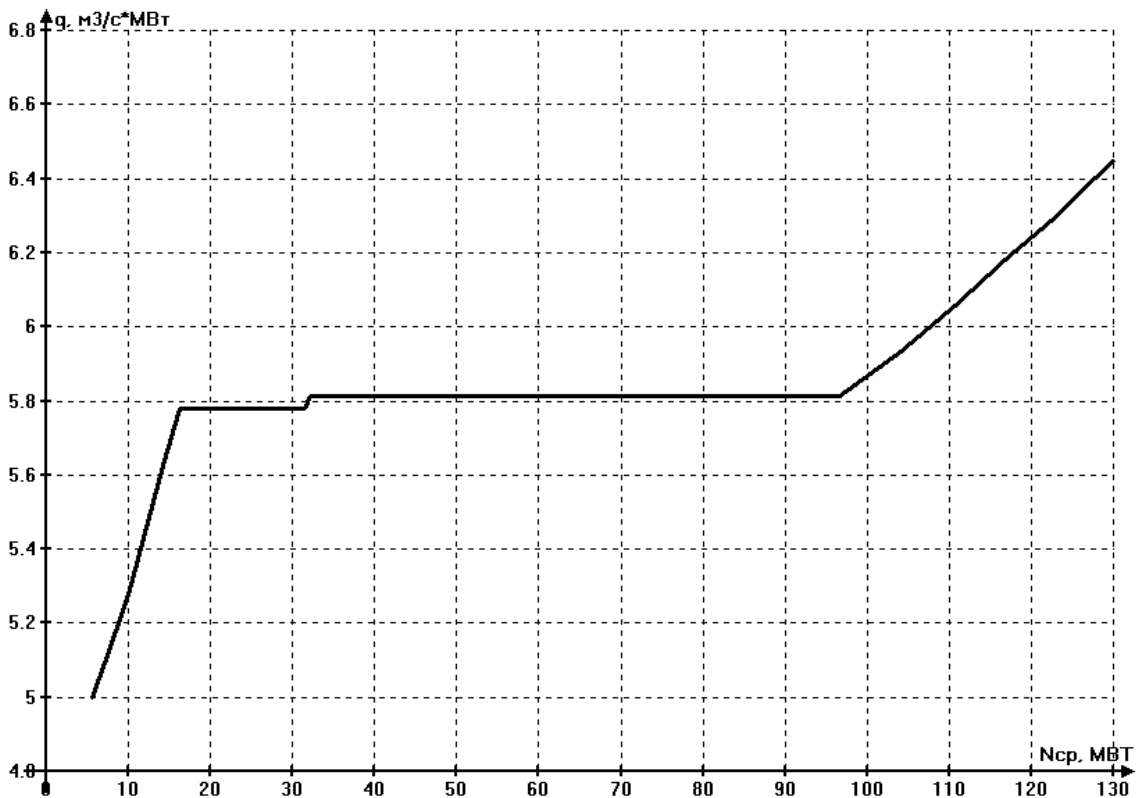


Рисунок 3.13 – ХОП Кайракумской ГЭС при напоре $H=19,18\text{м}$

Диапазоны изменения относительных приростов рассматриваемых ГЭС при постоянном напоре приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Диапазон изменения относительных приростов ГЭС

ГЭС	P_{jmax}, MBm	$q_{jmin} - q_{jmax}$ $m^3 / (MBm \cdot c)$
Нурекская	3000	0,36-0,64
Байпазинская	600	1,65-3,1
Сангтудинская-1	670	1,5-2,88
Сангтудинская-2	220	5-7,5
Головная	240	3,88-4,28
Кайракумская	126	5-6,48

Из таблицы видно, что наименьший относительный прирост имеет Нурекская ГЭС. Эта объясняется тем, что Нурекская ГЭС имеет самый высокий напор, следовательно, у нее наименьший относительный прирост расхода воды. Сангтудинская – 2 имеет самый низкий напор, отсюда у нее наибольшие относительные приросты расхода воды. Относительный прирост расхода воды показывает эффективность использования m^3 воды на ГЭС, т.е. чем меньше относительный прирост, тем эффективнее работа ГЭС. Поэтому при управлении режимами ЭЭС сначала загружаются те электростанции, у которых самые низкие относительные приросты, а затем все другие по мере их возрастания.

Для каждой ГЭС строится семейство ХОП в зависимости от различных значений напора. Семейство характеристик относительных приростов для Нурекской ГЭС показано на рисунке 3.14. Видно, что ХОП изменяются в зависимости от напора на станции. Относительный прирост расхода воды уменьшается с ростом напора. Поэтому целесообразно, чтобы гидроэлектростанции работали на максимальном напоре.

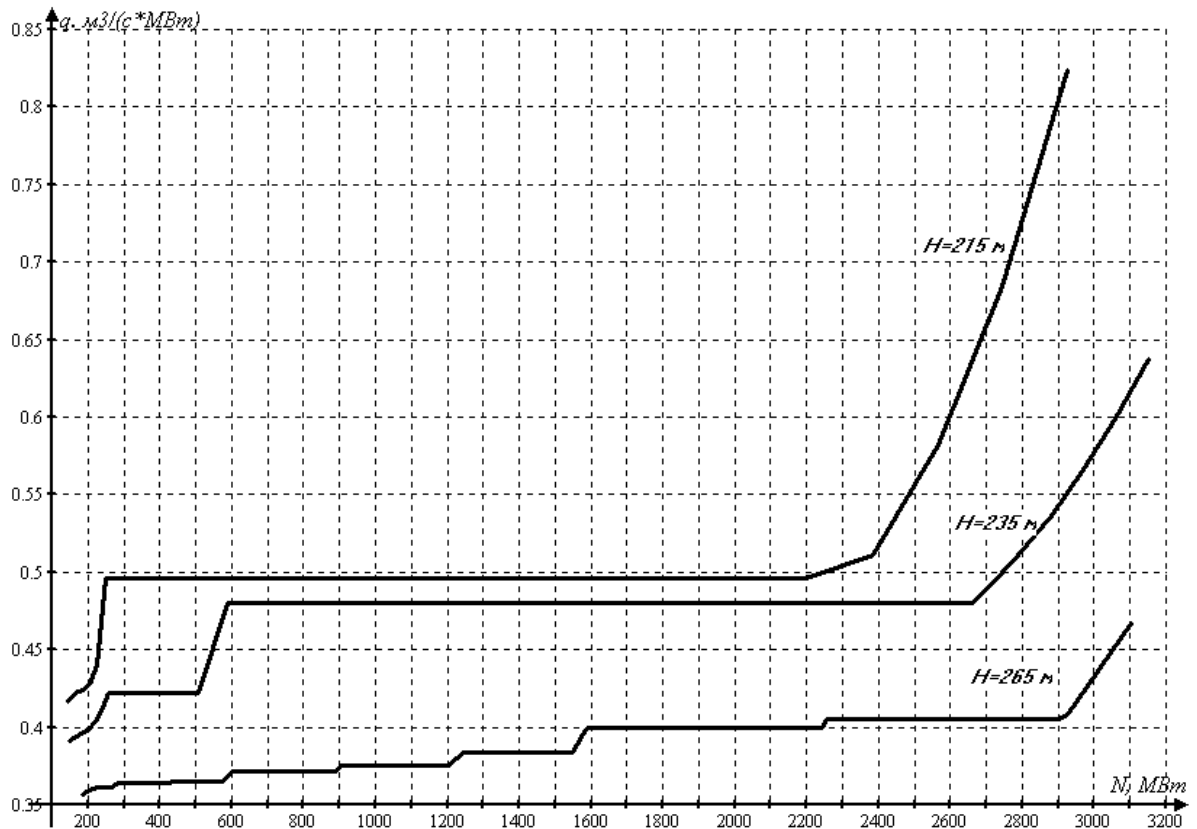


Рисунок 3.14 – Семейство ХОП Нурекской ГЭС при разных значениях напора

3.3 Учет относительных приростов потерь активной мощности в сети

В соответствии с условием оптимизации (3.5) помимо относительных приростов расхода воды на ГЭС необходимо также рассчитывать относительные приросты потерь активной мощности в сети. Сложность в определении относительных приростов потерь активной мощности в сети заключается в том, что общие потери в сети в соответствии с условием оптимизации (3.5) необходимо разнести между всеми электростанциями, которые генерируют мощность в сеть. Методика этого разнесения изложена в [59]. Решение этой задачи является весьма трудоемким, т.к. требует проведения большого количества расчетов.

Анализ значений ХОП на всех ГЭС каскада, приведенные в табл. 3.3, показал следующее. Среднее значение ХОП Нурекской ГЭС составляет примерно 0,5, а значения ХОП Сангтудинской-1 (следующей оптимальной по загрузке станции каскада) – около 2,2. Другие станции обладают еще большими значениями

относительных приростов. Таким образом, режим загрузки станций в соответствии с методом равенства относительных приростов, определяется строгой очередностью, т.к. их ХОП не пересекаются между собой. Сначала загружается Нурекская ГЭС (среднее значение ХОП равно 0,5), затем Сангтудинская-1 (среднее значение ХОП равно 2,2), Байпазинская (среднее значение ХОП равно 2,37), Головная (среднее значение ХОП равно 4) Кайракумская (среднее значение ХОП равно 5,7), и последней загружается Сангтудинская-2 со средним значением ХОП равным 6,2 [120].

Было выдвинуто следующее предположение.

Если даже все потери активной мощности энергосистемы Таджикистана отнести на Нурекскую ГЭС, то учет относительного прироста потерь в сети σ в соответствии с условием (3.5) не повлияет на оптимальное распределение мощностей в ЭЭС, выполненное без учета σ .

Чтобы подтвердить эту гипотезу был проведен расчет потокораспределения в сети энергосистемы Республики Таджикистан и все потери были отнесены на Нурекскую ГЭС.

Расчеты выполнялись по программе MUSTANG для электрической сети с напряжением 220-500 кВ ЭЭС РТ (рисунок 3.15) состоящая из 64 узлов, причем в качестве балансирующего узла выступали шины Нурекской ГЭС.

Задаваясь нагрузками на подстанциях, были получены различные режимы системы. Соответствующие потери в сети были рассчитаны по выражению

$$\sigma_{jt} = \frac{\partial \Delta P_{нагр\Sigma}}{\partial P_{нагр\Sigma}} \quad (3.8)$$

где $P_{нагр\Sigma}$ – суммарная нагрузка сети, МВт;

$\Delta P_{нагр\Sigma}$ – суммарные потери в сети, МВт;

Результаты проведенных расчетов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет относительных приростов потерь активной мощности

$P_{нагр\Sigma}$	3306,6	2806,6	2305,6	1999,7	1306,8	807
$\partial P_{нагр\Sigma}$	500	501	305,9	692,9	499,8	
$\Delta P_{нагр\Sigma}$	301,41	148,8	80,16	53,83	29,36	27,71
$\partial \Delta P_{нагр\Sigma}$	152,61	68,64	26,33	24,47	1,65	
σ_{jt}	0,305220	0,137006	0,086073	0,035315	0,003301	
$P_{нагр\Sigma.ср}$	3056,6	2556,1	2152,65	1653,25	1056,9	
$k = \frac{1}{1 - \sigma_{jt}}$	1,439304	1,158756	1,094180	1,036608	1,003312	
q_j	0,454	0,4	0,394	0,384	0,3775	
$q_j \cdot k$	0,653444	0,463502	0,431107	0,398057	0,378750	

Из таблицы 3.4 следует, что учет относительного прироста потерь активной мощности в сети, может максимально изменить ХОП Нурекской ГЭС в 1,439 раза (см. выделенное в таблице 3.4). Разница же в значениях ХОП Нурекской и Сангтудинская-1, как было сказано выше, составляет 2,2 раза.

Из этого сравнения следует, что учет потерь активной мощности в сети не может повлиять на оптимальное распределение мощности в ЭЭС республики Таджикистан. Поэтому оптимизацию краткосрочных режимов в дальнейшем можно вести без учета потерь активной мощности в электрической сети, что значительно их упрощает.

3.4 Результаты оптимального распределение активной мощности между электрическими станциями без учета потерь мощности

Для оптимального распределения активной мощности между ГЭС методом равенства относительных приростов необходимы следующие исходные данные:

1. Суточный график нагрузки энергосистемы.

Суточный график нагрузки энергосистемы показана на рисунке 3.16. На рисунке приведен график нагрузки, покрываемый шестью рассматриваемыми ГЭС. Остальные ГЭС, имеющие незначительную суммарную мощность, работают в базовой части графика по вынужденному режиму.

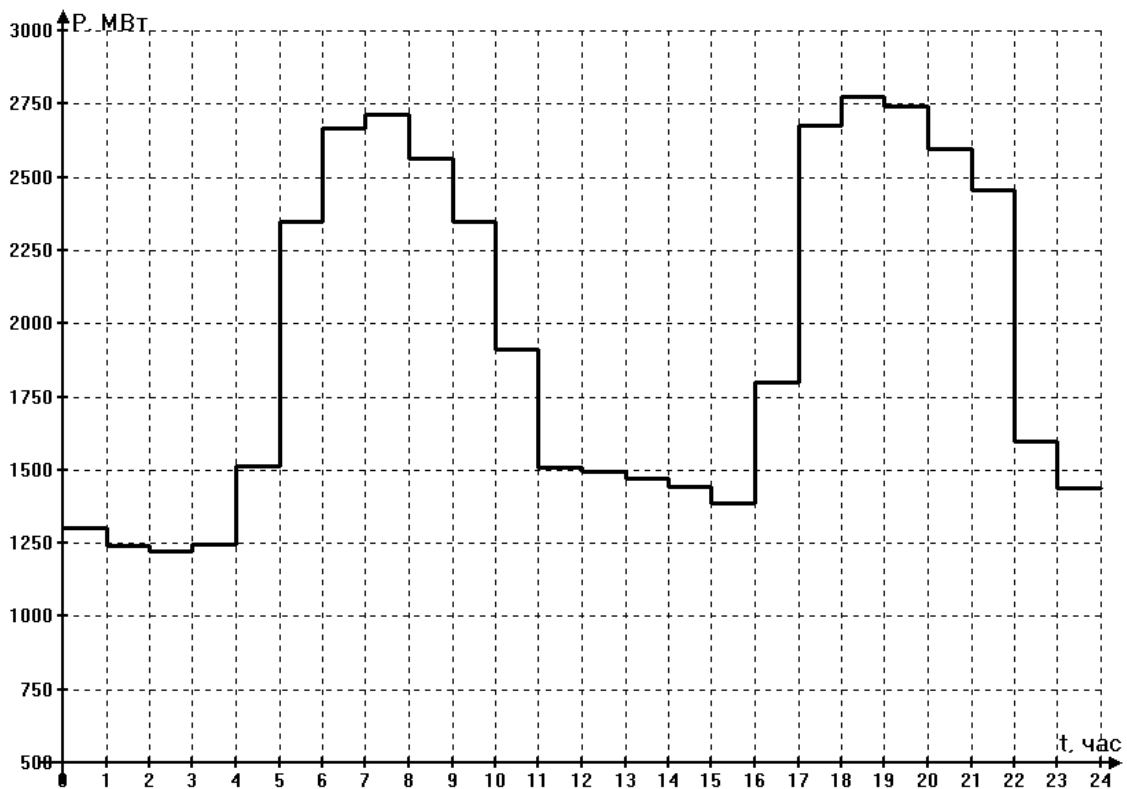


Рисунок 3.16 – Суточный график нагрузки системы (зимний)

2. Напор каждой станции в рассматриваемом периоде.

В соответствии с высказанными допущениями среднесуточное значение напора для каждой ГЭС принимается постоянным;

3. Характеристики относительных приростов для каждой ГЭС в рассматриваемом периоде.

4. Ограничения по мощности каждой ГЭС в соответствии с таблицей 2.3.

5. Ограничения по заданному расходу для каждой ГЭС в рассматриваемом периоде.

В соответствии с предложенной в главе 2 схемой оптимального распределения стока расход воды на Нурекской ГЭС определяется по графику сработки – заполнения водохранилища.

Для остальных ГЭС, определяется по выражению:

$$Q_{(j-1)t} - Q_{Vj} \leq Q_{jt} \leq Q_{(j-1)t} + Q_{Vj} \quad (3.9)$$

где Q_{jt} – расход j – ой ГЭС, в рассматриваемом периоде t , м³/с;

Q_{Vj} – расход j – ой ГЭС соответствующий объему водохранилища V_j в рассматриваемом периоде t , м³/с.

Причем со знаком «-» это расход, который необходим для заполнения водохранилища ($-Q_{Vj}$), а со знаком «+» – расход при сработке водохранилища ($+Q_{Vj}$).

Расчет оптимального распределения активной мощности между ГЭС, методом равенства относительных приростов без использования специальных программ выполнить довольно трудно. Если ГЭС имеют различные ХОП (как в нашем случае), то неопределенный множитель Лагранжа λ_j , будет иметь различное значение для каждой ГЭС, что приводит к еще более усложнению поставленной задачи.

Для расчета оптимального распределения активной мощности между ГЭС, по критерию минимума расхода воды создана программа в среде Mathcad. Программа позволяет рассчитать оптимального распределения с учетом всех ограничений в автоматическом режиме.

Оптимальный режим каждой ГЭС каскада выполнялся на основе использования оптимальной эквивалентной характеристики каскада с учетом ограничений по мощности каждой ГЭС.

Оптимальная эквивалентная характеристика для всего каскада ГЭС строится следующим образом.

Сначала произвольно задавались неопределенные множители Лагранжа $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$. Далее определяется оптимальная эквивалентная характеристика по выражениям:

$$\begin{cases} q_c = \lambda_1 q_1 = \lambda_2 q_2 = \dots = \lambda_n q_n \\ N_c = N_1 + N_2 + \dots + N_n \\ N_{imin} \leq N_i \leq N_{imax}, i = 1, 2, \dots, n \end{cases} \quad (3.10)$$

где: q_c, N_c - эквивалентный относительный прирост и эквивалентная мощность, соответственно; N_{imin}, N_{imax} - соответственно минимальная и максимальная допустимые мощности i -ой ГЭС.

Учитывая, что ХОП каждой ГЭС имеет довольно сложную форму и аппроксимировать ее каким-нибудь полиномом невозможно, в расчетах использовалась кусочно-линейная аппроксимация по множеству точек (q, N) .

Оптимальные мощности ГЭС по эквивалентной характеристике рассчитывались следующим образом.

На эквивалентной характеристике по мощности P_t суточного графика нагрузки отыскивается точка $N_c = P_t$, для которой определяется эквивалентный относительный прирост q_c , а далее по оптимальному условию $q_c = \lambda_i q_i$ находится оптимальная мощность i -ой ГЭС для интервала t , т.е. N_{ionmt} .

Аналогичные расчеты выполняются для всех значений суточного графика нагрузки P_t ($t=1, 2, \dots, k$) и по расходным характеристикам каждой станции в соответствии с их оптимальной загрузкой $Q_i(N_i)$ определяются среднесуточные расходы \overline{Q}_i .

Далее сравниваются \overline{Q}_i с заданными $\overline{Q}_{i\text{зд}}$ и, если они не равны, то корректируется величина меры эффективности использования гидроресурсов на станции λ_i , т.е процесс расчета является итеративным.

Результаты проведенных расчетов показаны в таблице 3.5. В Приложении В приведена программа, написанная в среде Mathcad. В качестве примера был выполнен расчет оптимального распределения нагрузки в ЭЭС для одного из зимних месяцев, когда дефицит электроэнергии достигает максимальных значений. В качестве такой даты было выбрана 15 января 2016 года (*Приложение В*).

Значения множителей λ_j для ГЭС Вахшского каскада подбирались таким образом, что бы ГЭС, расположенные ниже Нурекской ГЭС, работали на транзитном стоке. Полученные расходы были сравнены с реальными расходами на ГЭС (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Расходы ГЭС с оптимизацией

ГЭС	$Q_{ср.сут.} \text{ м}^3 / \text{с}$		
	Фактические	С оптимизацией	Эффект
Нурекская	510	493	17
Байпазинская	482	493	-11
Сангтудинская 1	501	493	8
Сангтудинская 2	516	490	26
Головная	504	490	14
Кайракумская	800	714,807	85,193

Таким образом, оптимальное распределение активной мощности по критерию минимума расхода воды позволяет покрыть заданный график нагрузки меньшими расходами по сравнению с фактическими расходами.

Как видно из таблицы 3.5 при работе на транзитном стоке ГЭС Вахшского каскада можно получить эффект от оптимизации почти на всех ГЭС. Суммарный эффект от оптимизации привяжем к режиму работы Нурекской ГЭС, так как она имеет водохранилище сезонного регулирования и расположен выше всех ГЭС Вахшского каскада. Если использовать дополнительный объем воды в 17 м³/с (таблица 3.5) полученный на Нурекской ГЭС в результате проведения

оптимизационных расчетов, то этот расход, проходя через турбины остальных ГЭС каскада, будут вырабатывать дополнительную электроэнергию.

Покажем, как можно рассчитать дополнительную суточную выработку мощности и электроэнергии за счет снижения расхода воды, т.е использовать оптимизационный эффект. Методика расчетов и полученные результаты показаны в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Дополнительная выработка электроэнергии с оптимизацией

ГЭС	P, МВт	W _{сут} , кВт.час
Нурекская	33,9575	814980
Байпазинская	8,30875	199410
Сангтудинская 1	9,02402	216576,6
Сангтудинская 2	2,8033	67279,2
Головная	3,8148	91555,2
<i>Сумма каскада Вахи</i>	<i>57,90837</i>	<i>1389801</i>
Кайракумская	13,88901	333336,3
<i>Суммарная всех ГЭС</i>	<i>71,79738</i>	<i>1723137,35</i>

Дополнительная выработка электроэнергии позволяет снизить зимний дефицит электроэнергии. Суммарная дополнительная электроэнергия для всего зимнего периода, который составляет 3 месяца ($t_{зим}$) для ГЭС Вахшского каскада составляет:

$$W_{дон.Вахи} = W_{сут.Вахи} \cdot t_{зим} = 1,389 \cdot 10^6 \cdot 90 = 125,082 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Суммарная дополнительная электроэнергия для всего зимнего периода ($t_{зим}=3$ месяцев) для Кайракумской ГЭС составляет:

$$W_{\text{дон.Кайр.}} = W_{\text{сум.Кайр.}} \cdot t_{\text{зим}} = 0,333 \cdot 10^6 \cdot 90 = 30 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Суммарная дополнительная выработка всех ГЭС в зимнем периоде составляет:

$$W_{\text{дон.}\Sigma} = W_{\text{дон.Вахш}} + W_{\text{дон.Кайр.}} = 155,082 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Существующий дефицит электроэнергии в зимнем периоде составляет:

$$W_{\text{деф.зим}} = 2,5 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Дополнительная выработка электроэнергии на ГЭС Вахшского каскада позволяет снизить зимний дефицит на 5 % (из этого 3 % составляет Нурекская ГЭС), а на Кайрокумской ГЭС на 1,2 %. Суммарная дополнительная выработка электроэнергии всех ГЭС позволяет снизить зимний дефицит на 6,2 %.

Таким образом, путем краткосрочной оптимизации режимов ГЭС энергосистемы Таджикистана по критерию минимума расхода воды, можно снизить существующий зимний дефицит электроэнергии на 6,2 %.

3.5 Выводы

1. Для оптимального распределения активной мощности между ГЭС по критерию минимума расхода воды, удобно применить метод равенства относительных приростов.
2. Нурекская ГЭС имеет самый высокий напор, следовательно, у нее наименьший относительный прирост расхода воды. Сангтудинская – 2 имеет самый низкий напор, отсюда у нее наибольшие относительные приросты расхода воды. Поэтому при управлении режимами ЭЭС сначала загружаются те электростанции, у которых самые низкие относительные приросты, а затем все другие по мере их возрастания.
3. С учетом относительных потерь активной мощности в сети σ_{jt} , относительный прирост расхода воды Нурекской ГЭС q_j , изменяется незначительно ($q_j \cdot k$) и не влияет на перераспределение оптимальных мощностей в энергосистеме.
4. Созданная программа для расчета оптимального распределения активной мощности между ГЭС, в среде Mathcad позволяет рассчитать оптимального распределения с учетом всех ограничений в автоматическом режиме.
5. За счет оптимизации краткосрочных режимов ГЭС энергосистемы Таджикистана по критерию минимума расхода воды можно получить дополнительную выработку электроэнергии, которое позволяет снизить зимней дефицит электроэнергии на 6,2 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе рассмотрены вопросы снижения зимнего дефицита электроэнергии в энергосистемы Таджикистана путем оптимизации режимов ГЭС.

Основными результатами диссертационной работы являются:

1. Проведен анализ существующих методов оптимизации режимов энергосистем и электростанций. В этих работах не проводились исследования и разработки методик, которые позволяли бы оптимизировать режимов энергосистем с большой долей ГЭС, т.е. позволяющие учитывать специфические особенности энергосистемы Таджикистана.
2. На основе перераспределения стока между гидростанций Вахшского каскада внутри года можно получить дополнительную выработку электроэнергии, которое позволяют снизить зимней дефицит электроэнергии до 2 – 4 %.
3. Сработка водохранилища Нурекской ГЭС ниже проектной отметки УМО, с учетом всех ограничений позволяет получить дополнительную выработку электроэнергии. Сработка водохранилища Нурекской ГЭС на основе поиска компромиссного решения по режиму сработки водохранилища ниже УМО на 7м, позволяет снизить дефицит до 7%.
4. Долгосрочная оптимизации режимов каскада ГЭС состоящая из оптимального перераспределения стока и дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС позволяют снизить зимний дефицит электроэнергии в энергосистема Таджикистан до 9 – 11 %.
5. Оптимизации суточных режимов ГЭС энергосистемы Таджикистана по критерию минимума расхода воды позволяет получить дополнительную выработку электроэнергии, что позволяет снизить зимний дефицит электроэнергии на 6,2 %.

Таким образом, долгосрочная и краткосрочная оптимизации режимов ГЭС позволяют снизить зимней дефицит электроэнергии в энергосистема Таджикистан до 15 – 17 %.

Разработанные методики и результаты проведенных исследований могут быть использованы при создании оптимизационных программ планирования режимов диспетчерскими службами энергосистемы Таджикистана, а также при оптимизации краткосрочных и долгосрочных режимов работы системы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВБ	–	Верхний бьеф
ГБАО	–	Горно-Бадахшанская автономная область
ГЭС	–	Гидроэлектростанция
КДЦ	–	Координационный диспетчерский центр
КПД	–	Коэффициент полезного действия
ЛЭП	–	Линия электропередачи
НБ	–	Нижний бьеф
НПУ	–	Нормальный подпорный уровень
ОАХК	–	Открытая Акционерная Холдинговая Компания
ОДУ	–	Оперативное диспетчерское управление
ОЭС	–	Объединенная энергосистема
РТ	–	Республика Таджикистан
СНГ	–	Содружество Независимых Государств
ТЭС	–	Теплоэлектростанция
ТЭЦ	–	Теплоэлектроцентраль
УМО	–	Уровень мертвого объема
ХОП	–	Характеристика относительных приростов
ЦА	–	Центральная Азия
ЭЭС	–	Электроэнергетическая система
CASA	–	Central Asia South Asia

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Официальный сайт ОАХК «Барки Точик» [Сайт]. – URL: <http://www.barqitojik.tj/> (Дата обращения: 27.01.2015)
2. Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан [Сайт]. – URL: http://www.mewr.gov.tj/?page_id=61&lang=ru. (Дата обращения: 13.05.2016).
3. Абдуллаева, Ф. С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР/ Ф.С. Абдуллаева, Г.В. Баканин, С.М. Гордон. – Л.: Изд-во «Недра», 1965 г.– 658 с.
4. Таджикистан: углубленный обзор энергоэффективности [Электронный ресурс] / Секретариат Энергетической Хартии // Boulevard de la Woluwe, 56 B-1200 Brussels, Belgium, 2013г. – Режим доступа: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Tajikistan_2013_ru.pdf.
5. Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения: Отраслевой обзор [Электронный ресурс] / Евразийский банк развития. – Алматы, 2008. – 44 с. – Режим доступа: http://www.eabr.org/general/upload/docs/publication/analyticalreports/obzor_water_fin_al_rus.pdf.
6. Петров, Г.Н. Комплексное использование водно-энергетических ресурсов трансграничных рек Центральной Азии. Современное состояние, проблемы и пути решения / Г.Н. Петров, Х.М. Ахмедов. – Душанбе: Дониш, 2011 г. – 234 с.
7. Тимур, Валамат-Заде. Энергетика Таджикистана: Настоящее и ближайшее будущее / Валамат-Заде Тимур // Центральная Азия и Кавказ. – 2008. – № 1(55). – С. 104-113.
8. Аналитический обзор «Состояние и перспективы интегрированного управления водными ресурсами в Республике Таджикистан» [Электронный ресурс]

/ Портал знаний о водных ресурсах и экологии Центральной Азии. – Режим доступа: http://www.cawater-info.net/bk/iwrm/pdf/tj_iwrm_an_rev_rus.pdf.

9. Укрепление сотрудничества стран Средней Азии в использовании передовых технологий в энергоэффективности и возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс] / Кузьмич В.В. – Проект Европейской Экономической Комиссии ООН, 2013. – Режим доступа: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Stre_Cooperation.pdf.

10. Методика оплаты услуг по транзиту электрической энергии в странах с переходной экономикой [Электронный ресурс] / Секретариат Энергетической Хартии // Boulevard de la Woluwe, 56, B-1200 Brussels, Belgium, 2014. – Режим доступа: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Price_of_Electricity_Transit_in_Transition_Countries_2014_ru.pdf.

11. Анализ диспетчерского управления генерацией и взаимобменами электрической энергией между национальными энергосистемами Центрально-Азиатского региона [Электронный ресурс] / Central Asia Regional Economic Cooperation (CAREC). – Режим доступа: <http://www.carecprogram.org/uploads/docs/Foundation-Studies/Diagnostic-Study-CAREC-Energy-Strategy-Pillar2-Full-Report-ru.pdf>.

12. Таджикистан: углубленный обзор инвестиционного климата и структуры рынка в энергетическом секторе [Электронный ресурс] / Секретариат Энергетической Хартии // Boulevard de la Woluwe, 56 B-1200 Brussels, Belgium. 2010. – Режим доступа: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/ICMS/ICMS-Tajikistan_2010_ru.pdf.

13. Официальный сайт компании «Памир Энерджи» [Сайт]. – URL: <http://www.pamirenergy.com/services/production/>.

14. Исполнительный комитет Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств [Сайт]. – URL: <http://energo-cis.ru/>.
15. Оценка ситуации, связанной с нехваткой энергии для населения в Таджикистане: отчёт исследования в области энергетики 88837/ The World Bank (Всемирный Банк), 2014. 104 с.
16. Третье национальное сообщение Республики Таджикистан по Рамочной конвенции ООН об изменении климата / под ред. А. Каюмова, В.Новикова – Душанбе, 2014. – 167 с.
17. Central Asia Regional Economic Cooperation: Power Sector Regional Master Plan: Final Report / Fichtner GmbH & Co. KG. – Stuttgart, Germany. Project Number: 43549/ Volume 1 – 2012. –536 pp.
18. Группа Всемирного банка [Сайт]. – URL: <http://www.worldbank.org/>.
19. Официальный сайт проекта CASA – 1000 [Сайт]. – URL: <http://www.casa-1000.org/>.
20. CASA-1000: Проект по передаче и продаже электроэнергии в Центральной и Южной Азии. Региональная экологическая оценка (РЭО), проект для обсуждения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.minenergoprom.tj/files/CASA%20REA_DRaft%20Full%20Report_RUS.pdf.
21. Исследования ТЭО проекта строительства Рогунской ГЭС. Фаза II: Определение вариантов плотины [Электронный ресурс]. ОАХК «Барки Точик», Отчет №: P.002378 RP58 Ред. Г. –Том 1 2014. – 342 с. – Режим доступа: http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/Event/ECA/central-asia/TEAS%20Rogun_Summary_rus.pdf.
22. Крумм, Л.А. Методы оптимизации и управления электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1980. – 317 с.

23. Цветков, Е.В. Оптимальные режимы электростанций в энергетических системах / Е.В. Цветков, Т.М. Алабышева, Л.Г. Парфенов – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.
24. Горштейн, В.М. Наивыгоднейшее режимы работы гидроэлектростанций в энергосистемах / В.М. Горштейн, – М.: Горэнергоиздат, 1959. – 248 с.
25. Синьков, В.М. Оптимизация режимов энергетических систем / В.М. Синьков [и др.] – Вища школа: 1976. – 308 с.
26. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник для вузов / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с.
27. Горштейн, В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др.; под ред. В.М. Горштейна – М. Энергия, 1981. – 336 с.
28. 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. – М.: Высш. шк. 1983 -208 с.
29. 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.
30. Jizhong, Zhu. Optimization of Power System Operation / – IEEE ed. New Jersey.: John Wiley & Sons, 2009. – 623 pp.
31. Allen, J. Power Generation Operation and Control: Third ed. / J.W. Allen, F.W. Bruce, B.Sh. Gerald – New York: John Wiley & Sons, 2013. – 658 pp.
32. Веников, В.А. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики (оптимизация развития и функционирования) / В.А. Веников, В.И. Идельчик. – М.: ВИНТИ, 1974. – 237 с.

33. Шифринсон, Б.Л. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электрическими станциями / Б.Л. Шифринсон // Электрические станции. – 1930. – № 5. – С. 293-302.
34. Горнштейн, В.М. Методика наивыгоднейшего распределения нагрузки между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн // Электрические станции. – 1937. – №12. – С. 7-18.
35. Иванов, Е.А. К вопросу о наивыгоднейшем распределении нагрузок между параллельно работающими агрегатами / Е.А. Иванов // Электричество. – 1930. – № 13. – С. 8-11.
36. Синьков, В.М. Об экономических основах распределения нагрузок между электростанциями / В.М. Синьков // Электричество. – 1947. – №12. – С. 8-11.
37. Белинский, С.Я. Оптимизация режимов работы ТЭЦ в энергосистемах / С.Я. Белинский // Теплоэнергетика. – 1967. – №3. – С. 31-35.
38. Горнштейн, В.М. К вопросу о выборе наивыгоднейшего сочетания работающих агрегатов (распределения резерва) в системе / В.М. Горнштейн // Тр.ВНИИЭ, вып.13, М.Л.: Энергоиздат, 1961, – С.104-124.
39. 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.
40. Горнштейн, В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн. – М.: Госэнергоиздат, 1949. – 198 с.
41. 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.

42. Златопольский, А.Н. Расчеты наивыгоднейших режимов работы энергосистемы. / А.Н. Златопольский, М.П. Ратнер // БТИ, ОРГРЭС. – 1961. – вып. 4. – С. 14-20.
43. Златопольский, А.Н. О наивыгоднейшем распределении тепловой нагрузки ТЭЦ между отдельными турбогенераторами / А.Н. Златопольский // Электрические станции. – 1961. – №11. – С. 12-16.
44. Маркович, И.М. Оптимизация режимов Энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: МЭИ, 1967 - 72 с.
45. Горнштейн, В.М. Условия оптимального режима энергосистемы при учете ограничений при помощи штрафных функций / В.М. Горнштейн // Электричество. – 1965. – № 8 – С. 39-44.
46. Горнштейн, В.М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ / В.М. Горнштейн // Электрические станции. – 1962. – №8. – С. 37-41.
47. Гайибов, Т.Ш. Оптимизация состава работающих агрегатов электростанций кусочно-линейной аппроксимацией нелинейных зависимостей / Т.Ш. Гайибов // Электрические станции. – 2009. – № 5. – С. 32-37.
48. Арзамасцев, Д.А. определение экономического режима гидротепловой энергосистемы / Д.А. Арзамасцев, В.М. Летун // Электричество. – 1980. – №7. – С. 47-51.
49. Летун, В.М. Оптимизация режимов работы гидротепловых энергосистем: проблемы и решения / В.М. Летун, К.К. Русина // Энергетик. – №8. – 2014. – С. 14-16.
50. Гайибов, Т.Ш. Оптимизация краткосрочных режимов энергосистем с управлением энергопотреблением / Т.Ш. Гайибов, К.М. Реймов // Электрика. – №6. – 2014. – С. 2-5.

51. Русина, А.Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова / – Изд-во НГТУ.: Новосибирск, 2014. – 400 с.
52. Подrezова, Д.В. Разработка методики оптимизации режима электроэнергетической системы с учетом стоимости потерь в электрической сети: дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. 05.14.02. / Д.В. Подrezова. – М., МЭИ, 2012.
53. Rodrigues, R.N. Solving the Short-Term Scheduling Problem of Hydrothermal Systems via Lagrangian Relaxation and Augmented Lagrangian / Rafael N. Rodrigues, Edson L. da Silva, Erlon C. Finardi, Fabricio Y. K. Takigawa // *Mathematical Problems in Engineering*. – Volume 2012. – Article ID 856178, 18 pages. doi:10.1155/2012/856178.
54. Крумм, Л.А. О градиентном методе оптимизации режима объединенных энергосистем / Л.А. Крумм // *Электричество*. – 1965. – №6. – С. 88-89.
55. Обрезкова, В.И. Экспериментальное исследование целевой функции при оптимизации сезонных режимов работы каскада ГЭС в энергосистеме / В.И. Обрезкова, Н.К. Малинин // *Известия ВУЗ*. – 1966. – №6.
56. Крумм, Л.А. Оптимизация градиентным методом режимов объединенных энергосистем, имеющих в своем составе гидроэлектростанции / Л.А. Крумм, Ю.П. Сыров // *Электричество*. – 1964. – № 4. – С. 20-26.
57. Сыров, Ю.П. К оптимизации длительных режимов электроэнергетических систем / Ю.П. Сыров, Ш.С. Чурквидзе // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*. – 1969. – №3. – С. 3-13.
58. Гончуков, В.В. Автоматизация управления энергообъединениями / В.В. Гончуков, В.М. Горнштейн, Л.А. Крумм и др.; под ред. С.А. Совалова. – М.: Энергия, 1979. – 432 с.
59. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.

60. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
61. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с.
62. Беллман, Р. Динамическое программирование / Р. Беллман. – М.: Изд-во иностр. лит., 1960. – 400 с.
63. Беллман, Р. Прикладные задачи динамического программирования / Р. Беллман, С. Дрейфус – М.: Наука, 1965. – 458 с.
64. Little, J.D.C. The use of storage water in hydroelectric system / J.D.C. Little // Journal of the Operations Research Society of America. – 1955. – vol. 3. – №2. – pp. 187-197.
65. Цветков, Е.В. Оптимальные режимы гидроэлектростанций длительного регулирования / Е.В. Цветков // Известия АН СССР, ОТН. – 1958. – №8.
66. Легалов, Д.И. Методика планирования долгосрочных оптимальных режимов электроэнергетических систем с ГЭС, основанная на методе динамического программирования: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. / Д.И. Легалов – Иркутск., 2005. - 24 С
67. Легалов, Д.И. Долгосрочное планирование режимов электроэнергетических систем с ГЭС / Д.И. Легалов, С.И. Паламарчук // Электричество. – 2005. – №10.
68. Pereira, M. Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models / M. Pereira, N. Compodonico, R. Kelman // Proc. Int. Conf. Electrical Power Systems Operation and Management (EPSOM'98). – Zurich, Switzerland. – 1998. – M. Pereira. – pp. 1-22.
69. Ferrero, R.A. Dynamic Programming Two-Stage Algorithm for Long-term Hydrothermal Scheduling of Multireservoir System / R. Ferrero, J. Rivera, S. Shahidehpour // IEEE Transactions on Power Systems. – Vol. 13. – № 4. – November 1998. – pp. 1534-1540.

70. Ferrero, R. Effect of deregulation on hydrothermal systems with transmission constraints / R. Ferrero, J. Rivera, S. Shahidehpour // *Electric Power Systems Research*. – Vol. 38 (3). – 1997. – pp. 191-197.
71. Fosso, O. Long-term operation planning of Hydro-Thermal Power Systems / O. Fosso, Al Abbas, M. Abdullah // *Electra*. – № 192. – October 2000. – pp. 46-53.
72. Flatabo, N. Short-term and medium-term generation scheduling in the Norwegian hydro system under competitive power market structure / N. Flatabo, A. Hagstat, B. Mo, O.B. Fosso. – *Proc. Int. Conf. Electrical Power Systems Operation and Management (EPSOM'98)*. – Zur
73. Цветков, Е.В. Построение диспетчерских графиков водохранилищ гидроэлектростанций длительного регулирования / Е.В.Цветков, В.Е. Косоротикова // *Труды ВНИИЭ*. – 1965. – №22.
74. Пащенко, А.В. Оптимизация режима энергосистемы по активной мощности с учетом динамического программирования / А.В. Пащенко, Ю.Б. Попова // *Изв. ВУЗов Энергетика*. – 1999. – № 6. – С. 39-46.
75. Баринов, В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / В.А. Баринов [и др.]: под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М: МЭИ, 2000 – 647 с.
76. Злотник, С.Г., Спиридонова Г.В. Оптимизация режима гидротепловой энергосистемы методом линейного программирования с переменными коэффициентами / С.Г. Злотник, Г.В. Спиридонова // В кн.: *Применение вычислительной техники в электроэнергетике*. М., 1970, № 1, – С. 57- 61
77. Злотник, С.Г. Алгоритм оптимизации режима тепловой энергосистемы с учетом ограничений по перетокам / С.Г. Злотник, А.И. Лазебник, Г.В. Спиридонова // *Тезисы докл. Всес. конф. Экстремальные задачи и их приложение к вопросам планирования, проектирования и управления сложными системами*. 1971. С. 79-80.

78. Злотник, С.Г. Методы оптимизации режима энергосистем, основанные на симплекс-процедуре / С.Г. Злотник, Г.В. Спиридонова. – Кишинев, Штиинца, 1976. – 152 с.
79. Гераскин, О.Т. Оптимизация режимов электроэнергетических систем обобщенными симплексными методами нелинейного программирования / О.Т. Гераскин. // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1978. – С. 9-13.
80. Swain, R.K. Short-term Hydrothermal Scheduling using Clonal Selection Algorithm / R.K. Swain, A.K. Barisal, P.K. Hota, R.N. Chakrabarti. // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – March, 2011. – Vol. 33. – pp. 647-656.
81. Батищев, Д.И. Применение генетических алгоритмов к решению задач дискретной оптимизации. Учеб.-метод. материал / Д.И. Батищев, Е.А. Неймарк, Н.В. Старостин. – Нижний Новгород, 2007. – 87 с.
82. Janga Reddy, M. Optimal Reservoir Operation Using Multi-Objective Evolutionary Algorithm / M. Janga Reddy and D. Nagesh Kumar // Water Resources Management (2006) 20 – pp. 861–878.
83. Li, Chen. A diversified multiobjective GA for optimizing reservoir rule curves / Chen Li, James McPhee, William W.-G. Yeh // Advances in Water Resources 30 (2007) – P. 1082–1093.
84. Jiao, Zheng. Improved Adaptive Genetic Algorithm and Its Application in Short-Term Optimal Operation of Cascade Hydropower Stations / Jiao Zheng, Kan Yang, Ran Zhou, Yonghuai Hao, Guoshuai Liu // Communications in Information Science and Management Engineering // Mar. 2013. – Vol. 3. – Iss. 3. – P. 167-174.
85. Павлюченко, Д.А. Разработка и исследование генетических алгоритмов для анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем: дис.: канд. техн. наук / Дмитрий Анатольевич Павлюченко. – 2003. – 176 с.
86. Jones, G.V. Hydrothermal optimization by refinement of step-loading schedules / G.V. Jones, J.P. Norton // IFAC symp. – 1977. – Autom. Control and Prot. Electr. Power Syst., Melbourne. – pp. 242-246

87. Lekane, T.M. Short-term scheduling of multireservoir hydroelectric power systems / T.M. Lekane // Proc. 7 th. – Power Syst. Comput. Conf. Lausanne, Guildford. – 1981. – pp. 375-382.

88. Давлетгалив, С.К. К оптимизации режимов работы ГЭС по расчетной выборке гидрографов / С.К. Давлетгалив, В.А. Савельев // Проблемы гидроэнергетики и вод. Хоз-ва. Алма-Ата. – 1971. – Вып. 8. – С. 3-15.

89. Беляев, Л.С. Основные направления совершенствования управления режимами ГЭС Ангаро-Енисейского каскада / Л.С. Беляев, В.А. Савельев, Л.Е. Халяпин // Гидротехническое строительство. – 1983. – №7. – С. 1-5.

90. Халяпин, Л.Е. Совершенствование методов управления текущим развитием и функционированием электроэнергетических систем, содержащих ГЭС с многолетним регулированием стока: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. / Л.Е. Халяпин. – Иркутск., 1981. – 21 с.

91. Применение вероятностные методов для оптимизации эксплуатационных режимов работы ЭЭС, содержащих гидроэлектростанции / А.П. Курбатов, Л.Е. Халяпин, Д.М. Маматканов, А.К. Шапар. В кн. Вопросы горной энергетики. Труды КирНИОЭ, вып. 5. Фрунзе: Кыргызстан. 1975. 154-157 с.

92. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы энергосистем, включающих ТЭЦ и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования / А.М. Клер, З.Р. Корнеева, П.Ю. Елсуков // Изв. РАН, Энергетика. – 2011. – №2. – С. 92-106

93. Елсуков, П.Ю. Оптимизация длительных режимов работы электроэнергетической системы, включающей ТЭЦ и ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. / Елсуков Павел Юрьевич. – Иркутск 2013. – 22 с.

94. Сыров, Ю.П. К оптимизации длительных режимов электроэнергетических систем / Ю.П. Сыров, Ш.С. Чурквиедзе // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1969. – №3. – С. 3-13.

95. Чурквейдзе, Ш.С. Вопросы оптимизации длительных режимов электроэнергетических систем, имеющих в своем составе ГЭС: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. / Ш.С. Чурквейдзе – Москва., 1970. – 22 с.

96. Мурашко, Н.А. Оптимизация долгосрочных режимов электроэнергетических систем в стохастической постановке / Н.А. Мурашко, В.П. Фролов // Методы оптимизации и их приложения. Иркутск: СЭИ СО АН СССР. – 1982. – С. 191-197.

97. Фролов, В.П. Оптимизация краткосрочных и долгосрочных режимов электроэнергетических систем: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. / В.П. Фролов – Иркутск., 1984. – 20 с.

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

99. Александровский, А.Ю. Гидроэнергетика: учебник для вузов / А.Ю. Александровский, М.И. Кнеллер, Д.Н. Коробова и др.; под ред. В.И. Обрезкова. – 2-е изд. перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 512 с.

100. Журавлев, В.Г. Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ / В.Г. Журавлев, В.И. Обрезков, Т.А. Филиппова – М.: Энергия, 1978. – 296 с.

101. Филиппова, Т.А. Эксплуатационные режимы Гидроэлектростанций / Т.А. Филиппова – Новосибирск: Наука Сибирское отделение, 1968. – 194 с.

102. Исследования ТЭО проекта строительства Рогунской ГЭС. Фаза II: Том 3 – Глава 5: Исследования по моделированию эксплуатации водохранилища [Электронный ресурс]. ОАХК «БАРКИ ТОЧИК», Отчет №: P.002378 RP40 Ред. Д. Август 2014. – 122 с. – Режим доступа: http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/eca/central-asia/TEAS_Reservoir%20operation%20study_Final_rus.pdf.

103. Анализ режима работы каскада Вахшских ГЭС и Кайракумской ГЭС: отчет о научно-исследовательской работе / Таджикский технический университет им. академика М.С. Осими. – Душанбе, 2009. – 55 с.

104. Исследования ТЭО проекта строительства Рогунской ГЭС. Гидрология [Электронный ресурс]. ОАХК «Барки Точик», Отчет №: P.002378 RP 07 Ред. Д. Январь 2013. – 107 с. – Режим доступа: http://siteresources.worldbank.org/ECAEXT/Resources/HydrologyReport_rus.pdf.

105. Sekretarev, Y.A. Optimal Control Mode of the Vakhsh Hydropower Reservoirs to Reduce Electricity Shortages in Tajikistan / Yuri Sekretarev, Sherkhon Sultonov and Victor Shalnev. // Applied Mechanics and Materials. –2015. – Vol. 792. – pp. 446-450. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.792.446.

106. Секретарев, Ю.А. Повышение выработки электроэнергии в Таджикистане на основе оптимизации режимов ГЭС. / Ю.А. Секретарев, Ш.М. Султонов, В.Г. Шальнев // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015 – № 5. – С.14-17.

107. Секретарев, Ю. А. Гидроэнергетика: контр. задания и метод. указания / сост.: Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович, С. В. Митрофанов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 64 с.

108. Никитин, С.Н. Основы водно-энергетических расчетов / С.Н. Никитин. – М.;Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 510 с.

109. Куперман, В.Л. Подземные сооружения гидростанций / В.Л. Куперман, В.М. Мостков, В.Ф. Илюшин, Г.Я. Гевирц. – М.: Энергоатомиздат, 1966. – 320 с.

110. Pilot Programme for Climate Resilience (PPCR): Tajikistan. PPCR Phase I Project A4: Improving the Climate Resilience of Tajikistan's Hydropower Sector [Электронный ресурс]. Draft Final Report. 14 October 2011. – 63 с. – Режим доступа: [http://www.ppcr.tj/IP/Phase1/Component4/ppcr_a4_-_draft_final_report_13oct11%20\(Final%20REport\).pdf](http://www.ppcr.tj/IP/Phase1/Component4/ppcr_a4_-_draft_final_report_13oct11%20(Final%20REport).pdf).

111. Ольсон, О. Процессы седиментации и будущая емкость Нурекского водохранилища / О. Ольсон, И. Норматов, А. Sorokin, Ж. Фроебрих. Экстремальные гидрологические события в Арало-Каспийском регионе. Труды международной научной конференции Москва, 19-20 октября 2006 г.

112. Киргизов, А.К. Процесс заиления водохранилища Нурекской ГЭС и его влияние на режим работы каскада Вахшских ГЭС / А.К. Киргизов, Л.С. Касобов // материалы межд. народ. конф. Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность. Томск – 2012.

113. Секретарев, Ю.А. Возможность дополнительной сработки водохранилища Нурекской ГЭС для увеличения её выработки / Ю.А. Секретарев, Ш.М. Султонов, М.Х. Назаров // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов Третьей Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск. – 2016. – С. 384-388.

114. Секретарев, Ю.А. Метод оптимизации распределения нагрузки между ГЭС / Ю. А. Секретарев, Ш.М. Султонов // Главный энергетик. – 2015. – № 2. – С. 51-52.

115. Секретарев, Ю.А. Применение оптимизационных методов для наивыгоднейшего распределения активной мощности между гидроэлектростанциями энергосистемы Таджикистана. / Ю.А. Секретарев, Ш.М. Султонов, А.Д. Мехтиев // Вестник Таджикского технического университета. – 2014. – №4. – С. 60-64.

116. Sultonov, Sh.M. Implementation of the Method of Lagrange for Optimal Modes of Energy System of Tajikistan / Sh.M. Sultonov, Y.A. Sekretarev, S.V. Mitrofanov // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 698. – pp. 726-731. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.726.

117. Султонов, Ш.М. Оптимальное распределение нагрузки между гидроэлектростанциями Таджикской энергосистемы на основе метода равенства относительных приростов / Ш.М. Султонов // Современная техника и технологии:

сб. труд. XXI Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2015. – С. 173-175.

118. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно - методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2005. – 176 с.

119. Секретарев, Ю.А. Назначение оптимальных режимов водохранилищ ГЭС Вахшского каскада для снижения дефицита электроэнергии в Таджикистане / Ю.А. Секретарев, Ш.М. Султонов // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов Второй Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск, – 2015 г. – С. 81-84.

120. Султонов, Ш.М. Краткосрочная оптимизация режимов ГЭС энергосистемы Таджикистана / Ш.М. Султонов, М.Х. Назаров // «Энергия–2016»: материалы конференции XI Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. В 7 т. Т. 3 / Иваново: ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – 2016. – С. 222-223.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

СРЕДНЕМЕСЯЧНЫЕ РАСХОДЫ ВОДЫ РЕКЕ ВАХШ ЗА 1927 – 2014 ГГ.

Таблица А.1 – Среднемесячные расходы воды р. Вахш за 1932-2014 гг. Q , м³/с.

№ п/п	Годы	Среднемесячные расходы, м ³ /с												ср. год м ³ /с
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1927	180	185	175	335	780	775	1015	1565	830	260	170	175	537
2	1928	175	180	200	710	1330	1960	1685	1565	825	365	280	210	790
3	1929	180	180	310	550	700	1355	1430	1490	865	350	250	210	656
4	1930	180	180	255	635	1000	1200	2220	1250	680	325	190	160	690
5	1931	165	140	230	440	880	1080	1490	1710	1090	520	290	270	692
6	1932	181	178	276	492	758	1240	1940	1310	632	283	209	172	639
7	1933	150	151	177	306	710	1060	1730	1650	757	304	206	183	615
8	1934	147	201	228	502	674	1650	1890	1500	679	335	245	217	689
9	1935	181	169	236	329	722	945	1740	1580	680	303	259	187	611
10	1936	162	164	172	386	1050	1540	1800	1120	747	277	220	183	652
11	1937	176	171	178	342	935	1400	1710	1410	716	336	265	199	653
14	1938	175	167	208	514	1080	943	1270	1200	542	280	217	195	566
15	1939	174	167	185	319	921	1210	1450	1310	648	316	216	175	591
16	1940	173	173	188	308	649	1230	1270	1060	563	292	228	188	527
17	1941	166	180	230	547	1160	1670	1630	1570	714	404	272	241	732
18	1942	209	197	308	629	1030	1270	2050	1630	962	416	344	289	778
19	1943	205	198	268	449	795	1220	1810	1500	831	360	279	243	680
20	1944	209	194	253	486	802	945	1910	1780	747	313	261	204	675
21	1945	175	163	241	552	998	1410	1870	1440	814	372	271	216	710
22	1946	182	191	228	679	915	997	1360	1320	698	401	253	207	619
23	1947	190	180	201	306	653	880	1200	1320	761	281	222	154	529
24	1948	142	135	176	538	952	1050	1830	1770	842	436	248	194	693
25	1949	207	195	248	671	1270	1270	2080	1550	807	465	338	281	782

Продолжение таблицы А.1

26	1950	251	218	264	313	693	1110	1430	1430	675	307	239	202	594
27	1951	187	171	195	393	752	841	1110	1300	644	363	287	212	538
28	1952	180	189	227	800	1020	1460	1830	1490	719	393	259	216	732
29	1953	192	186	285	466	1070	1440	2050	1180	794	377	292	269	717
30	1954	223	209	296	646	947	1400	1550	1480	838	399	294	248	711
31	1955	203	197	264	342	681	1110	1070	1570	713	338	244	213	579
32	1956	180	177	228	566	1040	1200	2170	1560	712	334	244	206	718
33	1957	186	176	207	323	582	1000	1150	1010	487	306	223	195	487
34	1958	179	172	263	742	831	1370	2120	1370	792	363	260	233	725
35	1959	184	174	241	581	806	1360	1650	1490	1110	458	276	220	713
36	1960	186	188	207	316	708	1260	1800	1490	678	338	256	211	637
37	1961	179	165	206	339	731	995	1480	1260	891	330	229	188	583
38	1962	170	170	210	387	576	952	1340	1170	632	285	223	186	525
39	1963	163	167	217	480	669	1360	1441	1210	648	316	230	202	592
40	1964	162	154	225	498	834	1326	1810	1305	760	353	252	209	657
41	1965	190	168	188	323	703	1065	1383	936	509	276	246	182	514
42	1966	161	176	218	396	865	1777	1526	1452	672	319	227	192	665
43	1967	156	151	176	396	593	1210	1288	1287	704	292	241	198	558
44	1968	164	149	218	409	631	1150	1723	1451	602	325	238	202	605
45	1969	159	155	319	719	1205	1927	2163	1837	865	474	361	269	871
46	1970	234	220	248	596	945	1374	1380	1387	976	389	251	218	685
47	1971	181	169	217	400	611	1373	1465	1465	539	256	186	177	587
48	1972	153	136	170	322	706	988	1090	1108	667	312	229	184	505
49	1973	147	141	174	483	982	1695	2158	1736	1030	318	234	193	774
50	1974	171	157	172	348	551	953	1346	886	458	244	199	175	472

Продолжение таблицы А.1

51	1975	169	158	190	400	650	1077	1385	1383	637	279	214	185	561
52	1976	163	157	167	429	763	990	1531	1250	591	297	224	165	561
53	1977	139	145	217	352	552	1293	1645	1282	664	306	222	175	583
54	1978	154	143	162	398	668	1378	1959	1461	743	316	224	197	650
55	1979	172	160	167	444	535	1172	1773	1290	596	317	241	201	589
56	1980	177	167	179	533	931	1410	1796	1280	730	345	234	202	665
57	1981	181	162	206	490	896	1018	1527	1090	563	316	230	190	572
58	1982	169	150	172	395	769	891	1098	1243	529	292	236	181	510
59	1983	164	152	166	390	732	995	1396	1568	640	318	229	189	578
60	1984	163	151	197	393	677	1446	1583	1721	622	319	251	223	646
61	1985	193	171	208	463	825	1208	1736	1307	629	310	212	193	621
62	1986	166	164	164	275	491	901	1373	1114	646	327	230	190	503
63	1987	167	165	234	469	869	1570	1577	1563	869	462	292	229	706
64	1988	211	198	220	655	1040	1653	1965	1457	749	372	240	206	747
65	1989	164	151	167	287	501	847	1101	1012	540	300	236	191	458
66	1990	169	167	211	353	911	1551	1338	1286	878	399	283	224	648
67	1991	195	176	195	426	788	1256	1412	1204	900	367	233	220	614
68	1992	162	160	180	533	966	1518	1863	1369	706	374	275	246	696
69	1993	191	212	174	544	1148	1644	1768	1132	804	335	289	219	705
70	1994	205	150	251	462	1096	1635	2267	1673	681	406	247	339	784
71	1995	169	140	202	410	746	933	1576	1441	633	328	210	212	583
72	1996	148	130	200	561	761	1386	1428	1444	759	351	234	183	632
73	1997	178	127	134	486	682	1045	1625	1319	843	350	216	195	600
74	1998	160	136	221	1002	1336	1571	2266	1555	891	412	233	223	834
75	1999	168	150	234	484	1072	1161	1608	1488	813	368	282	232	672

Продолжение таблицы А.1

76	2000	166	131	214	480	892	946	1251	1143	725	319	256	220	562
77	2001	199	184	221	416	836	1440	1570	1180	513	321	256	209	612
78	2002	170	162	256	539	967	1580	1800	1540	728	405	244	209	717
79	2003	190	173	204	477	740	1217	1662	1099	713	311	281	255	610
80	2004	180	218	305	566	837	1412	1679	1370	580	356	244	202	662
81	2005	175	157	281	449	751	1475	1536	1083	620	339	277	223	614
82	2006	191	207	218	372	862	1003	1162	1303	453	386	330	279	564
83	2007	228	178	203	637	961	1010	1075	934	708	284	203	173	550
84	2008	164	155	205	316	715	1158	1103	1090	502	254	211	198	506
85	2009	186	195	237	410	755	1039	1312	1235	585	355	283	217	567
86	2010	200	205	283	638	988	1229	1386	1375	688	378	350	248	664
87	2011	188	152	170	520	902	1123	1448	1464	790	339	307	221	635
88	2012	181	133	166	906	987	1554	1763	1507	859	354	258	211	740
89	2013	188	169	239	459	852	1301	2133	1090	547	410	241	214	654
90	2014	178	161	148	404	1003	1306	1672	1177	738	338	253	207	632

Источники:

Отчет о научно - исследовательской работе «Анализ режима работы каскада Вахшских ГЭС и Кайракумской ГЭС»;

<http://www.barqitojik.tj/>;

http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/eca/central-asia/TEAS_Reservoir%20operation%20study_Appendices_rus.pdf;

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ
ГЭС ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА В СРЕДЕ *MATCAD***

ORIGIN := 1

Агрегат Нурекской ГЭС (H=235 м) 15-е января

N :=	(159)
	(168)
	(180)
	(189)
	(200)
	(210)
	(224)
	(239)
	(263)
	(323)
	(339)
	(340)

η :=	(0.85)
	(0.86)
	(0.87)
	(0.88)
	(0.89)
	(0.90)
	(0.91)
	(0.92)
	(0.93)
	(0.93)
	(0.92)
	(0.91)

H := 235

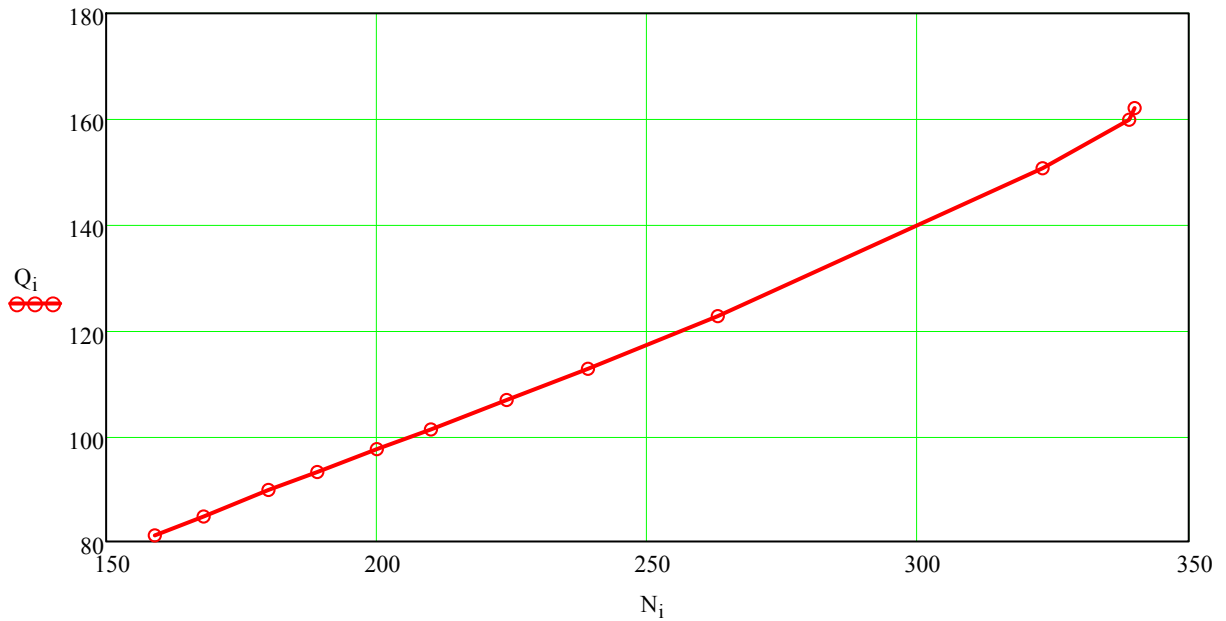
Na_max := 340

n := 9

i := 1..длина(N)

$$Q := \frac{N \cdot 1000}{9.81 \cdot H \cdot \eta}$$

	1
1	81.141
2	84.737
3	89.746
4	93.163
5	97.477
6	101.214
7	106.775
8	112.687
9	122.669
10	150.655
11	159.836
12	162.069



Аппроксимация расходной характеристики агрегата Q(N) полином степени m

m := 3

KQ := regress(N, Q, m) KQ := submatrix(KQ, 4, длина(KQ), 1, 1) KQ = $\begin{pmatrix} -26.273 \\ 1.045 \\ -3.094 \times 10^{-3} \\ 4.832 \times 10^{-6} \end{pmatrix}$

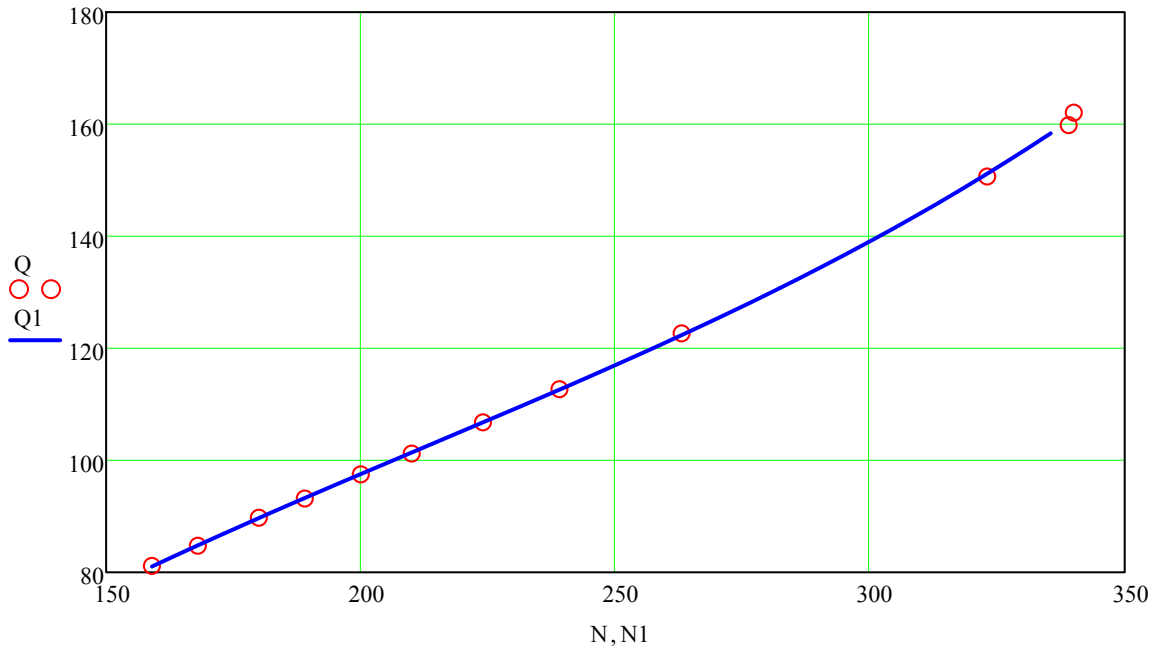
$$Qa(Na) := \sum_{i=1}^{m+1} [KQ_i \cdot (Na)^{i-1}]$$

Проверка аппроксимации

ct := 41 j := 1 .. ct - 1

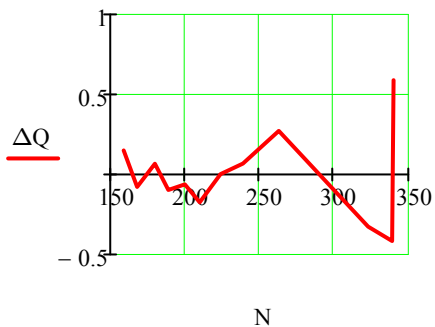
$$\Delta x := \frac{N_{\text{длина}(N)} - N_1}{ct - 1} \quad \Delta x = 4.525$$

$$N1_j := N_1 + (j - 1) \cdot \Delta x \quad Q1_j := Qa(N1_j)$$



Погрешность аппроксимации $Q=f(N)$ по полиному (по точкам в %)

$$\Delta Q_i := \left(\frac{Q_i - Qa(N_i)}{Q_i} \right) \cdot 100$$



Расчет мощностей переключения с Z агрегатов на Z+1
(по равенству расходов Q_z и Q_{z+1})

$$N_{\text{пер}}(n, N_{\text{max}}) := \begin{cases} \text{for } z \in 1 .. n - 1 \\ \quad N_g \leftarrow N_{\text{max}} \cdot z \\ \quad N_z \leftarrow \text{root} \left[z \cdot Qa \left(\frac{N_g}{z} \right) - (z + 1) \cdot Qa \left(\frac{N_g}{z + 1} \right), N_g \right] \\ \quad N_z \leftarrow z \cdot N_{\text{max}} \quad \text{if } N_z > z \cdot N_{\text{max}} \end{cases}$$

n-число агрегатов
Nmax-макс. мощн. агр.

N

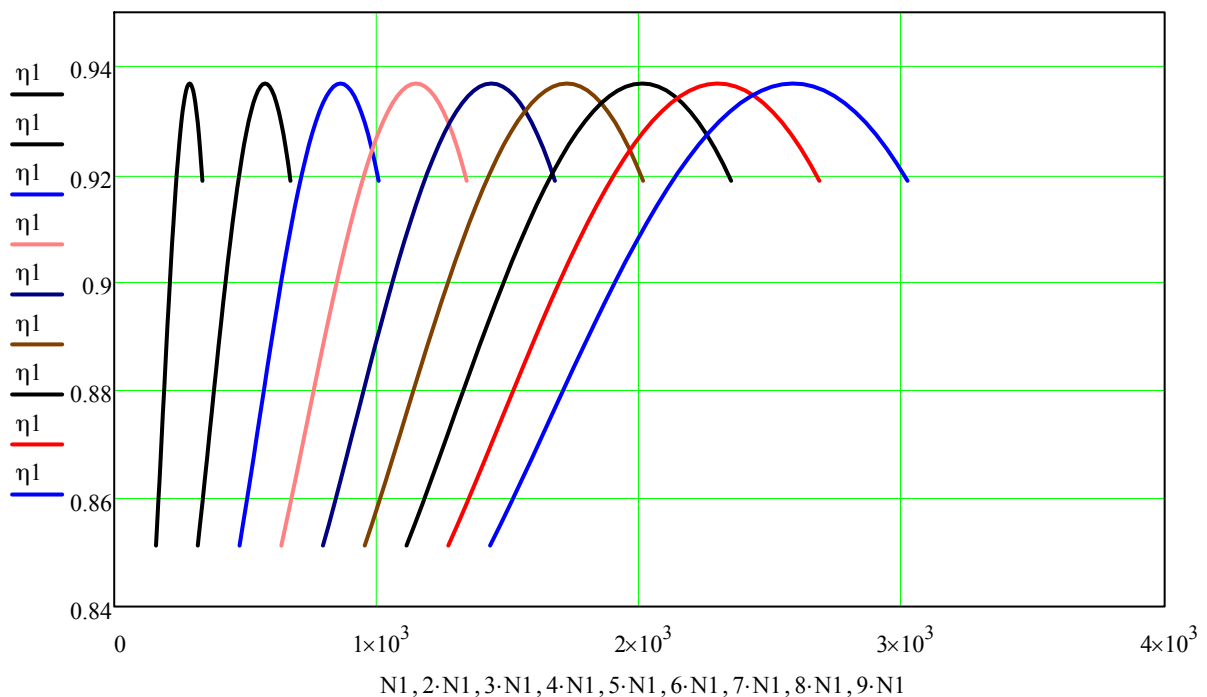
$$n = 9 \quad N_{\max} = 340 \quad N_{\text{пр}} := N_{\text{пер}}(n, N_{\max})$$

$$N_{\text{пр}} = \begin{pmatrix} 340 \\ 680 \\ 981.753 \\ 1274.246 \\ 1564.827 \\ 1854.38 \\ 2143.316 \\ 2431.853 \end{pmatrix}$$

Построение рабочей характеристики ГЭС для 9 агрегатов

$$\eta_{\text{ГЭС}} = f(N_{\text{ГЭС}})$$

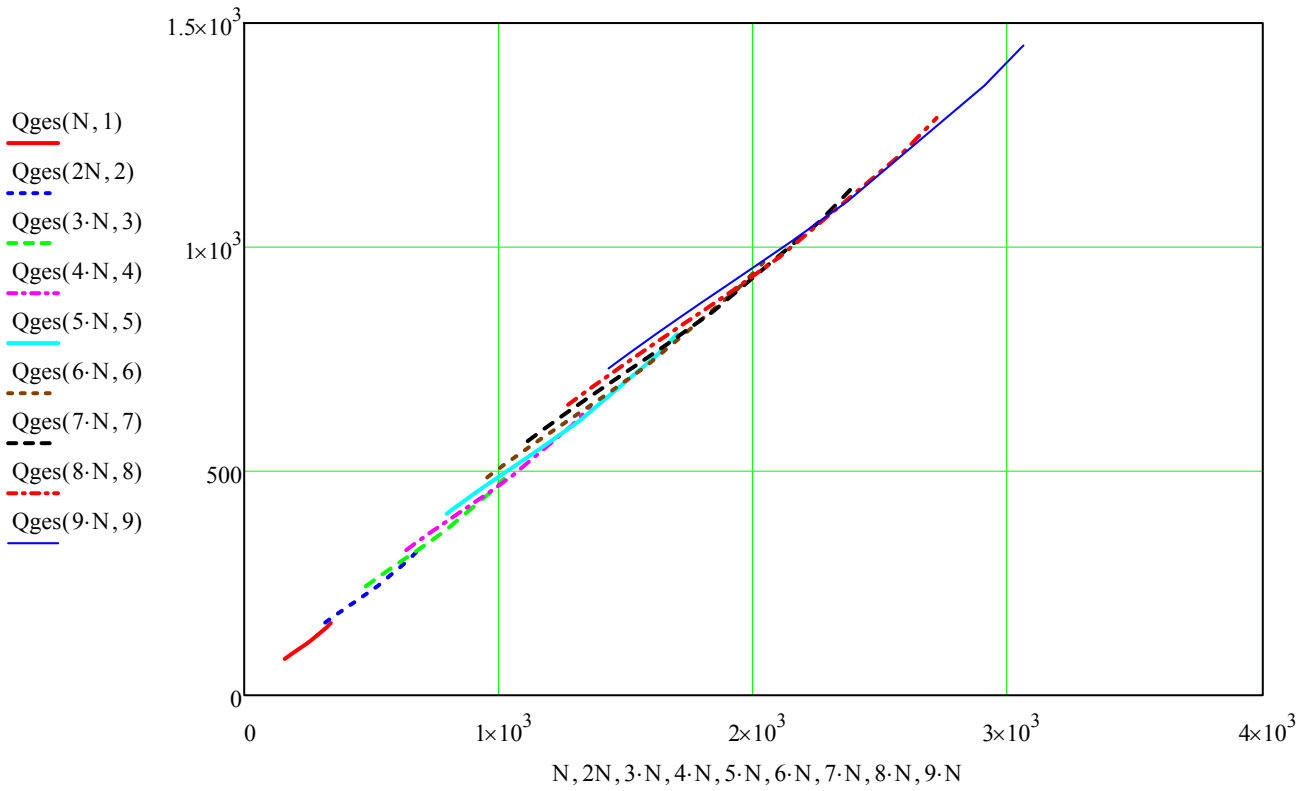
$$j := 1 \dots ct \quad \Delta N := \frac{N_{\text{длина}}(N) - N_1}{ct} \quad N1_j := N_1 + \Delta N \cdot (j - 1) \quad \eta1_j := \frac{N1_j \cdot 1000}{9.81 \cdot Qa(N1_j) \cdot H}$$



Построение расходной характеристики ГЭС для 9 агрегатов: $Q=f(N_{\text{ges}}, z)$

$$Q_{\text{ges}}(N_{\text{ges}}, z) := z \cdot \sum_{i=1}^{m+1} \left[KQ_i \cdot \left(\frac{N_{\text{ges}}}{z} \right)^{i-1} \right] \quad \text{-расход ГЭС для мощности } N_{\text{ges}} \text{ и } z \text{ агрегатов}$$

$$Qa(Na) := \sum_{i=1}^{m+1} \left[KQ_i \cdot (Na)^{i-1} \right] \quad Q_{\text{ges1}}(N_{\text{ges}}, z) := z \cdot Qa\left(\frac{N_{\text{ges}}}{z}\right)$$



Аппроксимация ХОП агрегата $q_a(N_a)$ полином степени m

$m = 3$

$$q_a(N_a) := \sum_{i=1}^{m+1} [(i-1) \cdot KQ_1 \cdot N_a^{i-2}]$$

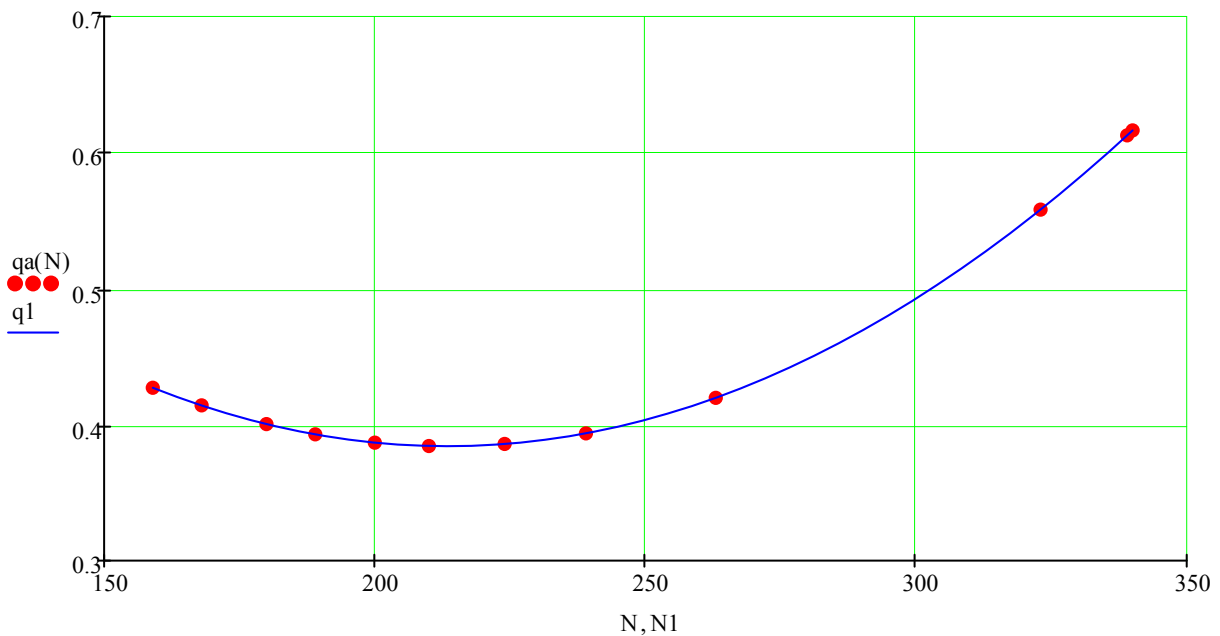
- ХОП одного агрегата

Проверка аппроксимации ХОП агрегата

$ct := 41$ $j := 1 \dots ct$

$$\Delta x := \frac{N_{\text{длина}(N)} - N_1}{ct - 1} \quad \Delta x = 4.525$$

$$N1_j := N_1 + (j - 1) \cdot \Delta x \quad q1_j := q_a(N1_j)$$

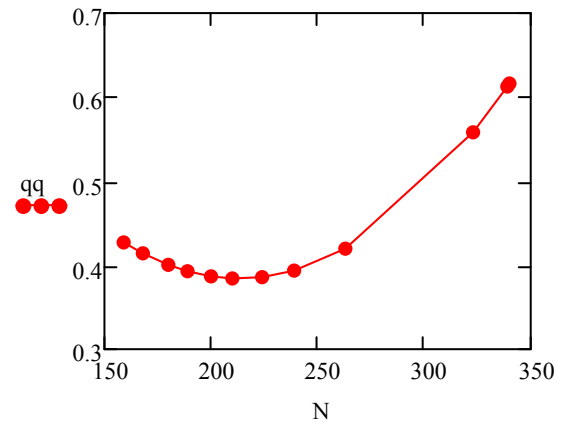


получаем массив qq

$$i := 1 \dots \text{длина}(N) \quad qq_i := qa(N_i)$$

	1
1	0.427
2	0.414
3	0.4
4	0.393
5	0.387
6	0.384
7	0.386
8	0.394
9	0.42
10	0.558
11	0.613
12	0.616

	1
1	159
2	168
3	180
4	189
5	200
6	210
7	224
8	239
9	263
10	323
11	339
12	340



Автоматическая корректировка левого конца ХОП агрегата

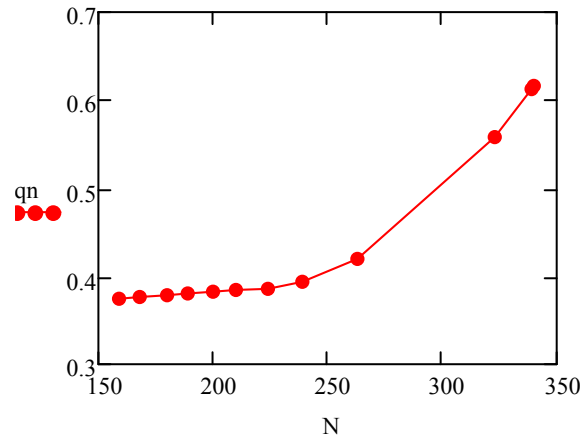
```

qq_isp(qq, Δ) := | k ← 0
                  | m ← min(qq)
                  | for i ∈ 1 .. длина(qq)
                  |   | k ← k + 1 if qqi > m
                  |   | break otherwise
                  | if k > 0
                  |   | j ← 0
                  |   | for i ∈ k .. 1
                  |   |   | j ← j + 1
                  |   |   | qqi ← m - Δ · j
                  | qq
  
```

qn := qq_isp(qq, 0.002)

	1
1	159
2	168
3	180
4	189
5	200
6	210
7	224
8	239
9	263
10	323
11	339
12	340

	1
1	0.374
2	0.376
3	0.378
4	0.38
5	0.382
6	0.384
7	0.386
8	0.394
9	0.42
10	0.558
11	0.613
12	0.616



Полином для ХОП агрегата

используем массив **qn** после автоматической корректировки

$m := 3$

$Kq := \text{regress}(N, qn, m)$

$Kq := \text{submatrix}(Kq, 4, \text{длина}(Kq), 1, 1)$

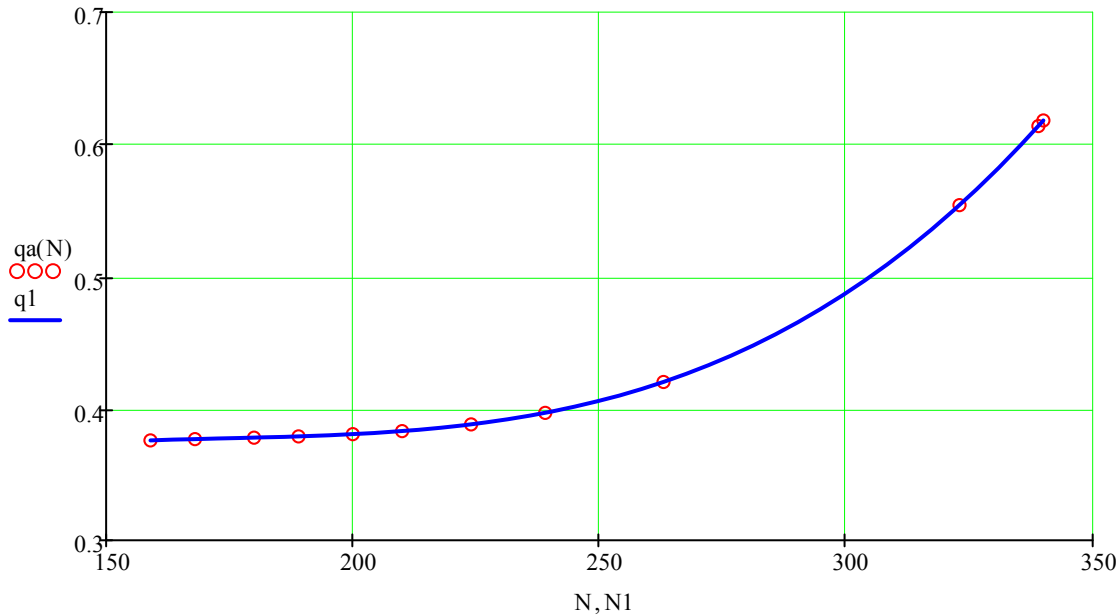
$$Kq = \begin{pmatrix} 0.100738 \\ 0.004585 \\ -0.000026 \\ 4.944864 \times 10^{-8} \end{pmatrix}$$

$$qa(Na) := \sum_{i=1}^{m+1} [Kq_i \cdot (Na)^{i-1}]$$

Проверка аппроксимации

$$ct := 41 \quad j := 1..ct$$

$$\Delta x := \frac{N_{\text{длина}(N)} - N_1}{ct - 1} \quad \Delta x = 4.525 \quad N1_j := N_1 + (j - 1) \cdot \Delta x \quad q1_j := qa(N1_j)$$



Построение ХОП ГЭС для 9 агрегатов

$$qz(Nz, z) := \sum_{i=1}^{m+1} \left[Kq_i \cdot \left(\frac{Nz}{z} \right)^{i-1} \right]$$

$N=f(q)$ с помощью функции root

$$Np(q, z) := \begin{cases} Nz \leftarrow \frac{N_1 + N_{\text{длина}(N)}}{2} \cdot z \\ Nz \leftarrow \text{root}(qz(Nz, z) - q, Nz) \\ Nz \end{cases}$$

Интегрирование площадок (для нахождения горизонтальной линии)

$$I1(q, z, a, b) := \int_a^b qz(Nz, z) dNz - (b - a) \cdot q \quad I2(q, z, a, b) := (b - a) \cdot q - \int_a^b qz(Nz, z) dNz$$

В общем виде (горизонтальная линия между Z и Z+1 агрегатами)

$$qgor(z1, z2, Npr) := \begin{cases} q \leftarrow \frac{qn_1 + qn_{\text{длина}(qn)}}{2} \\ q \leftarrow \text{root}(I1(q, z1, Np(q, z1), Npr_{z1}) - I2(q, z2, Npr_{z1}, Np(q, z2)), q) \\ q \end{cases}$$

Линии для графика

Вертикальные линии (5 шт.)

$i := 1 \dots \text{длина}(\text{Npr})$

$$Xv_{1,i} := \text{Npr}_i \quad Yv_{1,i} := \text{qz}(\text{Npr}_i, i)$$

$$Xv_{2,i} := \text{Npr}_i \quad Yv_{2,i} := \text{qz}(\text{Npr}_i, i + 1)$$

$$Xv = \begin{pmatrix} 340 & 680 & 981.753 & 1274.246 & 1564.827 & 1854.38 & 2143.316 & 2431.853 \\ 340 & 680 & 981.753 & 1274.246 & 1564.827 & 1854.38 & 2143.316 & 2431.853 \end{pmatrix}$$

$$Yv = \begin{pmatrix} 0.618 & 0.618 & 0.569 & 0.539 & 0.522 & 0.511 & 0.503 & 0.497 \\ 0.377 & 0.389 & 0.402 & 0.41 & 0.417 & 0.422 & 0.426 & 0.43 \end{pmatrix}$$

Горизонтальные линии (5 шт: 1-2, 2-3, ... 5-6)

$$Yg_{1,i} := \text{qgor}(i, i + 1, \text{Npr}) \quad Yg_{2,i} := Yg_{1,i}$$

$$Xg_{1,i} := \text{Np}(Yg_{1,i}, i) \quad Xg_{2,i} := \text{Np}(Yg_{1,i}, i + 1)$$

$$Xg = \begin{pmatrix} 264.449 & 573.27 & 864.216 & 1151.075 & 1438.016 & 1725.025 & 2012.085 & 2299.181 \\ 528.898 & 859.905 & 1152.288 & 1438.844 & 1725.619 & 2012.529 & 2299.525 & 2586.578 \end{pmatrix}$$

$$Yg = \begin{pmatrix} 0.42177 & 0.45777 & 0.46063 & 0.46002 & 0.45969 & 0.45949 & 0.45937 & 0.45928 \\ 0.42177 & 0.45777 & 0.46063 & 0.46002 & 0.45969 & 0.45949 & 0.45937 & 0.45928 \end{pmatrix}$$

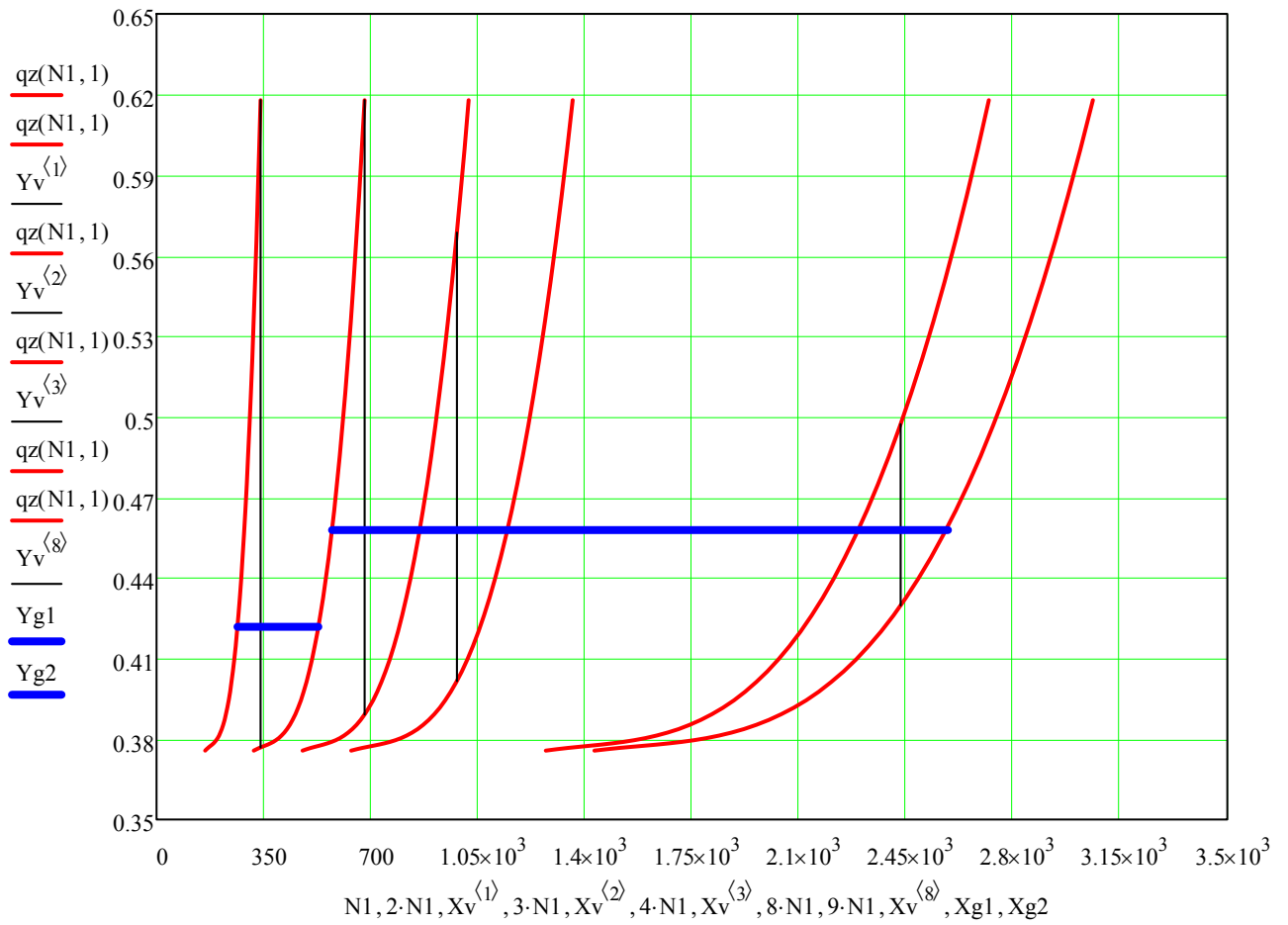
Коррекция горизонтальных линий: достаточно 2-х линий (1-2, 3-9)

$$Xg1 := Xg^{(1)} \quad Xg2_{1,1} := Xg_{1,2} \quad Xg2_2 := Xg_{2,8}$$

$$Yg1 := Yg^{(1)} \quad Yg2 := Yg^{(2)}$$

$$Xg1 = \begin{pmatrix} 264.449 \\ 528.898 \end{pmatrix} \quad Xg2 = \begin{pmatrix} 573.27 \\ 2586.578 \end{pmatrix}$$

$$Yg1 = \begin{pmatrix} 0.422 \\ 0.422 \end{pmatrix} \quad Yg2 = \begin{pmatrix} 0.458 \\ 0.458 \end{pmatrix}$$



Расходная хар-ка ГЭС с выбором оптимального числа агрегатов
(используется массив переключения с Z на Z+1 агрегатов)

$$Q_{ges}(N_{ges}, z) := z \cdot \left[\sum_{i=1}^{m+1} \left[KQ_i \cdot \left(\frac{N_{ges}}{z} \right)^{i-1} \right] \right]$$

$$Q_a(N_a) := \sum_{i=1}^{m+1} \left[KQ_i \cdot (N_a)^{i-1} \right]$$

$Q_{ges}(N_{ges}, N_{pr}) :=$

$n \leftarrow \text{длина}(N_{pr}) + 1$	$N_{pr} =$	$\left(\begin{array}{c} 340 \\ 680 \\ 981.753 \\ 1.274 \times 10^3 \\ 1.565 \times 10^3 \\ 1.854 \times 10^3 \\ 2.143 \times 10^3 \\ 2.432 \times 10^3 \end{array} \right)$
$Z \leftarrow 1$ if $N_{ges} \leq N_{pr_1}$		
$Z \leftarrow n$ if $N_{ges} \geq N_{pr_{n-1}}$		
if $(Z = 1) \vee (Z = n)$		
$y \leftarrow Q_{ges_}(N_{ges}, Z)$		
return y		
for $i \in 1..n - 2$		
if $N_{pr_i} \leq N_{ges} \leq N_{pr_{i+1}}$		
$Z \leftarrow i + 1$		
break		
continue otherwise		
$y \leftarrow Q_{ges_}(N_{ges}, Z)$		
y		

Проверка

$$\begin{aligned}
Q_{ges}(N_1, N_{pr}) &= 81.02 & N_1 &= 159 & Q_{ges}(N_{\text{длина}(N)}, N_{pr}) &= 161.115 & N_{\text{длина}(N)} &= 340 \\
Q_{ges}(N_{\text{длина}(N)} \cdot n, N_{pr}) &= 1.45 \times 10^3 & n &= 9 & N_{\text{длина}(N)} \cdot n &= 3.06 \times 10^3
\end{aligned}$$

Окончательне хар-ки по ГЭС (по точкам)

$$H = 235 \quad N_{\max} = 340 \quad n = 9$$

$$N := (159 \ 168 \ 180 \ 189 \ 200 \ 210 \ 224 \ 264 \ 529 \ 548 \ 573 \ 2587 \ 2704 \ 2843 \ 2962 \ 3060)^T$$

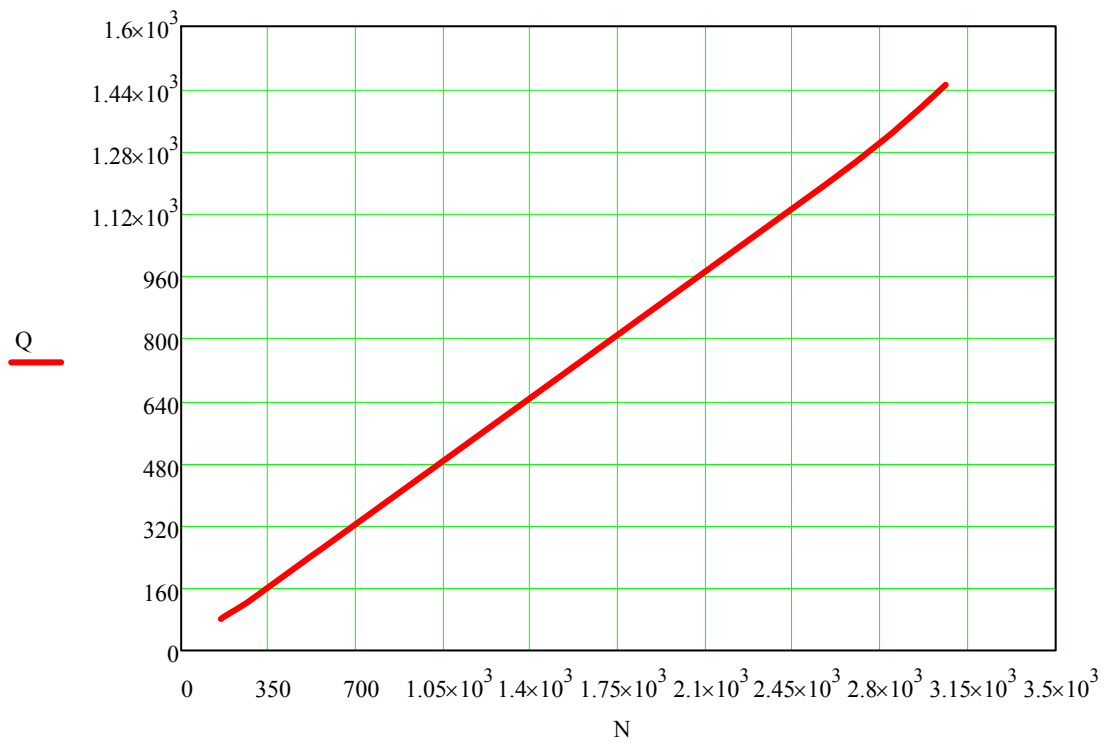
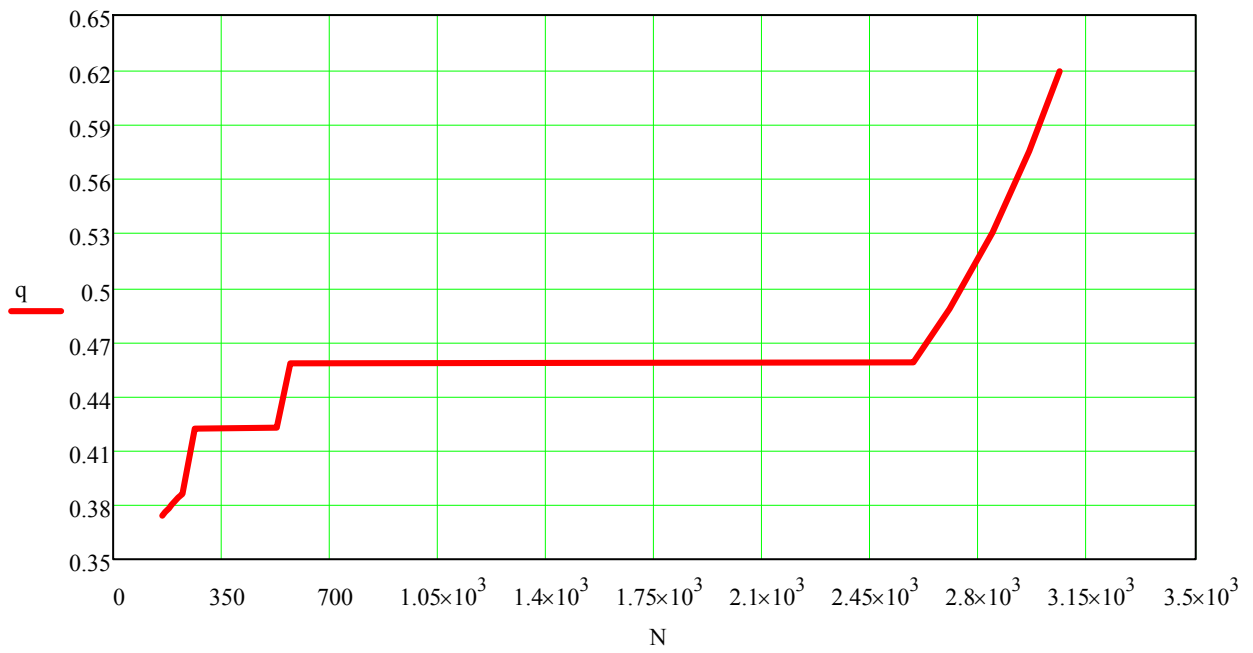
$$q := (0.374 \ 0.376 \ 0.378 \ 0.38 \ 0.382 \ 0.384 \ 0.386 \ 0.422 \ 0.4225 \ 0.438 \ 0.458 \ 0.4585 \ 0.488 \ 0.53 \ 0.575 \ 0.619)^T$$

$$Q := (81.02 \ 84.8 \ 89.7 \ 93.3 \ 97.5 \ 101.4 \ 106.8 \ 122.8 \ 245.9 \ 254.1 \ 265.3 \ 1198 \ 1254 \ 1325 \ 1392 \ 1450)^T$$

$$i := 1.. \text{длина}(N) \quad Q_{pr_i} := Q_{ges}(N_i, N_{pr})$$

$$Q_{pr}^T =$$

	1	2	3	4	5
1	81.02	84.803	89.686	93.253	...



ПРИЛОЖЕНИЕ В

**ПРОГРАММА ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ МЕЖДУ ГЭС ПО КРИТЕРИИ МИНИМУМА РАСХОДА
ВОДЫ В СРЕДЕ MATCAD**

График нагрузки на 15.01.2016

ORIGIN := 1

	(675)	(150)	(186)	(101)	(70)	(120)
	665	150	135	100	70	120
	645	150	135	100	70	120
	675	150	135	95	70	120
	955	150	135	82	70	120
	1555	200	270	81	120	120
	1630	300	405	90	120	120
	1670	300	405	100	120	120
	1515	300	405	102	120	120
	1250	350	405	102	120	120
	915	250	405	102	120	120
	675	225	294	101	95	120
Pnurec :=	820	200	160	100	95	120
	770	200	160	100	120	120
	745	200	160	100	120	120
	650	200	196	100	120	120
	965	225	270	100	120	120
	1670	275	391	101	120	120
	1730	300	405	100	120	120
	1670	325	405	101	120	120
	1525	325	405	103	120	120
	1435	275	405	102	120	120
	750	225	281	101	120	120
	765	200	182	100	70	120
		Pbaip :=	Psang1 :=	Psang2 :=	Pgolovn :=	Pkair :=

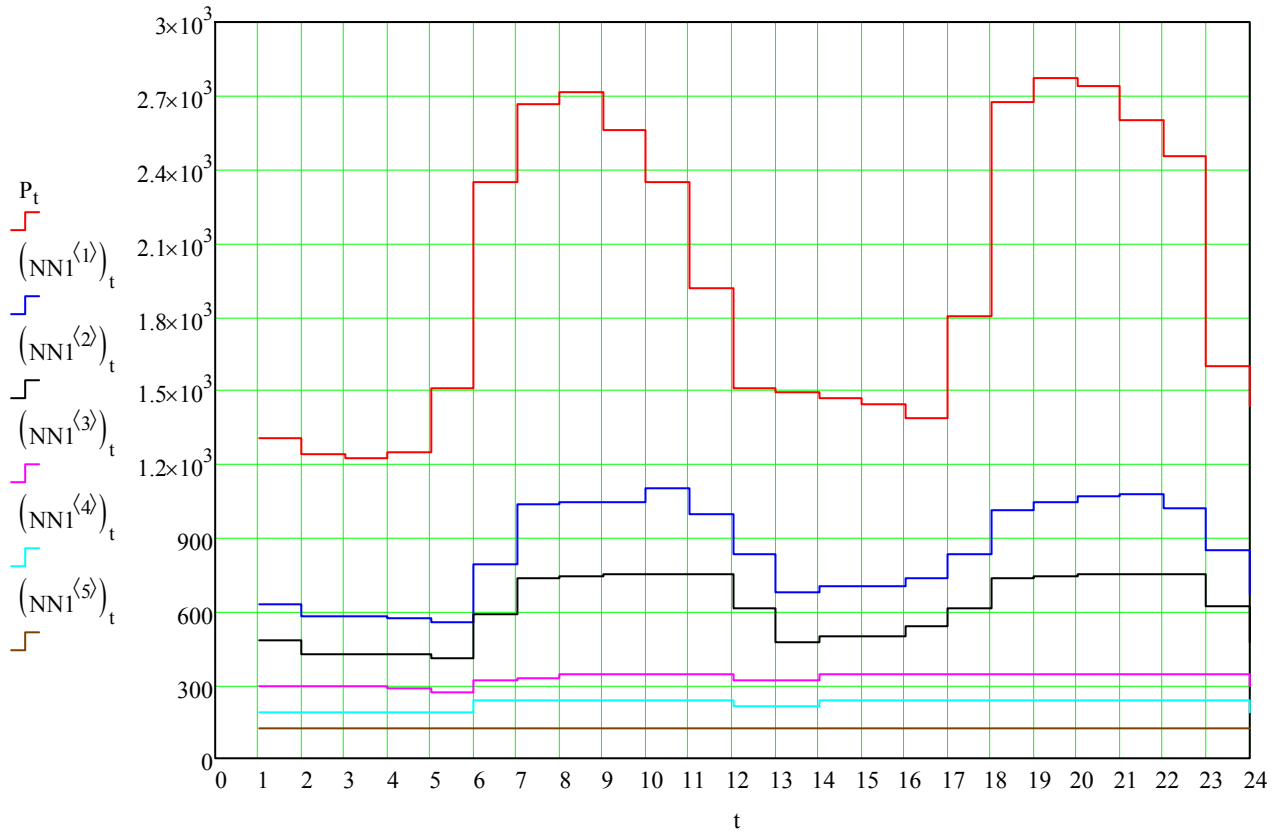
$P := Pnurec + Pbaip + Psang1 + Psang2 + Pgolovn + Pkair$ $\min(P) = 1220$ $\max(P) = 2775$

БАЛАНС (без оптимизации)

$t := 1 \dots \text{last}(P)$

$NN0 := \text{augment}(Pnurec, Pbaip, Psang1, Psang2, Pgolovn, Pkair)$

$i := 1 \dots \text{cols}(NN0) - 1$ $NN1_{t,i} := P_t - \sum_{j=1}^i NN0_{t,j}$



Характеристики по всем ГЭС

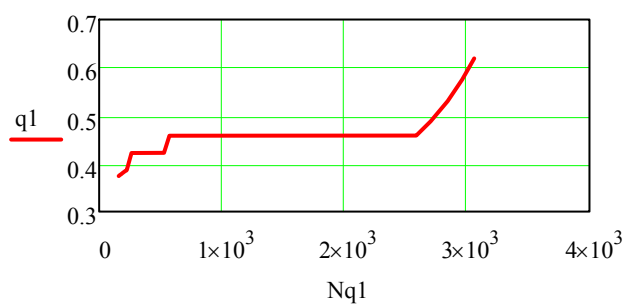
Нурекская ГЭС (H=235 м)

$$H_{1, \text{нурек}} := 235 \quad N_{\text{amax1}} := 340 \quad n_1 := 9 \quad N_{\text{ogr1}} := \begin{pmatrix} 500 \\ 2700 \end{pmatrix} \quad 340 \cdot 9 = 3060$$

$$N_{q1} := (159 \ 168 \ 180 \ 189 \ 200 \ 210 \ 224 \ 264 \ 529 \ 548 \ 573 \ 2587 \ 2704 \ 2843 \ 2962 \ 3060)^T$$

$$q_1 := (0.374 \ 0.376 \ 0.378 \ 0.38 \ 0.382 \ 0.384 \ 0.386 \ 0.422 \ 0.4225 \ 0.438 \ 0.458 \ 0.4585 \ 0.488 \ 0.53 \ 0.575 \ 0.619)^T$$

$$Q_1 := (81.02 \ 84.8 \ 89.7 \ 93.3 \ 97.5 \ 101.4 \ 106.8 \ 122.8 \ 245.9 \ 254.1 \ 265.3 \ 1198 \ 1254 \ 1325 \ 1392 \ 1450)^T$$



длина(N_{q1}) = 16

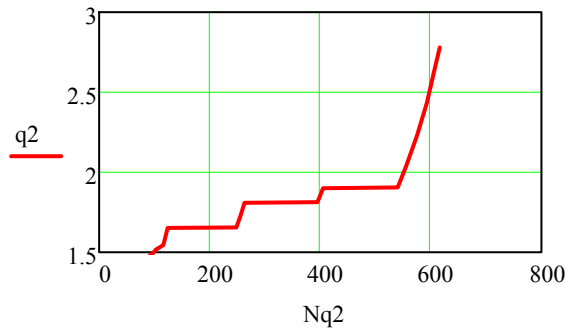
Байпазинская ГЭС(Н=57.5 м)

$$\underline{H2} := 57.5 \quad N_{\max 2} := 154 \quad n_2 := 4 \quad 154 \cdot 4 = 616 \quad N_{ogr2} := \begin{pmatrix} 91 \\ 600 \end{pmatrix}$$

$$Nq_2 := (91 \ 98 \ 103 \ 116 \ 124 \ 248 \ 256 \ 263 \ 395 \ 405 \ 540 \ 555 \ 575 \ 593 \ 605 \ 616)^T$$

$$q_2 := (1.477 \ 1.497 \ 1.517 \ 1.545 \ 1.652 \ 1.655 \ 1.731 \ 1.809 \ 1.813 \ 1.9 \ 1.905 \ 2.036 \ 2.23 \ 2.436 \ 2.62 \ 2.78)^T$$

$$Q_2 := (183 \ 195.3 \ 203.5 \ 223.7 \ 236.3 \ 472.6 \ 486 \ 498.2 \ 748.2 \ 766.7 \ 1022.2 \ 1051.7 \ 1094.3 \ 1136.4 \ 1166.7 \ 1196.3)^T$$

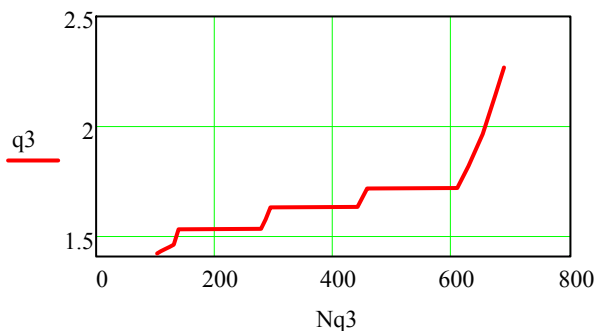
**Сангтудинская ГЭС-1 (Н=62.45 м)**

$$H_3 := 62.45 \quad N_{\max 3} := 172 \quad n_3 := 4 \quad 172 \cdot 4 = 688 \quad N_{ogr3} := \begin{pmatrix} 103 \\ 670 \end{pmatrix}$$

$$Nq_3 := (103 \ 109 \ 116 \ 124 \ 131 \ 139 \ 278 \ 286 \ 294 \ 441 \ 457 \ 609 \ 628 \ 652 \ 673 \ 688)^T$$

$$q_3 := (1.414 \ 1.424 \ 1.434 \ 1.444 \ 1.454 \ 1.525 \ 1.527 \ 1.57 \ 1.625 \ 1.627 \ 1.712 \ 1.714 \ 1.814 \ 1.961 \ 2.138 \ 2.266)^T$$

$$Q_3 := (190.6 \ 200.1 \ 210.7 \ 222.3 \ 232.4 \ 244.3 \ 488.5 \ 500.8 \ 513.5 \ 770.3 \ 797.0 \ 1062.0 \ 1095.6 \ 1141.0 \ 1184.2 \ 1217.1)^T$$

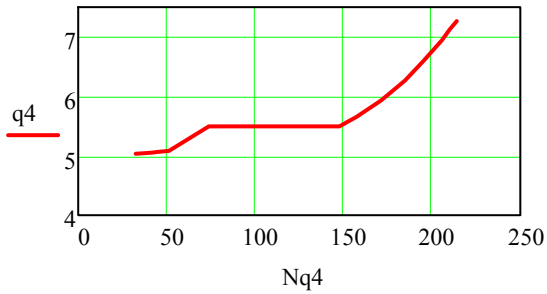
**Сангтудинская ГЭС-2 (Н=19.4 м)**

$$H_4 := 19.4 \quad N_{\max 4} := 107 \quad n_4 := 2 \quad 107 \cdot 2 = 214 \quad N_{ogr4} := \begin{pmatrix} 32.5 \\ 214 \end{pmatrix}$$

$$Nq4 := (32.5 \ 36.8 \ 41.9 \ 44.4 \ 47.5 \ 51.3 \ 73.8 \ 147.7 \ 152 \ 157.3 \ 171.2 \ 184.7 \ 195.3 \ 205.6 \ 210 \ 214)^T$$

$$q4 := (5.033 \ 5.043 \ 5.053 \ 5.063 \ 5.071 \ 5.083 \ 5.493 \ 5.495 \ 5.566 \ 5.654 \ 5.93 \ 6.264 \ 6.598 \ 6.943 \ 7.125 \ 7.267)^T$$

$$Q4 := (187.5 \ 210.3 \ 236.9 \ 249.7 \ 265.6 \ 284.9 \ 401.7 \ 803.9 \ 827.4 \ 856.8 \ 936.5 \ 1018.4 \ 1086.4 \ 1156.1 \ 1187 \ 1215.7)$$



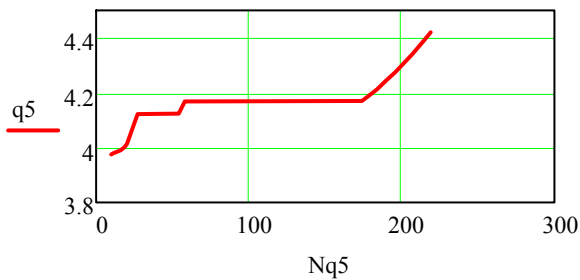
Головная ГЭС(Н=26,5 м)

$$H5 := 26.5 \quad N_{\max 5} := 36.5 \quad n5 := 6 \quad 36.5 \cdot 6 = 219 \quad N_{ogr5} := \begin{pmatrix} 20 \\ 190 \end{pmatrix}$$

$$Nq5 := (9.9 \ 11.6 \ 13.7 \ 16 \ 18.5 \ 20.2 \ 27.1 \ 54.1 \ 58.1 \ 174 \ 183.8 \ 190 \ 195.8 \ 207 \ 214.7 \ 219)^T$$

$$q5 := (3.975 \ 3.98 \ 3.985 \ 3.99 \ 4.001 \ 4.014 \ 4.122 \ 4.124 \ 4.168 \ 4.17 \ 4.212 \ 4.245 \ 4.275 \ 4.34 \ 4.391 \ 4.42)^T$$

$$Q5 := (43.9 \ 50.7 \ 59.1 \ 68.3 \ 78.2 \ 85.1 \ 113.1 \ 225.8 \ 242.3 \ 725.8 \ 766.9 \ 793.1 \ 817.8 \ 866.1 \ 899.7 \ 918.7)^T$$



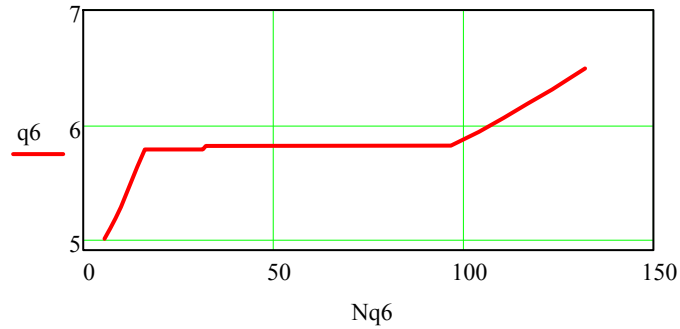
Кайрокумская ГЭС(Н=19.18 м)

$$H6 := 19.18 \quad N_{\max 6} := 22 \quad n6 := 6 \quad 22 \cdot 6 = 132 \quad N_{ogr6} := \begin{pmatrix} 5.6 \\ 124 \end{pmatrix}$$

$$Nq6 := (5.6 \ 7.1 \ 8.5 \ 9.95 \ 14.2 \ 16.216 \ 31.467 \ 32.24 \ 64.48 \ 96.72 \ 104.05 \ 110.62 \ 116.8 \ 123.36 \ 127.8 \ 132)^T$$

$$q6 := (5.0 \ 5.091 \ 5.178 \ 5.278 \ 5.626 \ 5.7803 \ 5.7805 \ 5.812 \ 5.813 \ 5.814 \ 5.935 \ 6.058 \ 6.18 \ 6.305 \ 6.401 \ 6.489)^T$$

$$Q6 := (37.24 \ 44.8 \ 52.0 \ 59.58 \ 82.72 \ 94.26 \ 182.92 \ 187.39 \ 374.79 \ 562.18 \ 605.24 \ 644.66 \ 682.46 \ 723.41 \ 751.62 \ 7$$



Рабочие программы

Нахождение значения $Y(Xzd)$ из массивов X, Y методом
кусочно-линейной аппроксимации
(шкала X **обязательно должна возрастать**)

```

XY(Xzd, X, Y) :=
  n ← длина(X)
  if Xzd < X1
    y ← Y2 +  $\frac{Y_1 - Y_2}{X_1 - X_2} \cdot (Xzd - X_2)$ 
    return y
  if Xzd > Xn
    y ← Yn-1 +  $\frac{Y_n - Y_{n-1}}{X_n - X_{n-1}} \cdot (Xzd - X_{n-1})$ 
    return y
  for j ∈ 1 .. n - 1
    if (Xzd ≥ Xj) ∧ Xzd ≤ Xj+1
      y ← Yj +  $\frac{Y_{j+1} - Y_j}{X_{j+1} - X_j} \cdot (Xzd - X_j)$ 
      break
  continue
  y
  
```

Nct - мощность станции,
qct - относительный прирост станции;
Nq,q -ХОП станции (2 массива);
Nogr - ограничения по мощн. (массив из 2-х знач.)
NQ, Q - расходная хар-ка станции (2 массива)

$$qct(Nct, Nq, q) := XY(Nct, Nq, q)$$

$$q=f(N)$$

$$Nct(qct, Nq, q, Nogr) := \begin{cases} N \leftarrow XY(qct, q, Nq) \\ N \leftarrow Nogr_1 \text{ if } N < Nogr_1 \\ N \leftarrow Nogr_2 \text{ if } N > Nogr_2 \\ N \end{cases}$$

$$N=f(q)$$

$$Qct(Nct, NQ, Q) := XY(Nct, NQ, Q)$$

$$Q=f(N)$$

Программа по расчету оптимальных мощностей станций

ct-число точек по сканированию хар-к станций; Nx,qx -ХОП станций (матрицы);

λ - множ. Лагранжа (массив)

$$Nopt(ct, Nx, qx, Nogr, P, \lambda) := \begin{cases} n \leftarrow cols(Nx) \\ m \leftarrow \text{длина}(qx^{(1)}) \\ \text{for } i \in 1..n \\ \quad \text{for } j \in 1..m \\ \quad \quad qx_{j,i} \leftarrow qx_{j,i} \cdot \lambda_i \\ qm \leftarrow 0 \\ \text{for } i \in 1..n \\ \quad qm \leftarrow (qx^{(i)})_m \text{ if } (qx^{(i)})_m > qm \\ \Delta q \leftarrow \frac{qm}{ct - 1} \\ \text{for } j \in 1..ct - 1 \\ \quad qc_j \leftarrow (j - 1) \cdot \Delta q \\ \quad Nc_j \leftarrow \sum_{i=1}^n Nct(qc_j, Nx^{(i)}, qx^{(i)}, Nogr^{(i)}) \\ \text{for } t \in 1.. \text{длина}(P) \\ \quad \text{for } i \in 1..n \\ \quad \quad qsum_t \leftarrow XY(P_t, Nc, qc) \\ \quad \quad Nopt1_{t,i} \leftarrow Nct(qsum_t, Nx^{(i)}, qx^{(i)}, Nogr^{(i)}) \end{cases}$$

ct - число точек
 Nx, qx, Nogr - матрицы
 λ - массив

Nopt1

Программа по расчету эквивалентной характеристики

ст-число точек по сканированию хар-к станций; Nx, qx -ХОП станций (матрицы);
 λ - множ. Лагранжа (массив)

$Nq_ekv(ct, Nx, qx, Nogr, \lambda) :=$

$n \leftarrow \text{cols}(Nx)$ $m \leftarrow \text{длина}(qx^{(1)})$ for $i \in 1..n$ for $j \in 1..m$ $qx_{j,i} \leftarrow qx_{j,i} \cdot \lambda_i$ $qm \leftarrow 0$ for $i \in 1..n$ $qm \leftarrow (qx^{(i)})_m$ if $(qx^{(i)})_m > qm$ $\Delta q \leftarrow \frac{qm}{ct - 1}$ for $j \in 1..ct - 1$ $qc_j \leftarrow (j - 1) \cdot \Delta q$ $Nc_j \leftarrow \sum_{i=1}^n Nct(qc_j, Nx^{(i)}, qx^{(i)}, Nogr^{(i)})$ $Ne \leftarrow \text{augment}(Nc, qc)$ Ne	$n \leftarrow \text{cols}(Nx)$ $m \leftarrow \text{длина}(qx^{(1)})$ for $i \in 1..n$ for $j \in 1..m$ $qx_{j,i} \leftarrow qx_{j,i} \cdot \lambda_i$ $qm \leftarrow 0$ for $i \in 1..n$ $qm \leftarrow (qx^{(i)})_m$ if $(qx^{(i)})_m > qm$ $\Delta q \leftarrow \frac{qm}{ct - 1}$ for $j \in 1..ct - 1$ $qc_j \leftarrow (j - 1) \cdot \Delta q$ $Nc_j \leftarrow \sum_{i=1}^n Nct(qc_j, Nx^{(i)}, qx^{(i)}, Nogr^{(i)})$ $Ne \leftarrow \text{augment}(Nc, qc)$ Ne
---	---

Программа по расчету оптимальных расходов воды на станциях

$Qopt(Nopt, Nx, Qx) :=$

$for\ t \in 1.. \text{длина}(Nopt^{(1)})$ for $i \in 1.. \text{cols}(Nopt)$ $Qo_{t,i} \leftarrow Qct(Nopt_{t,i}, Nx^{(i)}, Qx^{(i)})$ Qo	$for\ t \in 1.. \text{длина}(Nopt^{(1)})$ for $i \in 1.. \text{cols}(Nopt)$ $Qo_{t,i} \leftarrow Qct(Nopt_{t,i}, Nx^{(i)}, Qx^{(i)})$ Qo
---	---

Программа по расчету средних расходов воды на станциях

$Qcp_opt(Qopt) :=$

$n \leftarrow \text{cols}(Qopt)$ $k \leftarrow \text{длина}(Qopt^{(1)})$ for $i \in 1..n$ $Qcp_i \leftarrow \frac{\sum_{t=1}^k Qopt_{t,i}}{k}$ Qcp	$n \leftarrow \text{cols}(Qopt)$ $k \leftarrow \text{длина}(Qopt^{(1)})$ for $i \in 1..n$ $Qcp_i \leftarrow \frac{\sum_{t=1}^k Qopt_{t,i}}{k}$ Qcp
--	--

Среднесуточные расходы ГЭС по реальному графику и характеристик ГЭС

$$Q_{ct}(N_{ct}, NQ, Q) := XY(N_{ct}, NQ, Q)$$

$$Q=f(N)$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{24} Q_{ct}(P_{nurec_t}, Nq1, Q1)}{24} = 507.814$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{24} Q_{ct}(P_{baip_t}, Nq2, Q2)}{24} = 445.31$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{24} Q_{ct}(P_{sang1_t}, Nq3, Q3)}{24} = 491.387$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{24} Q_{ct}(P_{sang2_t}, Nq4, Q4)}{24} = 536.129$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{24} Q_{ct}(P_{golovn_t}, Nq5, Q5)}{24} = 439.691$$

$$\frac{\sum_{t=1}^{24} Q_{ct}(P_{kair_t}, Nq6, Q6)}{24} = 702.436$$

Q_{ср}
(по хар)

Q_{ср}
(из табл)

507

510

445

482

491

501

536

516

440

504

702

800

Оптимальные мощности ГЭС

Объединяем массивы в матрицы

$q := \text{augment}(q1, q2, q3, q4, q5, q6)$

$N := \text{augment}(Nq1, Nq2, Nq3, Nq4, Nq5, Nq6)$

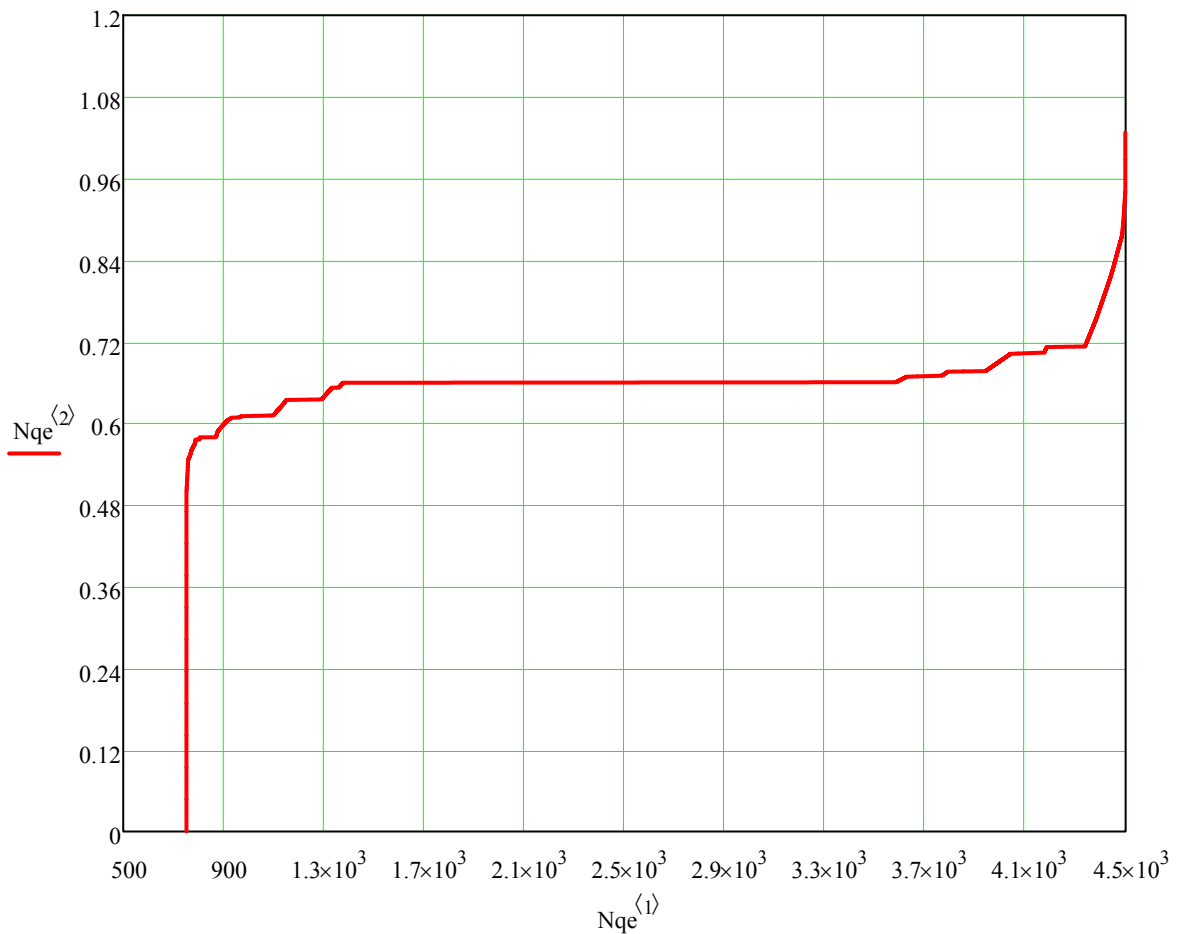
$\text{Nogr} := \text{augment}(\text{Nogr1}, \text{Nogr2}, \text{Nogr3}, \text{Nogr4}, \text{Nogr5}, \text{Nogr6})$

$Q := \text{augment}(Q1, Q2, Q3, Q4, Q5, Q6)$

$ct := 200000$

$Nqe := Nq_ekv(ct, N, q, \text{Nogr}, \lambda)$

Эквивалентная характеристика



$No := \text{Nopt}(ct, N, q, \text{Nogr}, P, \lambda)$

$Qo := \text{Qopt}(No, N, Q)$

Погрешность распределения по балансу мощностей, в %

$t := 1 \dots \text{длина}(P)$

$$\Delta P_t := \frac{P_t - \sum_{i=1}^{\text{cols}(No)} (No^i)_t}{P_t} \cdot 100$$

$$\Delta P_t := \text{if}(\Delta P_t < 0, -\Delta P_t, \Delta P_t)$$

$ct = 200000$

$$\max(\Delta P) = 1.118 \times 10^{-11}$$

Qcp
(по хар)

507
445
491
536
440
702

Qcp
(из табл)

510
482
501
516
504
800

$$Q_{cp_opt}(Q_0) = \begin{pmatrix} 493.651 \\ 492.828 \\ 489.868 \\ 486.478 \\ 486.475 \\ 727.476 \end{pmatrix}$$

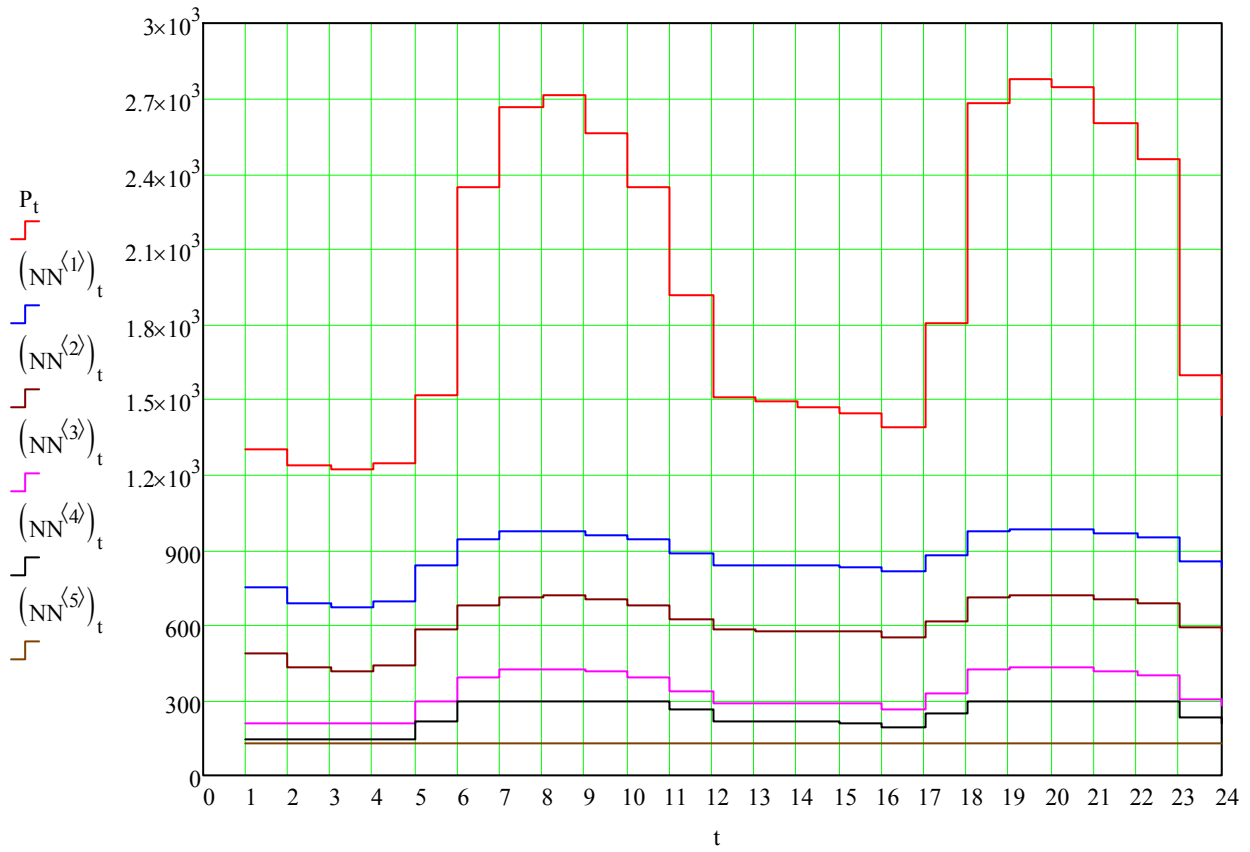
$$\lambda = \begin{pmatrix} 1.44051101 \\ 0.3695995 \\ 0.41600999 \\ 0.12015201 \\ 0.15827551 \\ 0.0997 \end{pmatrix}$$

	1	2	3	4	5	6
1	555.575	255.97	279.979	64.518	21.958	124
2	551.472	254.624	227.545	62.359	20	124
3	551.369	254.59	207.736	62.305	20	124
4	551.498	254.632	232.497	62.372	20	124
5	671.513	260.859	288.326	73.706	93.596	124
6	$1.407 \cdot 10^3$	260.923	288.418	91.441	174.064	124
7	$1.694 \cdot 10^3$	260.948	288.454	123.028	174.216	124
8	$1.739 \cdot 10^3$	260.952	288.46	127.978	174.239	124
9	$1.602 \cdot 10^3$	260.94	288.443	112.829	174.167	124
10	$1.408 \cdot 10^3$	260.923	288.418	91.54	174.065	124
11	$1.025 \cdot 10^3$	260.89	288.371	73.764	139.892	124
12	669.745	260.859	288.326	73.706	93.364	124
13	656.486	260.858	288.324	73.704	91.628	124
14	634.388	260.856	288.322	73.7	88.735	124
15	612.289	260.854	288.319	73.696	85.841	124
16	572.966	260.841	288.3	73.672	66.221	124
17	926.084	260.881	288.358	73.748	126.929	124
18	$1.705 \cdot 10^3$	260.949	288.456	124.216	174.221	124
19	$1.793 \cdot 10^3$	260.957	288.467	133.919	174.268	124
20	$1.763 \cdot 10^3$	260.954	288.463	130.553	174.252	124
21	$1.634 \cdot 10^3$	260.943	288.447	116.393	174.184	124
22	$1.507 \cdot 10^3$	260.932	288.431	102.432	174.117	124
23	746.646	260.866	288.336	73.718	103.434	124
24	605.218	260.854	288.318	73.695	84.915	124
25						

БАЛАНС (с оптимизацией)

$$i := 1 \dots \text{cols}(\text{No}) - 1$$

$$\text{NN}_{t,i} := P_t - \sum_{j=1}^i \text{No}_{t,j}$$



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ

ШИРКАТИ САҲОМИИ
ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ
«**БАРКИ ТОҶИК**»



OPEN STOCK
HOLDING COMPANY
«**BARQI TOJIK**»

734026, ш. Душанбе, хиёбони Исмоили Сомонӣ, 64 734026, Dushanbe, Ismoili Somoni avenue, 64
☎ +992 372 235-86-68, факс/fax(10992372) 235-86-92, Сомона/saut www.barkitajik.tj, E-Mail:barki.tojik@gmail.com

21.06.16 № 11/3234-8518.
Ба _____ аз _____

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Султонова Ш.М.

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук по теме: «Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистема Республики Таджикистан)», выполненной соискателем ученой степени Султоновым Ш.М., может быть использован при введении водно энергетическими режимами в работе таджикской энергосистемы, с долевым участием более 95% гидроэлектростанции используемая горных рек Таджикистана. Применение разработанных методик оптимизации режимов ГЭС в долгосрочном и краткосрочном временных разрезах, создадут условия более эффективного и рационального использования гидроэнергетических ресурсов, что является базой обеспечения повышения производительности на всех ГЭС выработки электроэнергии и снижение технологической потери в отдельных узлах энергосистем.

Начальник центрального
диспетчерской службы

О.Чоршанбиев

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по науке и

международным связям ТТУ

имени академика М.С. Осими

И.Т. Амонов, доцент



«07» 06 2016 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс Таджикского технического
университета результатов диссертационной работы
Султонова Ш.М.

Следующие результаты диссертационной работы аспиранта Новосибирского государственного технического университета Султонова Ш.М. «Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Таджикистана)», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в учебном процессе на энергетического факультета Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими:

1. Методика оптимального перераспределения стока между гидроэлектростанциями Вахшского каскада, основанная на ограниченном переборе комбинаций режимов.
2. Методика определения оптимальной глубины сработки водохранилища Нурекской ГЭС путем поиска компромиссного решения с учетом дополнительных ограничений по гидрологии и техническим характеристикам плотины.
3. Модернизированная процедура метода относительных приростов для минимизации транзитного стока ГЭС каскада в суточном разрезе.

Указанные результаты диссертационной работы Султонова Ш.М. используются при изучении дисциплины «Гидротехнические сооружения» «Оптимизация электроэнергетических систем» и «Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций».

Начальник учебно - методического управления
ТТУ имени академика М.С. Осими
кандидат технических наук

Исмоилов Ф.О.

Заведующий кафедрой «Электрические станции»
ТТУ имени академика М.С. Осими
кандидат технических наук

Касобов Л.С.

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

и. о. доцент

С.В. Брованов

« 2016 г.



АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы
Ш.М. Султонова

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Ш.М. Султонова на тему «Оптимизация режимов работы энергосистемы с высокой долей гидроэлектростанций (на примере энергосистемы Таджикистана)» в учебный процесс кафедры «Системы электроснабжения предприятий» 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 – «Гидроэнергетика» и «Режимы работы возобновляемых источников энергии». Материалы диссертационной работы успешно используются при написании бакалаврских и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Заведующий кафедрой СЭС
к.т.н., доцент

Д.А. Павлюченко