

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ _____
подпись, дата инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЧИСЛА, СОСТАВА И СТЕПЕНИ НАГРУЗКИ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный
руководитель

подпись, дата

Доцент
кафедры
ГГЭЭС
должность

С.В. Митрофанов
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Ю.А. Крашенинина
инициалы, фамилия

Рецензент

подпись, дата

Руководитель
ГР ОС Филиала
ПАО «РусГидро»-
«Бурейская ГЭС»
должность

Н.В. Федореева
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

АННОТАЦИЯ

Тема магистерской диссертации: Оптимизация числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС.

Объем диссертации составляет 67 страниц, содержит 14 рисунков, 10 таблиц и 15 формул. Список используемой литературы состоит из 22 наименований.

Объектом исследования: Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС».

Целью работы является разработка методики управления гидроагрегатами ГЭС в рамках задачи выбора оптимального числа, состава и выбора степени загруженности ГА.

Основные задачи данной работы:

- 1) Изучение структуры современных систем управления технологическими процессами ГЭС.
- 2) Разработка математических моделей, описывающих взаимосвязь параметров ГЭС и основные ограничения.
- 3) Анализ методов оптимизации.
- 4) Анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС.

Предметом исследования является система оптимального управления агрегатами Бурейской ГЭС.

В магистерскую диссертацию входят: введение, три главы и заключение.

Во введении раскрывается актуальность исследования по выбранному направлению, указывается его значимость, ставятся цели и задачи, необходимые для её реализации.

В первой главе рассмотрены условия управления агрегатами и система управления режимами ГЭС.

Вторая глава посвящена рассмотрению методов однокритериальной оптимизации.

В третьей главе произведен анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС. Посчитаны технико-экономические результаты при оптимизации.

В заключении подведены итоги проделанной работы.

Ключевые слова: система, Рациональное управление составом агрегатов, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ, МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ.

АВТОРЕФЕРАТ

Актуальность. Работа ГЭС в пиковой и полупиковой части графика нагрузки приводит к частому изменению ситуаций на станции и необходимости постоянной адаптации эксплуатационного режима под новые условия. При этом поиск оптимальных вариантов управления сопряжен с учетом большого количества факторов, таких как эксплуатационная надежность, экономичность, качество электроэнергии, требования энергосистемы и т.д., что значительно осложняет условия поиска. От качества решения данной задачи зависит эффективность работы ГЭС. Поэтому вопросам управления режимами гидроэлектростанций уделяется большое внимание.

Одной из актуальных проблем управления на сегодняшний день остается задача выбора оптимального числа и состава гидроагрегатов на станции. Выбор оптимального состава агрегатов ведет к повышению КПД станции, что может привести к существенному повышению выработки электроэнергии на ГЭС.

Гидростанции являются частью энергетической системы региона, включающей также и тепловые станции. ГЭС характеризуются очень высокой маневренностью, поэтому они призваны, в первую очередь, обеспечить покрытие наиболее неравномерной пиковой части графиков электрических нагрузок энергетической системы, а также осуществлять аварийный резерв мощности. В то же время производство электроэнергии на ГЭС требует повышения основных его экономических показателей.

Целью работы является разработка методики управления гидроагрегатами ГЭС в рамках задачи выбора оптимального числа, состава и выбора степени загрузки ГА.

Для реализации этой цели в работе были поставлены следующие задачи:

- 1) Изучение структуры современных систем управления технологическими процессами ГЭС.
- 2) Разработка математических моделей, описывающих взаимосвязь параметров ГЭС и основные ограничения.
- 3) Анализ методов оптимизации.
- 4) Анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС.

Объектом исследования Филиал ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС».

Предметом исследования является система оптимального управления агрегатами Бурейской ГЭС.

Научная новизна: Разработка моделей, описывающих взаимосвязь параметров ГЭС и основные ограничения.

Первая глава магистерской диссертации имеет обзорный характер. Рассмотрены условия управления агрегатами и система управления режимами ГЭС.

Вторая глава имеет обзорный характер. Рассмотрены методы однокритериальной оптимизации.

Третья глава произведен анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС. Посчитаны технико-экономические результаты при оптимизации.

Заключение носит обобщающий характер. Подведены итоги о работе, проделанной в настоящей магистерской диссертации.

AUTOABSTRACT

Relevance. The operation of the hydroelectric station in the peak and semi-peak parts of the load schedule leads to frequent changes in situations at the station and the need for constant adaptation of the operating mode to new conditions. At the same time, the search for optimal control options is coupled with a large number of factors, such as operational reliability, profitability, power quality, power system requirements, etc., which greatly complicates the search conditions. The efficiency of the hydropower plant depends on the quality of the solution to this problem. Therefore, much attention is paid to the management of hydroelectric power regimes.

One of the pressing management problems today remains the task of choosing the optimal number and composition of hydraulic units at the station. The choice of the optimal composition of units leads to an increase in the efficiency of the station, which can lead to a significant increase in the generation of electricity at hydroelectric power stations.

Hydro power plants are part of the region's energy system, which also includes thermal power plants. Hydroelectric power stations are characterized by very high maneuverability, therefore they are called upon, first of all, to provide coverage for the most uneven peak part of the graphs of electrical loads of the energy system, as well as to provide emergency power reserve. At the same time, the production of electricity at hydroelectric power plants requires an increase in its basic economic indicators.

The aim of the work is to develop a methodology for managing hydroelectric power stations in the framework of the task of choosing the optimal number, composition and choice of the degree of congestion of hydroelectric power.

To achieve this goal, the following tasks were set:

- 1) Study of the structure of modern process control systems for hydropower plants.
- 2) Development of mathematical models describing the relationship of the parameters of the hydroelectric station and the main limitations.
- 3) Analysis of optimization methods.
- 4) Analysis of the efficiency of optimization of the number, composition and degree of load of hydropower units.

The object of the study is the Branch of PJSC RusHydro - Bureyskaya HPP.

The subject of the study is the optimal control system for the units of the Bureyskaya hydroelectric station.

Scientific novelty: Development of models describing the relationship between the parameters of the hydroelectric station and the main limitations.

The first chapter of the master's thesis has a review character. The conditions for controlling the units and the control system for the modes of hydroelectric power stations are considered.

The second chapter is of an overview nature. The methods of single-criterion optimization are considered.

The third chapter analyzes the effectiveness of optimizing the number, composition and degree of load of hydropower units. Technical and economic results were calculated during optimization.

The conclusion is general. The results of the work done in this master's thesis are summed up.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Управление режимами ГЭС.....	10
1.1 Работа ГЭС в энергосистемах.....	10
1.2 Условия управления агрегатами.....	11
1.3 Система управления режимами ГЭС	12
1.3.1 Регулирование скорости вращения	20
1.3.2 Регулирование выходной мощности	20
1.3.3 Управление открытием направляющего аппарата	20
1.3.4 Управление уровнем воды	21
1.3.5 Управление расходом воды	21
1.3.6 Конфигурации комбинированных систем управления	22
1.4 Описание процесса деятельности системы РУСА	26
2 Методы внутростанционной оптимизации состава гидроагрегатов ГЭС.....	30
2.1 Метод динамического программирования.....	32
2.2 Метод направленного перебора вариантов.....	33
2.3 Метод ветвей и границ.....	35
3 Анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС	37
3.1 Объект исследования	37
3.2 Построение характеристик: расходной характеристики и характеристики относительных приростов(ХОП) ГЭС	37
3.2.1 Построение расходной характеристики	37
3.2.2 Построение характеристики относительных приростов ГЭС.....	38
3.3 Ожидаемые технико-экономические результаты при оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	49
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора.....	51
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Расходная характеристика турбины.....	52
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Эксплуатационные характеристики турбин Бурейской ГЭС.....	54
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Фактический режим работы ГЭС.....	60
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Модель режима работы ГЭС.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Сравнение фактических и модельных показателей	66

ВВЕДЕНИЕ

Успешное развитие любой отрасли - это экономически эффективная работа производственных объектов. Особенно это касается одной из важнейших отраслей экономики нашей страны - гидроэнергетики. Гидроэнергетика играет большую роль в энергетике государства. Гидроэлектростанции - это высокая надежность электроэнергетического оборудования, высокая производительность труда, высокая маневренность и быстрый пуск и остановка гидроагрегатов. Преобладающая часть гидроэлектростанций работает в энергосистемах, охваченных диспетчерским управлением, - это гидроэлектростанции, входящие в сферу деятельности Системного оператора Единой энергетической системы России и объединенных энергосистемах. Во всех энергосистемах гидроэлектростанции работают по суточному графику. Одной из особенностей суточного графика нагрузки ГЭС является его неравномерность, в основном обусловленная условиями неравномерного распределения тарифа поставляемой электроэнергии в течение суток. На режим работы гидроэлектростанций, в условиях неравномерного распределения нагрузки, существенно влияют особенности технологического процесса производства электроэнергии. Сюда входит необходимость учета изменения во времени уровней бьефов, технологических ограничений режима, выбора состава и количества агрегатов. В этих условиях гидроэлектростанция стремится наиболее оптимальным образом использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени водные ресурсы. Оптимальное планирование суточного режима работы гидроэлектростанции в каскаде и отдельно обеспечивает максимальную эффективность производства электрической энергии с использованием энергии воды.

Актуальность. Работа ГЭС в пиковой и полупиковой части графика нагрузки приводит к частому изменению ситуаций на станции и необходимости постоянной адаптации эксплуатационного режима под новые условия. При этом поиск оптимальных вариантов управления сопряжен с учетом большого количества факторов, таких как эксплуатационная надежность, экономичность, качество электроэнергии, требования энергосистемы и т.д., что значительно осложняет условия поиска. От качества решения данной задачи зависит эффективность работы ГЭС. Поэтому вопросам управления режимами гидроэлектростанций уделяется большое внимание.

Одной из актуальных проблем управления на сегодняшний день остается задача выбора оптимального числа и состава гидроагрегатов на станции. Выбор оптимального состава агрегатов ведет к повышению КПД станции, что может привести к существенному повышению выработки электроэнергии на ГЭС.

Гидростанции являются частью энергетической системы региона, включающей также и тепловые станции. ГЭС характеризуются очень высокой маневренностью, поэтому они призваны, в первую очередь, обеспечить покрытие наиболее неравномерной пиковой части графиков электрических

нагрузок энергетической системы, а также осуществлять аварийный резерв мощности. В то же время производство электроэнергии на ГЭС требует повышения основных его экономических показателей.

Целью работы является разработка методики управления гидроагрегатами ГЭС в рамках задачи выбора оптимального числа, состава и выбора степени загрузки ГА.

Задачами данной работы будут являться:

- 1) Изучение структуры современных систем управления технологическими процессами ГЭС.
- 2) Разработка математических моделей, описывающих взаимосвязь параметров ГЭС и основные ограничения.
- 3) Анализ методов оптимизации.
- 4) Анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени загрузки гидроагрегатов ГЭС.

1 Управление режимами ГЭС

Работа в энергосистеме создает ряд технических и экономических преимуществ. При этом увеличивается использование установленной мощности, режим станций становится более равномерным, уменьшается зависимость станций от случайных колебаний нагрузки. Режим мощностей, электроэнергия, частота, напряжение меняется в лучшую сторону, становятся более экономичными. Создаются более благоприятные условия использования энергоресурсов, особенно в случаях, когда в системе имеются ГЭС. Улучшаются условия проведения ремонтов. Повышается надежность энергоснабжения. При объединении улучшаются технико-экономические показатели электростанций и снижаются их издержки, а это очень важно для ценовой стратегии. Недостатком крупных объединений является сложность управления такими объектами. Нужны комплексы средств и систем управления, которые позволили бы управлять системой как единым целым.

Работа всех частей системы взаимосвязана, и поэтому необходимо знать возможности и принципы их использования.

В их числе:

- функции ГЭС в системе;
- балансы мощности и электроэнергии системы;
- оптимизация режимов ГЭС.

Практически во всех странах мира крупные электростанции совместно работают в энергосистемах. Диспетчерские управления энергосистем осуществляют оперативное руководство режимами работы электростанций, оптимизируя функционирование всех электростанций и линий электропередачи.

В целом ГЭС обеспечивают повышение эффективности и надежности работы энергосистем.

1.1 Работа ГЭС в энергосистемах

Работа ГЭС в энергосистеме имеет определенные особенности, вызванные зависимостью от речного стока и от режимов работы водохранилищ комплексного назначения, а также ограничениями по условиям нижнего бьефа и охраны окружающей среды. Водоохранилища ГЭС в зависимости от полезной емкости могут осуществлять суточное, недельное, сезонное и многолетнее регулирование. При этом, однако, в неблагоприятный по водности год (обычно в качестве расчетного принимается маловодный год с 90–95% обеспеченности) ГЭС должны обеспечить расчетную гарантированную энергоотдачу для покрытия своей зоны графика нагрузок энергосистемы.

Водоохранилище суточного регулирования позволяет перераспределить естественный суточный сток для обеспечения неравномерного режима работы ГЭС с целью покрытия пиковой части графика нагрузок.

В условиях снижения электрических нагрузок в энергосистеме в выходные дни при недельном регулировании уменьшаются мощность и выработка электроэнергии ГЭС, а неиспользованный сток аккумулируется в водохранилище и используется в рабочие дни недели, обеспечивая повышение энергоотдачи ГЭС.

При сезонном и многолетнем регулировании водохранилища в маловодный период ГЭС обеспечивает покрытие пиковой части суточного графика нагрузок за счет естественного притока воды в водохранилище в течение суток и сработки полезного объема, ранее накопленного водохранилищем.

В условиях комплексного использования водохранилища учет требований других водопользователей в определенной мере может влиять на режим работы ГЭС. При наличии ограничений, например, связанных с обеспечением постоянного гарантированного минимального ппуска в нижний бьеф, ГЭС будет также частично работать в базовой части графика нагрузки с мощностью, определяемой этим ппуском.

1.2 Условия управления агрегатами

Оперативное управление осуществляется на гидроэлектростанции в темпе производства, что означает необходимость принять решение и реализовать его за определенное допустимое время. При регулировании частоты - это секунды, при регулировании напряжения - минуты, при увеличении или снижении мощности станции в нормальных режимах - минуты и т.д. Экономические задачи решаются только в нормальных условиях, а в аварийных, предаварийных и послеаварийных ситуациях решаются только задачи надежности. Процесс управления будет достаточно эффективным, если время управления

$$t_y = t_n + t_p \leq t_d, \quad (1.1)$$

где t_y - время управления,

t_n - время подготовки программы управления,

t_p - время реализации решения;

Время подготовки программы управления включает расчет оптимального режима и подготовку средств управления, например ввод программы в схемы автоматики или подготовку к ручному управлению. Время реализации решения определяется быстротой отработки программы, выбранными средствами управления, временем снижения или набора нагрузки на работающих агрегатах, временем включения или отключения одного или группы агрегатов. Для условий нормальных режимов допустимое время может меняться в широких пределах, в среднем от 1 до 15 мин. Чем меньше допустимое время, тем больше экономия может быть получена.

1.3 Система управления режимами ГЭС

Система управления составом агрегатов должна, не нарушая технологический процесс, естественным образом проанализировать состояние оборудования текущего состава агрегатов и резерва, определить, какие агрегаты смогут выполнять поставленную задачу лучше.

Задача рационального управления составом агрегатов поделена на две достаточно большие группы: оперативное управление составом агрегатов и планирование состава агрегатов на значительное время (сутки, недели, месяцы). Рассмотрим оперативное изменение состава оборудования.

При выборе должны быть учтены критерии надежности, экономической целесообразности, эффективности составов. При этом ставятся ограничения по точному исполнению заданной системным оператором мощности, обеспечению резервов на загрузку и разгрузку активной мощности, равномерного распределения износа ресурсов и т.д. Ограничения должны безусловно выполняться как в установившемся режиме работы оборудования, так и во время переходных процессов. Заданная системным оператором мощность имеет две составляющие: плановую и внеплановую.

Плановое задание содержит получасовые значения на сутки вперед и может уточняться в течение суток.

Внеплановая — состоит из дополнительной мощности для регулирования частоты в энергосистеме и может меняться каждую секунду. Таким образом, существенное изменение внепланового задания вносит серьезные коррективы в плановый состав оборудования.

Кроме исполнения задания от системного оператора чрезвычайно важно уменьшить число необоснованных изменений состояний гидроагрегатов (ГА), поскольку каждое изменение расходует ресурс основного оборудования: срабатывают выключатели, изнашиваются тормозные домкраты, происходят переходные процессы, связанные с пуском, остановом, переходами через зоны повышенной вибрации.

Последнее требование позволяет анализировать задачу оперативного рационального управления следующим образом: существует ли хотя бы один агрегат, изменение состояния которого привело к увеличению значения некоторого обобщенного критерия, включающего в себя как экономическую составляющую, так и составляющую оценки состояния, надежности гидроагрегатов и гидроэлектростанции (ГЭС) в целом.

При такой постановке проблемы следует обратить внимание на преимущество работы агрегата в группе по сравнению с агрегатом на индивидуальном управлении — это предсказуемое задание мощности. Следовательно, если предположить, что агрегат запускается в групповом режиме, то, поскольку общее задание на ГЭС не меняется, известно, как перераспределится задание между гидроагрегатами в группе. С остановом агрегата аналогично. Таким образом, система рационального управления составом агрегатов (РУСА) должна, учитывая функционал системы группового

регулирования активной мощностью (ГРАМ), рекомендовать наилучший состав агрегатов, принимая во внимание как экономический эффект, так и состояние оборудования. На рисунке 1.1 представлена структурная схема АСУ ТП ГЭС.

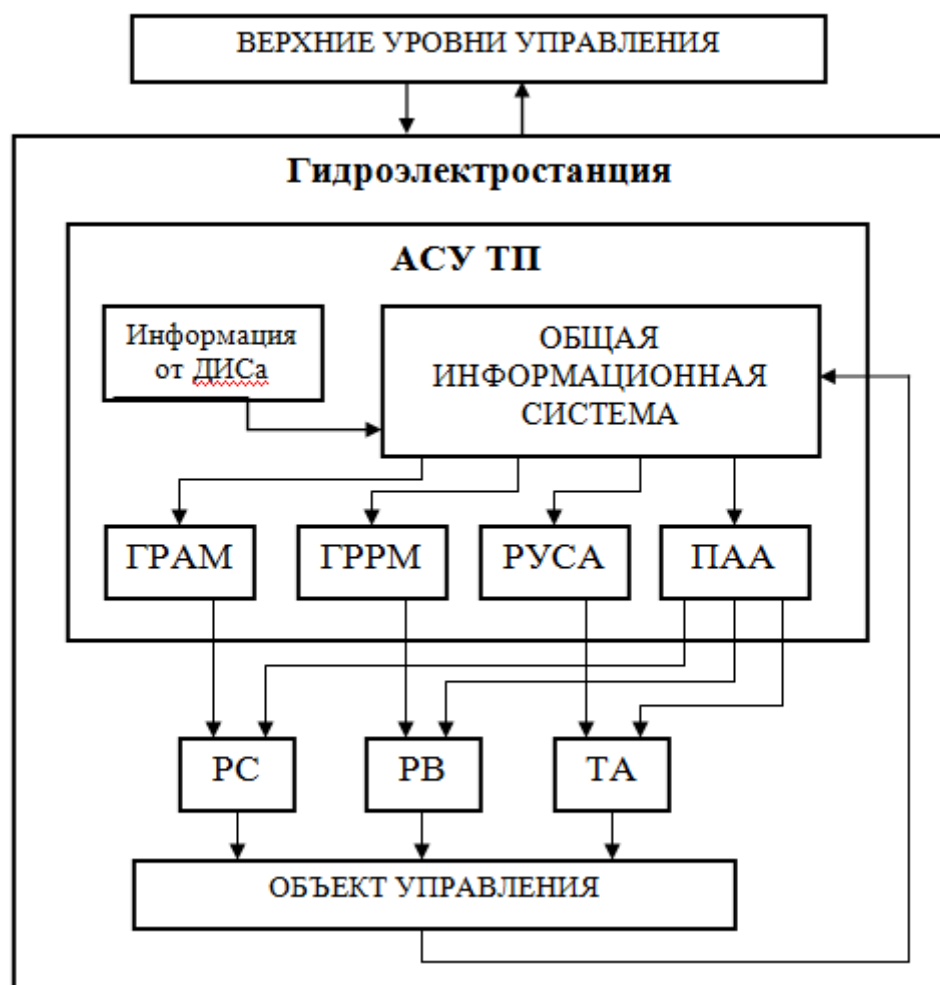


Рисунок 1.1 - Структурная схема АСУ ТП ГЭС

Для учета системой РУСА эффективности работы оборудования использован метод потенциальных потерь гидроагрегатов. Очевидно, что один из критериев оптимизации работы гидроэлектростанции — минимизация потенциальных потерь ГЭС. Это значит, что идет поиск такого состояния, когда все агрегаты ГЭС работают на своем максимальном КПД. Иными словами, с точки зрения оптимизации состава по критерию эффективности работы ГЭС целесообразно изменить состояние такого агрегата, после которого потенциальные потери ГЭС будут минимальны.

При решении изменения состава следует принимать во внимание состояние агрегатов. Для этого создается цифровая функционально-ориентированная динамическая имитационная модель, описывающая ключевые режимы работы агрегата, взаимосвязь основных параметров. При отклонении параметров процесса от модельных формируется рекомендация на изменение состава оборудования. Упрощенно таким отклонением от модельного

поведения можно назвать достижение предупредительной уставки по некоторому параметру.

Менять состав агрегатов следует таким образом, чтобы число отклонений параметров реальных агрегатов от модельных значений было минимальным.

Еще одним предназначением системы рационального управления составом агрегатов является контроль за примерно равномерным расходованием ресурсов агрегатов в некотором периоде, так, чтобы исключить чрезмерное расходование ресурсов одного или группы агрегатов.

Существует множество критериев, влияющих на принятие решения об изменении состава агрегатов ГЭС. На первых порах эксплуатации системы РУСА крайне важно заслужить доверие оператора, чтобы он мог аргументировать или хотя бы понять, почему система рекомендовала определенный состав агрегатов, а не предпочла другой. Ясность может быть достигнута в случае задания предпочтений оператора в виде весовых коэффициентов.

Автоматизация технологических процессов производства и выдачи электроэнергии должна осуществляться путем автоматизации управления основным и вспомогательным технологическим оборудованием ГЭС. АСУ ТП должна выполняться в виде взаимоувязанных устройств и систем, обеспечивающих централизованное автоматизированное или автоматическое управление, а также связь с пунктами внешнего управления ГЭС.

Автоматизированная система управления технологическим процессом ГЭС (АСУ ТП ГЭС) представляет собой распределенную структуру, отдельные подсистемы которой являются функционально-законченными и могут разрабатываться и внедряться независимо друг от друга. Каждая подсистема предусматривает возможность дальнейшего наращивания и расширения состава решаемых задач и выполняемых функций.

Программно – технические комплексы, входящие в состав АСУ ТП ГЭС построены по принципу открытой системы, программное обеспечение ПТК выполнено в соответствии с международным, что дает возможность обеспечить простоту интеграции с системами сторонних производителей.

Структура АСУ ТП ГЭС основывается на современных информационных технологиях построения систем управления посредством использования средств вычислительной техники, программируемых логических контроллеров (далее - ПЛК) и сетевых технологий и представляет собой многоуровневую иерархическую распределенную систему с выделением "станционного" (верхнего) и "агрегатного" (нижнего) уровня управления:

Станционный (верхний) уровень управления АСУ ТП - уровень управления гидроэлектростанцией в целом. Станционный уровень управления предназначен для:

- Автоматизированного выполнения заданных параметров текущего режима с учетом наиболее полного использования энергии водотока и установленной мощности ГЭС;

- Предоставления оперативному персоналу станции необходимой информации о состоянии технологического оборудования для выполнения заданных параметров текущего режима;
- Дистанционного управления каждым агрегатом (пуск, останов, перевод режимов работы, регулирование активной и реактивной мощности);
- Контроля состояния и сигнализации выключателей и разъединителей главной электрической схемы, вводными и секционными выключателями общестанционных собственных нужд;
- Оперативно-технологической связи программно - технических комплексов АСУ ТП ГЭС.

Агрегатный (нижний) уровень управления - уровень непосредственного управления технологическим оборудованием. Агрегатный уровень предназначен для:

- Обеспечения безаварийной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования гидроагрегата;
- Контроля состояния, защиты оборудования при его неисправности;
- Организации управления гидроагрегатами ГЭС, технологическим процессом производства электроэнергии с оптимальным участием оперативного персонала;

Выполнения требований нормативных документов отрасли в части качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока.

Построение АСУ ТП должно соответствовать требованию обеспечения автономной работы каждого ПТК, микропроцессорных программируемых устройств (комплексов, систем) локального контроля и управления оборудованием в объеме возложенных на них функций и с возможностью обеспечения диалога с персоналом (оперативным и обслуживающим) ГЭС. АСУ ТП должна строиться как человеко-машинная система, работающая в реальном времени, с учетом минимизации трудозатрат на её создание и обслуживание. АСУ ТП в целом должна обладать избыточностью (функциональной, технической и программной), что обеспечивает ее высокую долговечность и надежность функционирования при возможных отказах отдельных компонент. АСУ ТП технически и функционально обеспечивает последующую модернизацию, развитие и расширение. АСУ ТП должна выполняться на базе комплекса технических средств (далее - КТС) и программно-технического комплекса (далее - ПТК), объединенных между собой одной или несколькими локальными вычислительными сетями (далее - ЛВС), а также контрольными кабелями и кабелями управления. Количество уровней АСУ ТП, количество ЛВС, а также состав КТС и ПТК должны определяться и обосновываться при проектировании конкретной АСУ ТП. ЛВС должна строиться с использованием наиболее распространенных сетевых технологий. Выход из строя отдельных компонентов АСУ ТП (КТС, ПТК, ЛВС и др.) не должен приводить к выходу из строя в целом АСУ ТП и не должен приводить к изменению предшествующего режима работы и

состояния технологического оборудования, контролируемого (управляемого) данными компонентами АСУ ТП.

Допускается выделение среднего (промежуточного) уровня контроля и управления АСУ ТП. Средний уровень контроля и управления АСУ ТП - это уровень, на котором осуществляется контроль и управление частью технологического оборудования, объединенного по функционально-территориальному признаку, например, блоки "гидроагрегат-трансформатор", крупные отдельно стоящие распределительные устройства и т.д.

Ручное управление применяется при тестировании, техническом обслуживании, и как резерв автоматического управления. Средства ручного управления устанавливаются рядом с управляемыми устройствами, такими как насосы, компрессоры, клапаны и др. Передача управления на более высокий уровень выполняется переключением ключа ручного управления, установленного на управляемом оборудовании.

Надежность средств автоматизации позволяет реализовывать функцию ручного управления при помощи средств автоматизации и уменьшить этим сложность системы управления.

В аварийных ситуациях, которые требуют быстрого отключения оборудования, в систему управления включается специальное защитное оборудование (защиты). Защиты электрического и механического оборудования и основного технологического процесса строятся на релейной, полупроводниковой (транзисторной) или микропроцессорной базе.

Задачи и функции АСУ ТП должны быть распределены между иерархическими уровнями управления:

- станционным (верхним) уровнем дистанционного автоматизированного управления;
- локальными (агрегатными и др.) системами автоматического управления;
- местными программно-техническими комплексами контроля и управления.

Распределение задач между уровнями иерархии должно быть сделано в соответствии с принадлежностью объектов управления к видам технологического оборудования с учетом:

- масштаба времени выполнения функции;
- регламента выполнения функции;
- места и способа использования результата выполнения функции.

С технической точки зрения АСУ ТП должна быть построена как интегрированный информационно-управляющий комплекс, объединяющий местные средства и устройства автоматизации управления, контроля и защиты оборудования, локальные системы автоматического управления и общестанционные системы автоматизированного управления, контроля и диагностики, а также части систем внешнего управления, таких как централизованная система АРЧМ, противоаварийной автоматики, диспетчерского управления и т.д.

Верхний уровень иерархии управления АСУ ТП должен включать в себя:

- ПТК групповых функций и задач контроля, диагностики, управления и защиты;
- информационно-измерительные системы измерения и расчета общестанционных параметров;
- информационно-измерительную систему измерения и расчета параметров состояния гидротехнических сооружений;
- систему сбора, накопления, хранения, архивирования и представления информации о режиме и состоянии оборудования и сооружений станции;
- систему передачи данных по технологическим и диспетчерским каналам связи;
- щиты дистанционного управления станцией, подстанциями и вспомогательными системами станционного уровня.

В состав верхнего уровня АСУТП должны включаться средства резервного копирования и хранения текущей и архивной информации ("черный ящик"), питание которых должно осуществляться отдельно с основными средствами хранения текущей и архивной информации.

Средства основного хранения текущей и архивной информации и средства резервного копирования и хранения текущей и архивной информации должны размещаться в разных помещениях, исключающих одновременное возникновение аварийной ситуации.

Под оптимизацией работы гидротурбины понимается выбор режима ее работы, при котором будут удовлетворяться критерии:

- а) работы турбины в области максимума КПД;
- б) работы турбины с минимальными потерями напора и мощности;
- в) работы турбины в области допустимой по величине вибрации, биения вала;
- г) работы турбины с минимальной кавитацией.

Для управления режимом работы турбины необходима информация от датчиков уровня верхнего и нижнего бьефов о величине потерь напора в водопроводящих сооружениях, значениях расхода воды в водопроводящем тракте турбины, значения вибрации и биения вала, а также энергетические и кавитационные характеристики турбины.

Централизованное управление осуществляется на верхнем (станционном) уровне иерархии управления АСУ ТП. Централизованно решаются задачи управления агрегатами и агрегатными блоками, оборудованием распределительных устройств, станционным масляным хозяйством, компрессорными высокого и низкого давления, насосными станциями откачки воды из проточной части турбины, насосными питьевого водоснабжения, затворами водосливной плотины, а также задачи контроля, диагностики и защиты общестанционного оборудования, измерения и расчета общестанционных параметров, измерения и расчета параметров состояния ГТС, сбора, накопления, хранения, архивирования и представления

информации о режиме и состоянии оборудования и сооружений станции, передачи данных по технологическим и диспетчерским каналам связи.

При централизованном управлении ГА решаются задачи группового регулирования частоты, активной и реактивной мощности, выбора состава работающего оборудования (агрегатов) и распределения активной и реактивной мощности между ними. Также должны решаться задачи запуска программ технологической автоматики, в частности пуска и остановки агрегатов, проверка работоспособности систем автоматики агрегатного уровня (САУ ГА).

Система ГРАМ должна выполнять функции:

- автоматического ведения графика плановой мощности станции;
- организации информационного обмена с системными средствами автоматического регулирования частоты и активной мощности для получения внепланового задания мощности;
- расчета задания мощности частотной коррекции;
- расчета суммарного задания мощности для гидроагрегатов;
- автоматического распределения нагрузки между подключенными агрегатами;
- автоматического пуска и отключения агрегатов (если это необходимо для выполнения планового задания мощности и поддержания нормативного диапазона вторичного регулирования).

Автоматическое распределение нагрузки между подключенными к центральному регулятору ГРАМ агрегатами должно производиться с учетом наличия нежелательных зон работы агрегатов по одному из критериев:

- равенство значений активной мощности или положений основного регулирующего органа ГА;
- минимум суммарных потерь мощности или расхода воды через агрегаты ГЭС при учете различий в энергетических характеристиках ГА.

При распределении нагрузки между ГА по критерию максимального КПД ГРАМ должен учитывать определенный (рациональный) состав агрегатов.

Задания центрального регулятора должны выполняться индивидуальными регуляторами частоты вращения агрегатов. Прямое действие центрального регулятора на исполнительные органы агрегата, в том числе для изменения режима его работы, не допускается.

Групповое регулирование напряжения и реактивной мощности должно осуществляться при помощи центрального регулятора напряжения, обеспечивающего:

- автоматическое ведение графика напряжения на шинах станции;
- автоматическое распределение реактивной мощности между подключенными генераторами;
- автоматическое изменение режимов работы генераторов (если это необходимо для поддержания заданного уровня напряжения на шинах станции).

Автоматическое распределение реактивной мощности между подключенными к центральному регулятору генераторами должно производиться по одному из критериев:

- равенство токов ротора;
- равенство суммарных значений реактивной мощности генераторов.

Задания центрального регулятора напряжения должны выполняться индивидуальными регуляторами возбуждения генераторов.

Прямое действие центрального регулятора на регулирование тока ротора генератора или исполнительные органы, обеспечивающие изменение режима работы агрегата, не допускается.

Задание по реактивной мощности, формируемое для каждого генератора центральным регулятором напряжения, не должно препятствовать форсированию возбуждения.

Оптимизация режима работы ГЭС осуществляется при выборе оптимального по заданному критерию составу работающих агрегатов и распределению между заданной ими активной мощности. При выборе состава агрегатов должна быть обеспечена работа станции с заданными значениями рабочей и резервной мощности, а также выполнение заданных ограничений по производительности вспомогательного оборудования. При этом должен выполняться заданный критерий экономичности работы станции в заданном интервале времени при заданных режимных и технологических ограничениях.

Особое значение при оптимизации режима ГЭС имеют ограничения, обеспечивающие надежность работы оборудования и сооружений ГЭС, а также ограничения со стороны водохозяйственного комплекса. Эти ограничения задаются органами управления водным хозяйством и природными ресурсами и отражают потребности в воде промышленных, сельскохозяйственных, транспортных и других водопотребителей.

Водохозяйственные ограничения являются строгими и оптимизация режима ГЭС по мощности и выработке возможна только при условии их обязательного выполнения.

При управлении гидравлическими турбинами выполняются различные задачи, имеющие разные приоритеты выполнения. Опыт построения таких систем позволяет построить некоторые типовые структуры систем управления, в которых учтено выполнение основных правил управления.

В управлении гидравлическими турбинами могут быть выделены следующие основные функции:

- регулирование скорости вращения;
- регулирование выходной мощности;
- управление открытием направляющего аппарата;
- управление уровнем воды;
- управление расходом воды.

Иногда эти функции управления комбинируются.

1.3.1 Регулирование скорости вращения

Регулирование скорости вращения обеспечивает поддержание постоянной частоты электрического тока. В различных режимах работы это означает что:

- в изолированных системах с одним агрегатом (малая сеть) фактическая скорость (и, следовательно, частота) соответствует управляющему сигналу; в изолированных системах больше, чем с одним агрегатом (средняя сеть), регулирование скорости ведется с остаточным статизмом для исключения колебаний между работающими агрегатами;

- при работе на мощную сеть, когда скорость вращения определяется частотой сети, регулирование скорости способствует регулированию частоты в сети посредством изменения динамических свойств управляемой системы с остаточным статизмом;

- при пуске агрегата в режим холостого хода генератора (перед синхронизацией и после отключения от сети) фактическая скорость изменяется по команде и соответствует частоте сети с небольшим отклонением.

1.3.2 Регулирование выходной мощности

Регулирование выходной мощности отдельным регулятором мощности применяется в агрегатах, работающих параллельно с сетью. Цель регулирования - сохранять выходную мощность агрегата постоянной независимо от колебаний напора. Изменение частоты влияют на мощность посредством остаточного статизма. Нарушение баланса мощности генерации и потребления вызывает пропорциональное изменение частоты. Если регулирование скорости вращения не зависит от колебаний напора, и регулирование мощности происходит в замкнутом контуре управления, регулятор мощности не требуется. В этом случае достаточно вычислить величину требуемого открытия путем линеаризации (Рисунок 3). В этом случае также изменения частоты влияют на уровень мощности посредством остаточного статизма.

1.3.3 Управление открытием направляющего аппарата

Управление открытием направляющего аппарата также как последующее регулирование параметров агрегата (например, регулирование скорости) или параметров режима сети определяется открытием сервомотора по команде на открытие. Регулирование параметров режима сети ведется с постоянным статизмом по скорости, который согласует частоту сети с открытием сервомотора вокруг значения открытия, заданного системой управления агрегатом; это - альтернативное решение по регулированию

мощности с учетом частоты, которое предпочтительно при использовании современных цифровых регуляторов.

1.3.4 Управление уровнем воды

На русловых гидроэлектростанциях часто требуется поддерживать уровень воды в верхнем бьефе постоянным или изменяющимся в заданном диапазоне вокруг постоянного значения. Управление уровнем воды обычно ведется внешней системой управления мощностью электростанции, но при отсутствии регулирования частоты энергосистемы может осуществляться и системой регулирования частоты (и мощности) турбины.

При внешнем управлении уровнем воды регулятор уровня работает как вторичный регулятор. Он сравнивает измеренные значения уровня воды с заданным значением (предельными значениями) уровня и на основе определенного алгоритма дает команду системе регулирования турбины (регулирование скорости, открытия или мощности). При участии агрегата в регулировании частоты энергосистемы нужно, чтобы постоянная времени регулирования уровня воды соответствовала постоянной времени регулирования частоты по сетевому стандарту, поддерживаемому системным оператором.

При регулировании уровня воды непосредственно на станции измерение уровня сравнивается с заданным значением уровня или предельными значениями уровня, а команда передается сервомотору или ограничителю открытия направляющего аппарата. На многоагрегатных станциях статизм открытия учитывается на каждом шаге управления для установки рабочей точки каждого агрегата.

1.3.5 Управление расходом воды

Для гидроэлектростанций с водохранилищами, особенно при каскадной схеме использования реки требуется управление расходом воды через турбины электростанции. Система управления расходом воды может быть реализована на уровне управления электростанцией или на уровне управления агрегатом.

В обоих случаях регулятор расхода воды сравнивает текущее значение расхода воды с заданным, и по определенному алгоритму формирует команду системе управления турбиной (по скорости, открытию или мощности). В общем случае расход воды не измеряется, а вычисляется с использованием характеристик разворота лопастей рабочего колеса турбины (для поворотнолопастных или капсульных турбин) или по открытию направляющего аппарата (положению иглы у ковшовых турбин) в зависимости от измеренного напора агрегата. Для ковшовых турбин расход вычисляется по положению каждой иглы и измеренному напору.

При участии агрегата в регулировании частоты энергосистемы нужно, чтобы постоянная времени регулирования расхода воды была достаточно большой, чтобы обеспечить первичное регулирование частоты по сетевому стандарту, поддерживаемому системным оператором. В этом случае управление расходом воды можно осуществлять по разнице заданного и вычисленного фактического значения расхода, не определяя постоянных времени регулятора по расходу.

1.3.6 Конфигурации комбинированных систем управления

В комбинированных системах каждая функция управления может осуществляться отдельным регулятором. Однако все регуляторы приводят в действие один и тот же главный золотник сервомотора посредством открытия его на заданное значение. Переключение режима должно происходить без толчков. Параметры отдельных регуляторов должны быть согласованы в соответствующем контуре управления. Регулирование уровня воды и выходной мощности и т.д. не всегда совместимы с регулированием частоты при работе в изолированной энергосистеме. Регулятор скорости должен обеспечивать безопасность при, отключении нагрузки.

Параллельные структуры. Параллельно включенные регуляторы приводят в действие один или несколько сервомоторов через коммутатор или сумматор. При использовании коммутатора в контуре часто используется функция \max/\min , обеспечивающая преимущественное выполнение функции регулирования скорости при отключении нагрузки. Подключение через сумматор позволяет избежать переключения сигналов, но регулятор мощности (или другой регулятор) влияют на регулятор скорости, что требует стабилизации его работы. Показанная на рисунке 1.2 конфигурация обычно используется на пиковых электростанциях.



Рисунок 1.2 - Системы параллельного управления регуляторами скорости и выходной мощности

На рисунке 1.3 показана параллельная работа регуляторов скорости и мощности путем линеаризации.



Рисунок 1.3 - Система параллельного регулирования скорости и мощности

На рисунке 1.4 показано аналогичное включение регулятора уровня воды.



Рисунок 1.4 - Система параллельного регулирования скорости и уровня воды

Последовательные структуры. Регулятор выходной мощности или регулятор уровня воды устанавливаются перед регулятором скорости. Они приводят в действие задатчик сигнала скорости регулятора скорости рисунок 1.5 или ограничитель открытия рисунок 1.6.

На рисунке 1.5 регулятор мощности приводит в действие задатчик сигнала скорости регулятора скорости.

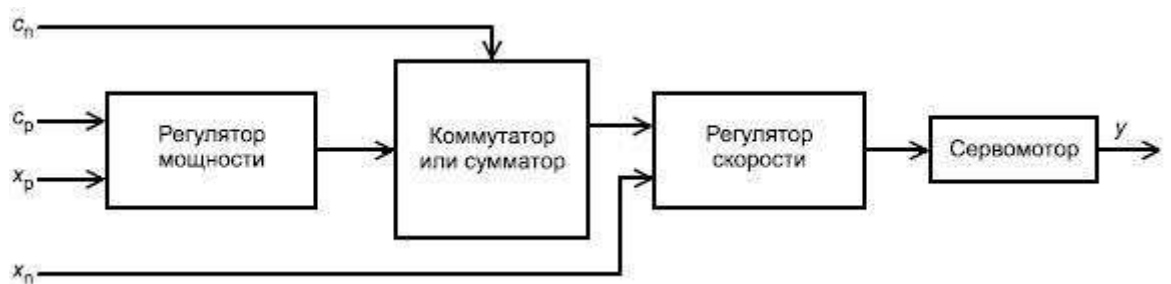


Рисунок 1.5 - Последовательное включение регуляторов мощности и скорости

На рисунке 1.6 регулятор уровня воды включает ограничитель открытия регулятора скорости.

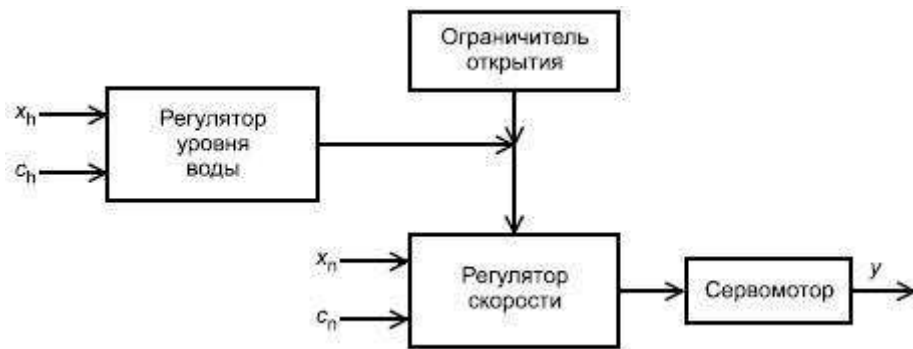


Рисунок 1.6 - Последовательное включение регуляторов уровня воды и скорости

Конфигурации, показанные на рисунках 1.5 и 1.6, являются типичными. Однако существуют конфигурации с регулятором мощности, действующим на ограничитель открытия регулятора скорости или с регулятором уровня воды, действующим на задатчик скорости. В режиме регулирования мощности и уровня воды регулятор скорости выполняет функцию золотника.

Конфигурация, показанная на рисунке 1.6, часто используется в режиме несения базовой нагрузки электростанций.

Другие конфигурации. Работа регулятора мощности через регулятор скорости (выходная мощность введена как сигнал обратной связи). Переключение режимов управления путем перехода от сигнала фактической скорости к сигналу фактической мощности представлены на рисунке 1.7.



Рисунок 1.7 - Управление мощностью через регулятор скорости

Регулятор уровня воды без регулятора скорости. В простых случаях (асинхронный генератор) регулятор уровня воды действует на сервомотор через установщик золотника. Регулятор представлен на рисунке 1.8.

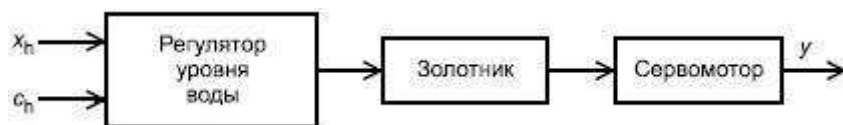


Рисунок 1.8 - Регулятор уровня воды без регулятора скорости

В электрогидравлическом регуляторе все функции, связанные с изменением скорости вращения агрегата, созданием обратной связи, воздействием механизма изменения скорости вращения и суммированием сигналов регулирования, выполняются электрическими устройствами.

Система электрогидравлического регулирования позволяет обеспечивать автоматизацию всех процессов управления и защиты агрегата в режимах холостого хода, изолированной работы, работы на общую сеть и

группового регулирования. Для этой цели в схеме электрогидравлического регулятора предусмотрен ряд реле; производить соединение регуляторов всех агрегатов станции в систему группового регулирования с осуществлением автоматического управления работой группы агрегатов от общестанционного датчика мощности.

Регуляторы отдельных агрегатов в этом случае служат для распределения нагрузки между агрегатами группы; осуществлять регулирование по нескольким параметрам путем суммирования регулирующих импульсов (регулирование мощности по водотоку, по перетокам энергии в линиях передач энергосистемы и др.).

Основными элементами электрогидравлического регулятора являются: выявитель, релейная часть и гидромеханические устройства. Выявитель и релейная часть располагаются в шкафу электрооборудования, а гидромеханические устройства — в колонке управления. Выявителем называется устройство, включающее все электрические элементы, непосредственно не связанные с его механическими узлами и служащие для формирования электрического сигнала управления золотником регулятора.

Релейная часть состоит из ряда электрических устройств, действие которых обеспечивает пуск, остановку, изменение режимов работы гидроагрегатов и некоторые виды защиты.

Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора (Приложение А). От специального тахогенератора 1, жестко связанного с валом 2 гидроагрегата, подается переменный ток на измерительные электрические цепи регулятора. При изменении скорости вращения агрегата изменяется частота тахогенератора, в связи с чем специальное выявительное устройство, реагирующее на изменение частоты, изменяет величину выдаваемого им электрического сигнала.

После формирования и усиления этот сигнал поступает в электрическую часть исполнителя (магнит) 3, где он преобразуется с помощью гидравлического исполнителя 4 в механическое перемещение, которое передается главному золотнику регулятора 6 через систему рычагов побудительного золотника 5. Перемещаясь из среднего положения на величину, пропорциональную величине электрического сигнала выявителя, главный золотник перепускает масло под давлением в полости сервомотора 7 направляющего аппарата турбины. Сервомоторы поворачивают лопатки направляющего аппарата на открытие или закрытие в зависимости от знака электрического сигнала выявителя.

Механическая обратная связь передает движение поршня сервомотора на вал выключателя 8, расположенный в регуляторе. От вала выключателя движение передается на электрические датчики положения, обеспечивающие работу следующих электрических элементов схемы регулятора:

– изодромного механизма, допускающего регулирование времени издрома и интенсивности его действия в широких пределах и автоматически

перенастраивающегося при переходе с режима холостого хода на режим работы под нагрузкой и наоборот;

- механизма остающейся неравномерности, степень которой может регулироваться в пределах от 0 до 10%;

- механизма изменения скорости вращения, позволяющего управлять величиной нагрузки на агрегат, а также точно синхронизировать агрегат перед включением в сеть;

- системы уравнивания открытий с переходом на общую интенсивность регулирования группы турбин по суммарному открытию направляющих аппаратов при групповом регулировании.

С валом выключателя связан механизм ограничения открытия 9 направляющего аппарата турбины, который дистанционно осуществляет пуск, остановку, ручное управление и ограничение открытия агрегата.

Автоматизированными гидроэлектростанциями называются такие, где участие обслуживающего персонала в управлении гидроагрегатами ограничивается лишь подачей того или иного командного воздействия, после чего все промежуточные операции в нужной последовательности осуществляются соответствующими приборами автоматически.

Преимуществами автоматизированных гидроэлектростанций являются ускорение выполнения операций пуска агрегатов, улучшение возможности централизованного управления энергосистемой, исключение неправильных операций при управлении агрегатами, сокращение количества обслуживающего персонала.

Для обеспечения надежной автоматической работы гидроагрегата при его проектировании следует учитывать, что автоматизация гидроагрегата должна производиться комплексно, т. е. одновременно необходимо решать все вопросы, связанные с работой гидротурбины, генератора и вспомогательных устройств. Отдельные элементы автоматизированного гидроагрегата должны действовать согласованно в нужной последовательности. Все операции, необходимые для пуска, остановки и изменения режима работы гидроагрегата, должны совершаться дистанционно с пульта управления после подачи одного командного импульса.

1.4 Описание процесса деятельности системы РУСА

Одна из целей создания системы РУСА - повышение качества управленческих и организационных решений в части управления основным оборудованием станции, в том числе, повышение надежности работы оборудования за счет предотвращения заведомо неверных действий персонала. Внедрение данной системы позволит улучшить условия работы персонала путем создания единого человеко-машинного интерфейса и повышения уровня информационной обеспеченности. Алгоритмы РУСА реализуют функционал, обеспечивающий рациональное управление составом агрегатов, что в свою

очередь должно повысить экономические показатели работы ГЭС и, как следствие, обеспечить дополнительный объем выработки электроэнергии.

Система РУСА в общем виде представляет собой подсистему ГРАМ, которая в свою очередь выполняет выдачу рекомендаций для группового регулятора мощности с целью распределения нагрузки между гидрогенераторами в соответствии с заданными критериями оптимальности их работы.

Работа РУСА подразумевает под собой непосредственное взаимодействие с ПТК ГРАМ в объеме сигналов о состоянии ГА и других подсистем. При этом РУСА должна обеспечить передачу ГРАМ задания на распределение нагрузки между агрегатами.

Для полноценной работы РУСА должен быть обеспечен соответствующий информационный обмен с подсистемами в объеме, необходимом для выполнения алгоритмов РУСА.

Основные функции РУСА:

- сбор и хранение технологической информации ГА от автоматизированной системы управления технологического процесса верхнего уровня (АСУ ТП ВУ) ГЭС, необходимой для выполнения требуемых расчетов;
- расчет распределения нагрузки между агрегатами на основании критериев оптимальности состава работающего оборудования;
- выдача рекомендаций и команд по пуску или останову генерирующего оборудования.

Подсистема РУСА предполагается как дополнительная подсистема ПТК ГРАМ, выполняющая расчеты и формирующая задания на рациональное распределение текущего состава гидроагрегатов.

Для поиска оптимального состава генерирующего оборудования по критерию максимальной величины КПД в РУСА должны быть сконфигурированы следующие параметры:

- расходная характеристика по каждому ГА;
- границы зон разрешенной, запрещенной и нерекомендованной работы ГА;
- режимные ограничения станции.

Алгоритмы РУСА должны обеспечивать следующий функционал:

- определение, с учётом режимных заданий системы группового регулирования активной мощности, стационарных номеров гидроагрегатов, работающих в генераторном режиме, и значений их нагрузок;
- расчет прогнозного КПД на период предшествующих суток по станции в целом для фактического состава работающих гидроагрегатов, расчет фактического КПД а так же их сравнение;
- формирование и выдачу рекомендаций оперативному персоналу по изменению режимов работы оборудования при расхождениях между фактическим и оптимальным составами оборудования;

- возможность ввода персоналом технологических и оперативных ограничений на режимы работы оборудования с выдачей информации о степени экономичности данного состава по сравнению с оптимальным;
- учёт ремонтного и аварийного состояния управляемых гидроагрегатов и оборудования по сигнализации;
- учёт гидроагрегатов, находящихся в противоаварийном управлении;
- формирование и передачу режимов работы гидроагрегатов в систему ГРАМ;
- контроль за исполнением команд на изменение состава и режимов работающего оборудования с формированием сигнализации персоналу по фактам невыполнения команд системой ГРАМ;
- полную блокировку действия по командам оперативного персонала или по сигналам от внешних устройств;
- ручное и / или автоматическое восстановление функционирования РУСА после блокировки.

Система РУСА является подсистемой АСУ ТП, задача которой сводится к выбору оптимального состава агрегатов с учетом режимных зон и оптимального распределения мощности между генерирующим оборудованием станции на основании критерия максимум КПД.

Цели, критерии и ограничения внедрения системы. Для поддержания максимального КПД станции РУСА также должна учитывать технологическое состояние турбинного, генераторного и другого оборудования. Контроль состояния оборудования с целью оптимизации его состава (например, выбор оборудования с меньшими показателями времени наработки или меньшим количеством пуско-остановочных операций) позволит снизить издержки на дополнительное техническое обслуживание оборудования и повысить срок его службы.

Функции и задачи внедрения системы. Основной функцией ПТК РУСА является поиск оптимального состава генерирующего оборудования для заданной мощности станции на основании максимума КПД ГЭС и выдача управляющих команд в шкафы агрегатной автоматики или соответствующих рекомендаций оперативному персоналу по изменению состава оборудования. РУСА должна планировать состав генерирующего оборудования с учетом планового задания мощности по критерию максимума КПД станции на ближайшие сутки и проводить сравнение отклонения текущего КПД от плана.

Однако, учитывая техническое состояние оборудования, различные режимные ограничения и другие индивидуальные особенности оборудования, планируемый состав генерирующего оборудования может быть скорректирован. Для учета в алгоритмах РУСА функции планирования состава ГА необходимо ввести соответствующие критерии, на основании которых будет выполняться выбор состава генерирующего оборудования. К таким ограничениям можно отнести следующие показатели:

- ресурс работы оборудования;

- время нахождения в nereкомендованных зонах турбины;
- количество пуско-остановочных операций;
- кол-во переходов через nereкомендованные зоны работы;
- обеспечение ротации гидроагрегатов (обеспечение пуска оборудования не реже чем раз в 3-е суток).

В качестве исходных данных должны использоваться реальные значения напоров нетто для каждого гидроагрегата, реальные значения заданий мощности, значения границ зон неограниченной работы гидроагрегатов и снятые экспериментальные рабочие характеристики турбин. Увеличение КПД станции должно привести к экономии воды, которая должна быть учтена в планировании режима работы станции в следующих периодах, и, как следствие, привести к увеличению объема выработки электроэнергии ГЭС.

Система РУСА подразумевает реализацию следующих режимов ее работы:

- автоматический режим работы с возможностью выдачи РУСА управляющих воздействий на пуск и останов гидроагрегатов с переводом через запрещенные (нерекомендованные) зоны работы;
- автоматизированный режим работы, когда исполнение команд (групп команд) происходит после подтверждения оперативным персоналом сформированных рекомендаций;
- режим «советчика» для выдачи рекомендаций оперативному персоналу.

Внедрение системы РУСА может повысить годовую выработку. Внедрение системы РУСА позволит облегчить и повысить качество оперативного управления станцией.

2 Методы внутростанционной оптимизации состава гидроагрегатов ГЭС

Задача оптимизации заключается в выборе состава агрегатов и определения их активных мощностей. Важнейшей задачей при эксплуатации электростанции является обеспечение надежности электроснабжения и экономичности использования ресурсов. Задачи надежности и экономичности рассматриваются отдельно, но с учетом всех взаимосвязей. Задача оптимизации состава агрегатов является важной. Известно, что работа с неоптимальным количеством и составом приводит к снижению КПД ГЭС. Снижение происходит из-за нелинейности эксплуатационных характеристик гидроагрегата и смещении от точки максимального КПД при равномерном распределении нагрузки между гидроагрегатами.

Выбор наилучшего состава агрегатов производится обычно по критерию минимума расхода воды через ГЭС при заданной ее мощности.

В энергетике большое число задач имеет не один, а несколько критериев, и часто они противоречивы. Например, в управлении гидроэлектростанцией можно выделить следующие критерии:

- эксплуатационную надежность основного силового оборудования и сооружений проточного тракта ГЭС
- экономичность режимов работы ГЭС
- качество вырабатываемой электроэнергии
- влияние на экологию
- требования энергосистемы
- и т.д.

Для решения оптимизационной задачи в такой ситуации возможны два подхода к решению задач управления агрегатами:

- поиск наилучшего варианта по одному доминирующему критерию (однокритериальная оптимизация);
- поиск наилучшего варианта на основе компромисса между несколькими критериями (многокритериальная оптимизация).

Выбор любого из подходов зависит от целей управления и характеризуется своими методами оптимизации.

Задача выбора состава и режима гидроагрегатов решается при условии соблюдения всех общесистемных и станционных ограничений по надежности. Общесистемные ограничения по минимальным и максимальным мощностям ГЭС, по резервам мощности, по скорости изменения мощности отражаются заданным графиком нагрузки. Большая же часть станционных ограничений обусловлена факторами надежной работы агрегатов и ГЭС.

Кратко охарактеризуем наиболее распространенные ограничения:

1. По допустимым мощностям агрегатов.

Допустимые пределы определяются прогнозными характеристиками агрегатов, допустимым температурным режимом генераторов, подпятников, подшипников, кавитационными ограничениями по турбинам, вибрацией

агрегата. Чаще всего для периода планирования ограничения считают не изменными:

$$N_{min} < N < N_{max} \quad (2.1)$$

2. По составу агрегатов (например, надежность схемы собственных нужд требует работы определённых агрегатов); по условиям правильного действия релейной защиты в работе должно находиться определённое число агрегатов; если недопустимы какие-либо комбинации агрегатов, по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа. Часто подобные ограничения определяются главной схемой электрических соединений, когда агрегаты включены на шины различного напряжения.

$$N_a > 0 \quad (2.2)$$

3. По длительности использования агрегатов. Сюда относятся ограничения по длительности простоя агрегатов в холодном резерве перед пуском, например, из условий надежной работы подпятников. Число пусков за рассматриваемый период. Прямой характеристикой длительности является число часов использования установленной мощности агрегата.

4. По реализации решений. Эти ограничения обусловлены схемами и устройствами режимной автоматики. В действующих устройствах нагрузка между агрегатами распределяется либо по равенству мощностей, либо по равенству открытий направляющего аппарата. Имеется отстройка от частых изменений числа агрегатов.

В общем случае имеется множество допустимых решений поставленной задачи. Заданная мощность может быть выдана в систему при различных комбинациях включенных агрегатов и при различном распределении нагрузки между ними. Варьировать можно числом включенных агрегатов, составом при постоянном числе агрегатов и распределением нагрузки.

Могут задаваться и другие ограничения. Состав ограничений определяется конкретными условиями. Задача оптимизации состава агрегатов в общей постановке пока ещё строго не решена, так как отсутствуют математические методы, позволяющие найти корректное решение. Практика вынуждает искать приближенные методы или рассматривать частные модификации этой задачи. Рассмотрим основные методы, на базе которых могут быть разработаны алгоритмы оптимизации внутростанционных режимов. Условно задачи можно разделить на четыре группы:

1. Оптимизация состава и режимов агрегатов.
2. Оптимизация числа агрегатов.
3. Оптимизация состава агрегатов.
4. Выгодное распределение нагрузки между агрегатами.

В общем случае агрегаты одной ГЭС имеют различные характеристики, поэтому задача заключается в выборе состава агрегатов и распределении между

ними нагрузки. Если характеристики гидроагрегатов ГЭС идентичны, то необходимо отыскать только оптимальное число включенных агрегатов. По составу все варианты работы с постоянным числом равноправны, а нагрузка между агрегатами разделяется поровну.

Выбор состава гидроагрегатов является одной из важных внутростанционных задач на ГЭС. Рассмотрим возможные варианты оптимизации состава гидроагрегатов ГЭС. На рисунке 2.1 представлена схема с разделением по числу критериев и видам методов оптимизации.



Рисунок 2.1 - Схема с разделением по числу критериев и видам методов оптимизации.

В данной работе будут рассматриваться методы однокритериальной оптимизации.

При оптимизации внутростанционных режимов применяются разнообразные методы, но наибольшее распространение для выбора состава и режима агрегатов получили методы: динамического программирования (ДП), направленного перебора вариантов(НПВ), метод ветвей и границ.

Метод динамического программирования дает наиболее точные результаты и может быть использован как эталонный. Метод направленного перебора вариантов лучше других приспособлен к учету различных ограничений. Отдать преимущество какому-либо из методов нельзя, и окончательное решение зависит от особенностей конкретных ГЭС.

2.1 Метод динамического программирования

Метод динамического программирования позволяет решать комбинаторную задачу и не предъявляет требований к дифференцируемости и монотонности характеристик агрегатов. Он принимается чаще всего для станции с агрегатами, имеющими различные характеристики. Затем по

характеристике станции планируются суточные режимы ГЭС. Задача выбора состава и режима агрегатов может быть решена при использовании библиотеки характеристик, построенных по методу динамического программирования.

Математическая постановка задачи имеет следующий вид. Задаются: располагаемое множество агрегатов $K \in M$, где M - общее множество агрегатов; расходные характеристики агрегатов, все ограничения по составу и режима агрегатов, которые задаются по интервально для постоянной мощности ГЭС; дискретный равномерный ряд мощностей ГЭС $N_j = N_1, N_2, \dots, N_m$. Для каждой мощности N_j требуется найти число, состав и нагрузки агрегатов по условию

$$Q_j = \sum_i Q_i(N_i) = \min \quad (2.3)$$

Требуется определить характеристику

$$Q_j = Q_i(N_j(N_i, Z, A)H_j) \quad (2.4)$$

Многошаговый процесс оптимизации позволяет для известного числа агрегатов найти их оптимальный состав и нагрузки по критерию $Q_j = \min$.

Сначала для $Z = 1$ находится оптимальная характеристика станции, назовём её эквивалентной и обозначим $\varphi_{Z=1}^3$, затем для $Z = 2$ находится оптимальная характеристика $\varphi_{Z=2}^3$, но один из агрегатов представляется характеристикой $\varphi_{Z=1}^3$, а второй выбирается из работающих агрегатов. На следующем шаге строится характеристика $\varphi_{Z=3}^3$, для $Z = 3$, но при этом один агрегат представляется характеристикой $\varphi_{Z=2}^3$, а второй может быть любым из тех, которые не вошли в характеристики, $\varphi_{Z=1}^3$, $\varphi_{Z=2}^3$ и т.д. Сравнение всех характеристик позволяет определить оптимальный режим станции.

2.2 Метод направленного перебора вариантов

Этот метод является перспективным. Алгоритмическая сложность задач внутристанционной оптимизации, их высокая размерность, множества ограничений, отсутствие достоверной исходной информации во многих конкретных случаях делают нецелесообразным, а иногда невозможным применение строгих математических методов. Метод направленного перебора вариантов основан на последовательном решении ряда подзадач, которые существенно упрощают задачу и в то же время обеспечивают достаточную точность результатов расчетов.

Первая подзадача: оптимизация числа работающих агрегатов и их состава при равномерном распределении нагрузки между агрегатами. Решается направленным перебором вариантов по числу агрегатов, которые формируются по заданному критерию, например, по КПД. Формирование вариантов по числу агрегатов производится в пределах от минимального до максимального,

пригодного для покрытия заданной нагрузки для каждого расчетного интервала времени:

$$Z_{min} = \frac{P_i}{N_{max}}, Z_{max} = \frac{P_i}{N_{min}}, \quad (2.5)$$

где N_{min} , N_{max} – допустимые максимальные и минимальные мощности агрегата;

Z_{max} округляются до ближайшего большего целого числа, и они не должны быть меньше допустимого минимального и больше максимального числа агрегатов.

Число возможных вариантов по Z можно уменьшить, если применить направленный поиск лучшего варианта от Z_{min} , так как при этом суммарные потери холостого хода наименьшие, а КПД станции достаточно высокий. Варианты по числу агрегатов оцениваются по КПД или расходу, и разбиение всего множества заканчивается значительно раньше, чем будет выполнен полный перебор.

Смысл их заключается в том, что если при увеличении или снижении числа агрегатов расход ГЭС увеличился, то наиболее вероятно, что во всех последующих вариантах изменения числа агрегатов произойдет еще большее увеличение расхода, и поэтому они могут быть отброшены.

Выбор наилучшего сочетания из известного числа агрегатов производится на основании сравнения характеристик работающих агрегатов при равномерном распределении нагрузки. Для этого агрегаты ранжируются по значениям их КПД при одинаковых мощностях. На первое место ставится агрегат с лучшим КПД, а затем агрегаты располагаются в порядке его ухудшения. Естественно, что первые Z агрегатов этого ряда и определяют оптимальный состав.

На этой стадии легко учесть ограничения по числу и составу агрегатов, оставляя для рассмотрения только допустимые комбинации.

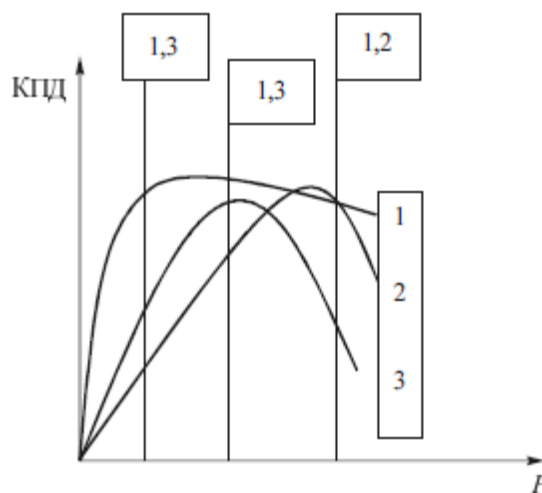


Рисунок 2.2 - Пример выбора лучшего состава двух агрегатов.

Вторая подзадача: более выгодное распределение нагрузки между агрегатами, которые определены при решении первой подзадачи. Вторая подзадача заключается в распределении нагрузки по равенству относительных приростов агрегатов. Если характеристики агрегатов разные, то равномерного распределения нагрузки не будет. Это уточнение результатов решения первой подзадачи.

Третья подзадача: формирование разнозначных решений по составу агрегатов для каждого расчетного интервала времени и периода оптимизации. Часто можно найти несколько равнозначных составов при постоянном числе агрегатов, которые отличаются не больше чем на допустимое значение. Равнозначные составы дают равноценные стратегии управления.

Направленный поиск всех или необходимого количества равнозначных вариантов составов агрегатов осуществляется при упорядоченном переборе агрегатов. Для этого используется такая же ранжировка агрегатов, как в первой подзадаче. Для определения вариантов составов, близких к оптимальному, в наилучшем составе, соответствующем оптимальному числу агрегатов, худший агрегат следует заменить лучшим из числа агрегатов, находящихся в резерве.

Четвертая подзадача: определение стратегии управления составом агрегатов на весь период оптимизации по заданному графику нагрузки ГЭС с минимизацией числа пуско-остановочных операций. Если среди них нет ни одной с допустимым числом пуско-остановочных операций. При этом будут дополнительные потери расхода.

Решение задачи оптимизации внутростанционных режимов по частям приводит к снижению эффекта оптимизации не более чем на 5%. Подобный алгоритм чрезвычайно удобен для учета ограничений, накладываемых на комбинации агрегатов, и облагает большим быстродействием.

2.3 Метод ветвей и границ

Суть метода ветвей и границ заключается в том, что множество всех возможных сочетаний агрегатов последовательно разбивается на подмножества. Подмножества между собой по нижней границе некоторого критерия, а в дальнейших расчетах отбрасываются те подмножества, которые заведомо не могут содержать оптимального решения. Оптимизационный процесс определяется способом ветвления (разбиения) общего множества на подмножества. Исходя из принятой схемы ветвления, намечаются сравниваемые варианты составов, для каждого варианта производится более выгодное распределение нагрузки. Так, множество допустимых комбинаций агрегатов G по многошаговой схеме разбиваются на более мелкие подмножества. Процесс ветвления изображается с помощью дерева решений, каждая вершина которого соответствует некоторому подмножеству. В процессе перебора вариантов отбрасываются те подмножества, которые не могут содержать оптимальных решений.

Задача решается в следующей постановке. Заданы график нагрузки $N_T = N_T(t)$, расходные характеристики агрегатов $Q_i = Q_i(N_i, H_i)$; напоры на агрегатах H_i , которые не меняются в течение всего периода оптимизации. Пусковые расходы не учитываются. Необходимо минимизировать для каждого дискретного значения мощности ГЭС функцию

$$f(\bar{N}) = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i) \quad (2.6)$$

При условии соблюдения ограничений, накладываемых энергосистемой и режима работы гидроагрегатов.

Состояние агрегатов будем задавать с помощью вектора $\bar{\pi} = (\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_n)$, каждая компонента которого

$$\pi = 0, \quad (2.7)$$

если i – й агрегат отключен;

$$\pi = 1, \quad (2.8)$$

если i – й агрегат включен.

Если намечен какой-либо состав и проведено распределение нагрузки между агрегатами, которое характеризуется вектором $\bar{N}(N_1, N_2, \dots, N_n)$, то

$$f(\bar{N}(\bar{\pi})) = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i). \quad (2.9)$$

Следовательно, задача сводится к нахождению такого вектора

$$f(\bar{\pi}_{opt}) = \min \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i). \quad (2.10)$$

В большинстве случаев применение методов однокритериальной оптимизации является достаточным для управления на станции, однако наличие ситуаций, когда решение должно приниматься по нескольким критериям не даёт возможности полностью формализовать и автоматизировать данную задачу. Применение методов многокритериальной оптимизации может расширить и адаптировать систему управления числом и составом гидроагрегатов к реальным ситуациям, возникающим на станции.

3 Анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС

3.1 Объект исследования

Бурейская ГЭС расположена на реке Бурей и имеет большое противопаводковое значение для долин рек Бурей и Амур. Ниже по течению расположена Нижне-Бурейская ГЭС

В здании ГЭС установлено 6 гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами мощностью по 335 МВт.

- Количество гидроагрегатов 6
 - Установленная мощность 2010 МВт
 - при расчетном напоре 102 м
 - Среднегодовая выработка 7100 млн. кВт·ч
- Электромеханическое оборудование:
- Турбины тип РО 140/0942-В-625
тип РО 140/0943-В-615 (ГАЗ)
 - Генераторы тип СВ1313/265-48 УХЛ1

Главная электрическая схема выдачи мощности состоит из шин 500 кВ и 220 кВ, объединенных через общий автотрансформатор. С гидроагрегатов ГА1, ГА2 выдача мощности осуществляется на шины 220 кВ; с ГА3 - ГА6 – на шины 500 кВ.

3.2 Построение характеристик: расходной характеристики и характеристики относительных приростов(ХОП) ГЭС

3.2.1 Построение расходной характеристики

В таблице 3.1 приведены значения мощности и расхода гидроагрегата.

Таблица 3.1 - Значения мощности и расхода гидроагрегата

N _{га} , МВт	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	335
Q _{га} , м ³ /с	227	235	244	253	262	271	280	288	297	305	314	323	333	344	350

По данным таблицы 3.1 строится расходная характеристика гидроагрегата.

Расходная характеристика гидроагрегата

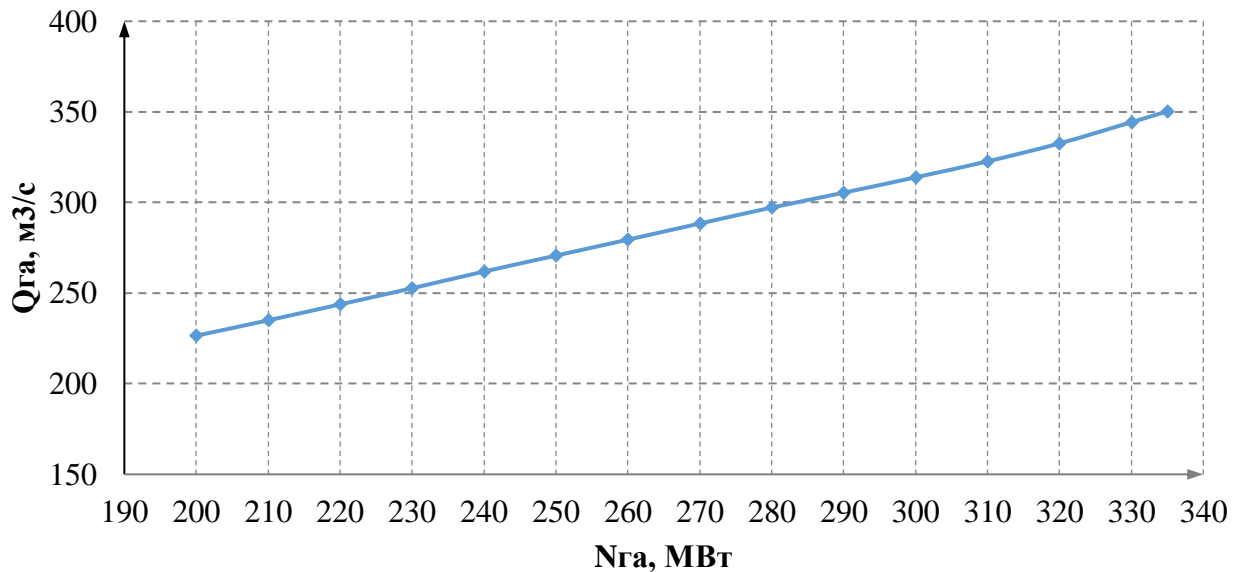


Рисунок 3.1 - Расходная характеристика гидроагрегата

Полученная кривая описывается уравнением для получения характеристики относительного прироста (ХОП). Уравнение(3.1) имеет следующий вид:

$$y = -1E-11x^6 + 2E-08x^5 - 2E-05x^4 + 0,0062x^3 - 1,2489x^2 + 133,12x - 5678,7 \quad (3.1)$$

3.2.2 Построение характеристики относительных приростов ГЭС

Для получения ХОП ГЭС полученное уравнение, которое описывает расходную характеристику, необходимо продифференцировать по мощности гидроагрегата, полученная величина будет показывать относительный прирост расхода воды:

$$q = \frac{dQ}{dN} = 6,8 \cdot 10^{-5} \cdot x^3 - 0,018492 \cdot x^2 - 2,497712 \cdot x + 133,117494 \quad (3.2)$$

Для получения характеристики относительных приростов ГЭС в формулу (3.2) вместо x подставляются значения мощности гидроагрегата ГЭС при различном значении КПД. Для определенного количества гидроагрегатов полученные приросты останутся неизменными, но мощность ГЭС будет увеличиваться с ростом числа гидроагрегатов на ГЭС. Полученные ХОП представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Характеристики относительных приростов ГЭС

ГА1															
Nra	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	335
q	0,92	1,05	1,20	1,36	1,54	1,73	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88	3,16	3,46	3,77	3,93
ГА2															
Nra	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660	670
q	0,92	1,05	1,20	1,36	1,54	1,73	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88	3,16	3,46	3,77	3,93
ГА3															
Nra	600	630	660	690	720	750	780	810	840	870	900	930	960	990	1005
q	0,92	1,05	1,20	1,36	1,54	1,73	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88	3,16	3,46	3,77	3,93
ГА4															
Nra	800	840	880	920	960	1000	1040	1080	1120	1160	1200	1240	1280	1320	1340
q	0,92	1,05	1,20	1,36	1,54	1,73	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88	3,16	3,46	3,77	3,93
ГА5															
Nra	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1675
q	0,92	1,05	1,20	1,36	1,54	1,73	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88	3,16	3,46	3,77	3,93
ГА6															
Nra	1200	1260	1320	1380	1440	1500	1560	1620	1680	1740	1800	1860	1920	1980	2010
q	0,92	1,05	1,20	1,36	1,54	1,73	1,93	2,15	2,38	2,62	2,88	3,16	3,46	3,77	3,93

По данным в таблице 3.2 строится характеристика относительных приростов ГЭС, представленная на рисунке 3.2.

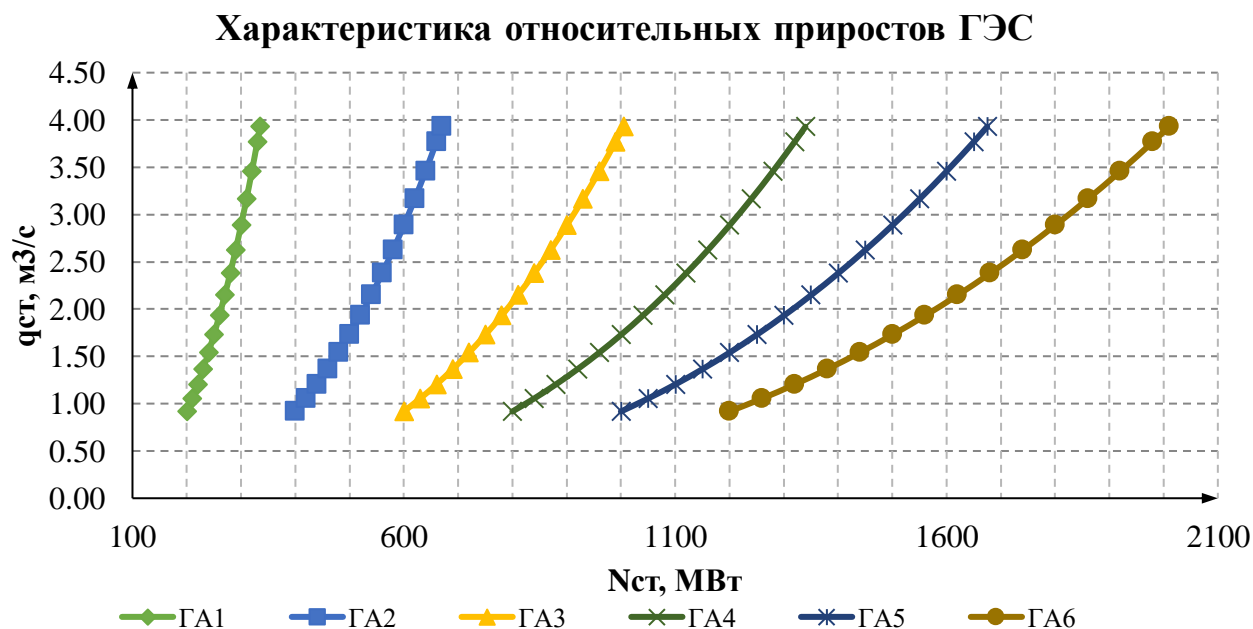


Рисунок 3.2 - Характеристика относительных приростов

3.3 Ожидаемые технико-экономические результаты при оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС

В данной работе был исследован режим работы Бурейской ГЭС. Для проведения расчетов были использованы расходные характеристики (Приложение Б) и эксплуатационные характеристики (Приложение В) турбин Бурейской ГЭС. В расчетах использовались четыре недели года: неделя февраля, неделя апреля, неделя октября и декабря. В таблице 3.3 представлен фактический режим работы реальных суток февраля. В (Приложение Г) представлен фактический режим работы по трем суткам остальных расчетных месяцев.

Исследования показали, что режим работы станции не является оптимальным и при более грамотном распределении расхода мы сможем достичь какой-то величины экономии.

Для создания модели оптимального перераспределения нагрузки была построена характеристика. Оптимальное перераспределение нагрузки агрегатов проводилось с использованием характеристики, представленной на рисунке 3.3 и с соблюдением всех накладываемых ограничений на режим работы станции.

Ограничения, накладываемые на режим:

- 1) Ограничения по расходу;
- 2) Соблюдение всех рекомендованных зон работы агрегата, согласно характеристикам (Приложение В);
- 3) Исключение оборудования, выведенного в ремонт.

Модель оптимального режима работы ГЭС представлена в таблице 3.4. В (Приложение Д) представлена модель режима работы по трем суткам остальных расчетных месяцев.

Таблица 3.3 - Фактический режим работы ГЭС 10 февраля

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м	
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма		
0:00	16	286	0	194	0	310	806	76	288	0	212	0	308	884	107,9	
1:00	25	294	0	33	0	312	663	84	296	0	91	0	309	780	107,9	
2:00	0	280	0	10	0	300	589	57	283	0	70	0	300	710	107,9	
3:00	0	288	0	20	0	306	614	0	291	0	80	0	304	675	107,9	
4:00	0	297	0	32	0	311	640	0	298	0	90	0	309	697	107,9	
5:00	0	292	0	26	0	308	626	0	294	0	85	0	307	686	107,9	
6:00	0	307	0	68	0	316	691	0	306	0	116	0	312	734	107,9	
7:00	0	321	0	319	19	324	983	0	317	0	315	79	319	1030	107,9	
8:00	0	289	0	293	266	305	1153	0	292	0	295	272	304	1163	107,9	
9:00	0	281	0	290	270	302	1142	0	285	0	292	275	302	1154	107,9	
10:00	0	321	0	324	55	327	1027	0	317	0	319	107	321	1064	107,9	
11:00	0	318	0	320	51	324	1012	0	314	0	315	104	320	1053	107,9	
12:00	0	299	0	303	30	312	944	0	299	0	303	88	310	1000	107,9	
13:00	0	280	0	287	5	300	872	0	284	0	290	62	300	936	107,9	
14:00	0	276	0	284	0	298	857	0	280	0	287	0	298	865	107,9	
15:00	0	71	0	332	0	333	735	0	117	0	326	0	327	770	107,9	
16:00	58	66	0	332	0	333	789	109	114	0	327	0	328	878	107,9	
17:00	288	18	0	294	0	306	905	290	78	0	296	0	304	968	107,9	
18:00	299	31	0	304	0	312	946	300	90	0	303	0	310	1003	107,9	
19:00	315	49	0	317	0	322	1003	312	103	0	314	0	318	1047	107,9	
20:00	300	32	0	305	0	313	951	300	91	0	304	0	311	1006	107,9	
21:00	290	10	0	294	0	306	900	292	71	0	296	0	304	963	107,9	
22:00	280	0	0	287	0	300	868	284	0	0	290	0	300	874	107,9	
23:00	282	0	0	288	0	301	871	285	0	0	291	0	301	877	107,9	
	Выработка, МВт·ч							20586	Расход, м ³ /с							909

Расходная характеристика турбины

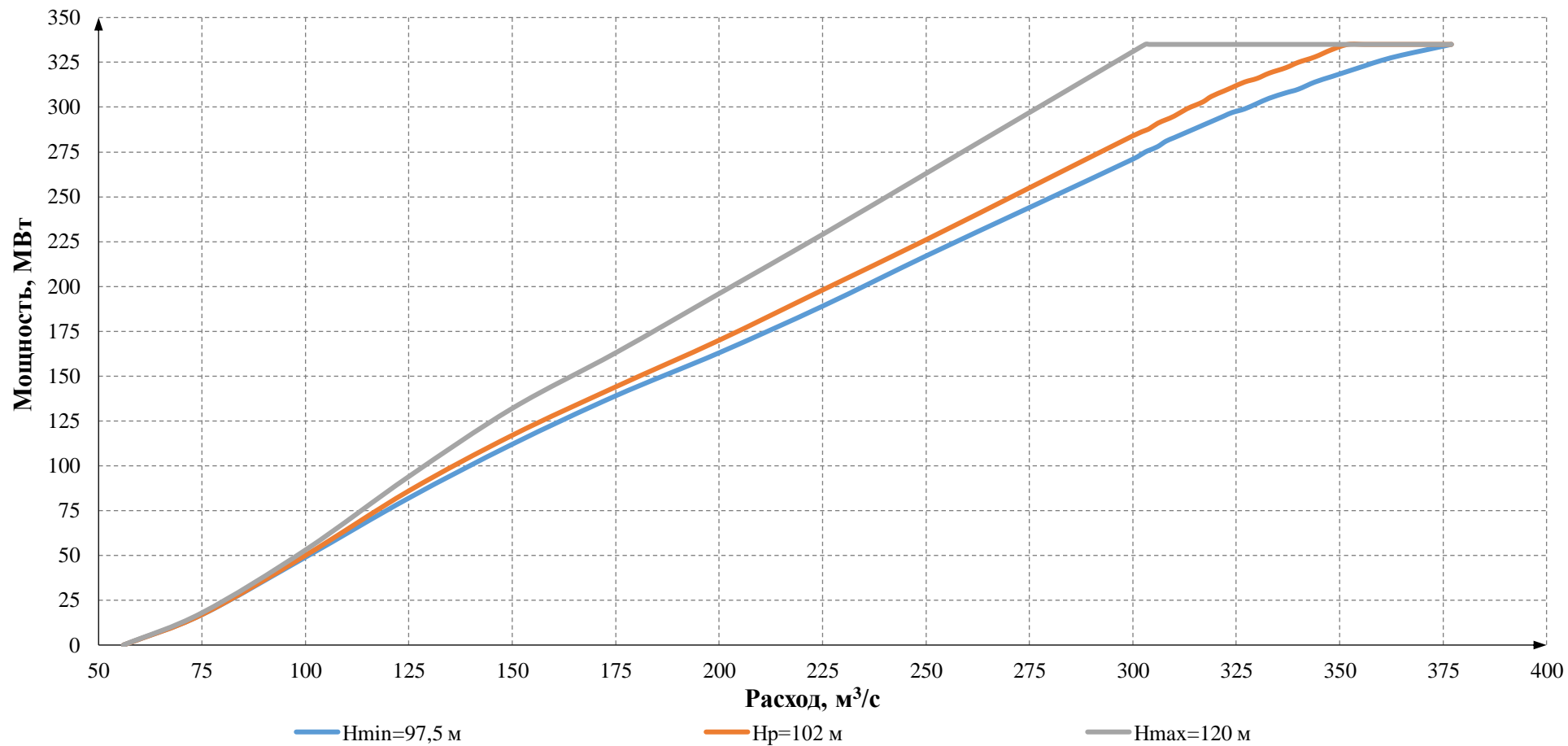


Рисунок 3.3 - Расходная характеристика турбины

Таблица 3.4 - Модель режима работы ГЭС 10 февраля

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	
0:00	300	0	265	241	0	0	806	300	0	271	251	0	0	822	107,9
1:00	300	0	300	63	0	0	663	300	0	299	112	0	0	711	107,9
2:00	300	0	289	0	0	0	589	300	0	291	0	0	0	591	107,9
3:00	307	0	307	0	0	0	614	306	0	305	0	0	0	611	107,9
4:00	320	0	320	0	0	0	640	316	0	315	0	0	0	631	107,9
5:00	313	0	313	0	0	0	626	311	0	310	0	0	0	621	107,9
6:00	311	0	300	80	0	0	691	309	0	299	123	0	0	731	107,9
7:00	329	0	327	327	0	0	983	323	0	322	322	0	0	967	107,9
8:00	330	0	330	330	0	163	1153	325	0	325	325	0	184	1159	107,9
9:00	330	0	330	330	0	152	1142	325	0	325	325	0	174	1149	107,9
10:00	300	0	300	300	0	127	1027	300	0	299	300	0	153	1052	107,9
11:00	300	0	300	300	0	112	1012	300	0	299	300	0	142	1041	107,9
12:00	315	0	314	315	0	0	944	312	0	311	312	0	0	935	107,9
13:00	291	0	290	291	0	0	872	293	0	292	293	0	0	878	107,9
14:00	285	0	286	286	0	0	857	288	0	288	289	0	0	865	107,9
15:00	280	0	265	190	0	0	735	284	0	271	209	0	0	764	107,9
16:00	280	0	265	244	0	0	789	284	0	271	254	0	0	809	107,9
17:00	310	0	295	300	0	0	905	308	0	295	300	0	0	903	107,9
18:00	310	0	320	316	0	0	946	308	0	315	313	0	0	936	107,9
19:00	333	0	335	335	0	0	1003	328	0	330	330	0	0	988	107,9
20:00	310	0	310	331	0	0	951	308	0	307	325	0	0	940	107,9
21:00	300	0	300	300	0	0	900	300	0	299	300	0	0	899	107,9
22:00	272	0	299	297	0	0	868	277	0	299	298	0	0	874	107,9
23:00	291	0	290	290	0	0	871	293	0	292	292	0	0	877	107,9
Выработка, МВт·ч							20586	Расход, м ³ /с							865

При сравнении суммарных часовых показателей фактического режима работы и модели видно, что при более оптимальном распределении числа и состава агрегатов можно получить тот же объем вырабатываемой электроэнергии, но при этом уменьшив расход воды. В таблице 3.5 представлено сравнение фактических и модельных показателей ГЭС.

Таблица 3.5 - Сравнение суммарных фактических и модельных показателей режима работы ГЭС 10 февраля

Время	Фактический режим работы		Модель режима работы		Δ расхода, м ³ /с
	Мощность, МВт	Расход, м ³ /с	Мощность, МВт	Расход, м ³ /с	
0:00	806	884	806	822	62
1:00	663	780	663	711	69
2:00	589	710	589	591	119
3:00	614	675	614	611	64
4:00	640	697	640	631	66
5:00	626	686	626	621	65
6:00	691	734	691	731	3
7:00	983	1030	983	967	63
8:00	1153	1163	1153	1159	4
9:00	1142	1154	1142	1149	5
10:00	1027	1064	1027	1052	12
11:00	1012	1053	1012	1041	12
12:00	944	1000	944	935	65
13:00	872	936	872	878	58
14:00	857	865	857	865	0
15:00	735	770	735	764	6
16:00	789	878	789	809	69
17:00	905	968	905	903	65
18:00	946	1003	946	936	67
19:00	1003	1047	1003	988	59
20:00	951	1006	951	940	66
21:00	900	963	900	899	64
22:00	868	874	868	874	0
23:00	871	877	871	877	0
	Выработка, МВт·ч	Средний расход, м ³ /с	Выработка, МВт·ч	Средний расход, м ³ /с	Δ среднего расхода, м ³ /с
	20586	909	20586	865	44

Из таблицы 3.5 видно, что разница между фактическим и модельным среднесуточным расходом составляет 44 м³/с. По формуле (3.3) переведем сэкономленный расход в выработку.

$$\mathcal{E} = \frac{Q \cdot 24 \cdot 3,6}{q_{уд}}, \quad (3.3)$$

где $q_{уд} = 3,81$, удельный расход 10 февраля;

$$\mathcal{E} = \frac{44 \cdot 24 \cdot 3,6}{3,81} = 1004 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (3.4)$$

По данным из таблицы 3.5 строим график, представленный на рисунке 3.4. В (Приложение Е) представлены графики фактических и модельных показателей режима работы ГЭС по трем суткам остальных расчетных месяцев.

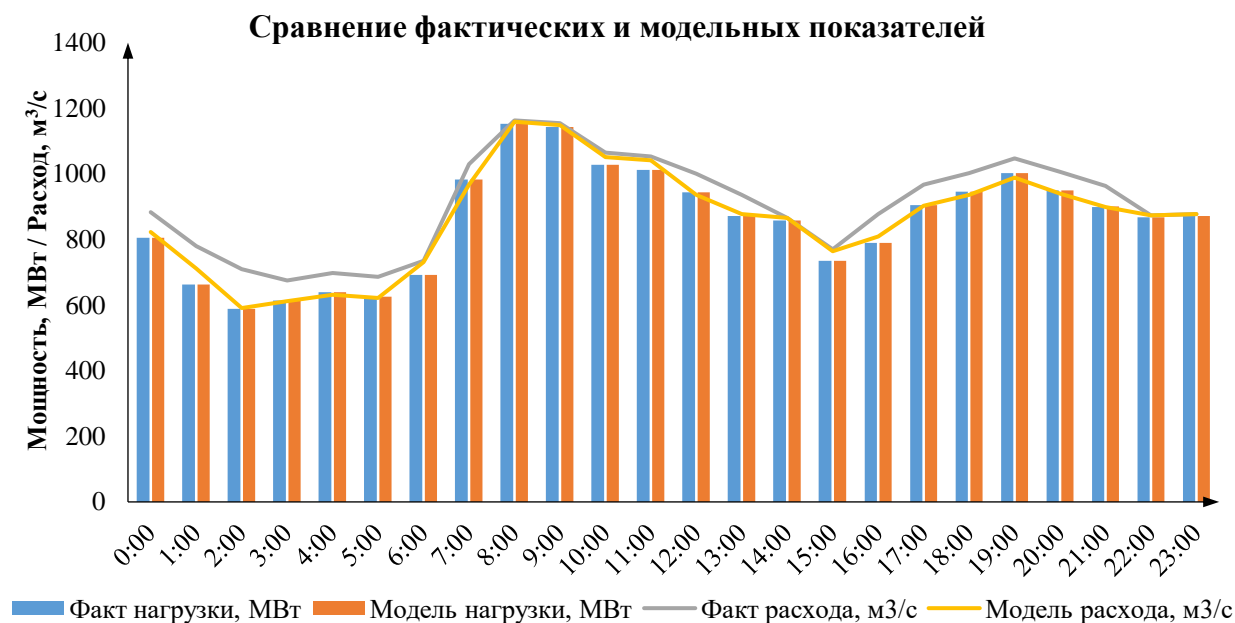


Рисунок 3.4 - Сравнение фактических и модельных показателей 10 февраля

На рисунке 3.4 наглядно видно, что при одной и той же мощности в некоторые часы расход модели ниже фактического расхода.

В таблице 3.6 сведены данные по всем смоделированным суткам.

Таблица 3.6 - Сводные данные по всем модельным суткам

Месяц		Февраль						
Число		10	11	12	13	14	15	16
Расход	м³/с	44	33	39	50	34	64	43
Выработка	МВт·ч	1004	739	874	1104	772	1412	940
Месяц		Апрель						
Число		6	7	8	9	10	11	12
Расход	м³/с	22	27	30	38	43	17	72
Выработка	МВт·ч	436	557	594	746	871	348	1396
Месяц		Октябрь						
Число		15	16	17	18	19	20	21
Расход	м³/с	55	40	51	34	38	42	77
Выработка	МВт·ч	1269	902	1147	775	840	933	1580
Месяц		Декабрь						
Число		3	4	5	6	7	8	9
Расход	м³/с	41	48	31	50	49	73	50
Выработка	МВт·ч	976	1098	716	1160	1141	1693	1139

Среднее значение выработки из всех расчетных суток, представленных в таблице 3.6 составляет 970 МВт·ч.

Согласно представленному в таблице 3.7 тарифу на электроэнергию Бурейской ГЭС был посчитан годовой эффект прибыли.

Таблица 3.7 - Тарифы на электроэнергию для Бурейской ГЭС на 2020 год

1 полугодие Стоимость электроэнергии, руб/МВт·ч	2 полугодие Стоимость электроэнергии, руб/МВт·ч
23,73	25,95

В таблице 3.8 представлен годовой эффект прибыли при оптимальном использовании расхода ГЭС.

Таблица 3.8 - Эффект прибыли

1 полугодие, руб	4 212 444
2 полугодие, руб	4 581 356
Год, руб	8 793 800

В таблице 3.9 указаны итоговые стоимости работ, по внедрению системы РУСА с функционалом автоматизированного режима работы, предлагаемые компанией РАКУРС.

Таблица 3.9 - Стоимость внедрения системы РУСА в виде отдельно ПТК

Работы	Стоимость, руб
Модернизация системы ГРАРМ	4 340 000
Производство и поставка ПТК РУСА	12 036 000
Модернизация шкафов ЭГР (замена шкафов) - 6 штук	45 329 000
Итого	61 705 000

В таблице 3.10 представлен срок окупаемости системы РУСА.

Таблица 3.10 - Срок окупаемости системы РУСА

Затраты на внедрения системы РУСА, руб	61 705 000
Эффект прибыли за год, руб	8 793 800
Срок окупаемости, год	7

Срок окупаемости внедрения системы составит 7 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был исследован режим работы Бурейской ГЭС. В первой главе рассмотрены условия управления агрегатами и система управления режимами ГЭС.

Во второй главе рассмотрены методы однокритериальной оптимизации. В большинстве случаев применение методов однокритериальной оптимизации является достаточным для управления на станции, однако наличие ситуаций, когда решение должно приниматься по нескольким критериям не даёт возможности полностью формализовать и автоматизировать данную задачу. Применение методов многокритериальной оптимизации может расширить и адаптировать систему управления числом и составом гидроагрегатов к реальным ситуациям, возникающим на станции.

В третьей главе проведен анализ эффективности оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС: были построены расходные характеристики, подведены технико-экономические результаты при оптимизации числа, состава и степени нагрузки гидроагрегатов ГЭС. Исследования показали, что режим работы станции не является оптимальным и при более грамотном распределении расхода мы сможем достичь какой-то величины экономии.

Для создания модели оптимального перераспределения нагрузки была построена характеристика. Оптимальное перераспределение нагрузки агрегатов проводилось с использованием характеристики и с соблюдением всех накладываемых ограничений на режим работы станции.

При сравнении суммарных часовых показателей фактического режима работы и модели видно, что при более оптимальном распределении числа и состава агрегатов можно получить тот же объем вырабатываемой электроэнергии, но при этом уменьшив расход воды.

Среднее значение выработки из всех расчетных суток составляет 970 МВт*ч. Согласно тарифу, на электроэнергию Бурейской ГЭС был посчитан годовой эффект прибыли, который составляет 8 793 800 рублей, срок окупаемости внедрения системы составит 7 лет.

Внедрение системы РУСА может повысить годовую выработку, а также позволит облегчить и повысить качество оперативного управления станцией.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АСУ - автоматизированная система управления
АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом
АРМ - автоматизированное рабочее место
АРЧМ - автоматическое регулирование частоты и активной мощности
ВУ - верхний уровень
ГА - гидроагрегат
ГРАМ - групповое регулирование активной мощности
ГЭС - гидроэлектростанция
ДП - динамическое программирование
ЕЭС - единая энергетическая система
КПД - коэффициент полезного действия
КТС - комплекс технических средств
ЛВС - локально вычислительные сети
ЛПР - лицо принимающее решение
НПВ - направленный перебор вариантов
НСС - начальник смены станции
НУ - нижний уровень
ОДУ - объединенное диспетчерское управление
ОЭС - объединенная энергосистема
ПА - противоаварийная автоматика
ПК - персональный компьютер
ПЛК - программируемые логические контроллеры
ПТК - програмно-технический комплекс
РУСА - рациональное управление составом агрегатов
САУ - система автоматического управления
ТП - технологический процесс
ХОП - характеристика относительных приростов
ЦПУ - центральный пульт управления

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиппова, Т.А. и др. Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с. (Серия «Учебники НГТУ»).
2. Филиппова, Т.А., Русина, А.Г. Современные концепции оптимизации режимов электроэнергетических систем / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Материалы всероссийской конференции "Энергетика России в 21 веке: стратегия развития - восточный вектор", 30 августа - 3 сентября 2010 – с.1-4.
3. Филиппова, Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. – М.: «Энергия», 1975. – 206 с.
4. Митрофанов, С. В. Методы выбора оптимального состава агрегатов на ГЭС // «Актуальные проблемы энергетики» материалы IV Международной научно-практической конференции / Под ред. А.В. Павлова, 2013. - с. 207-209.
5. Митрофанов, С.В. Оптимизация состава агрегатов ГЭС на основе теории возможностей. Наука. Технологии. Инновации. // Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 6-ти томах. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. Часть 2 – 232-336 с.
6. Современные концепции оптимизации режимов электроэнергетических систем / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Материалы всероссийской конференции "\"Энергетика России в 21 веке: стратегия развития -восточный вектор\"", 30 августа - 3 сентября 2010 – с.4-3.
7. Филиппова, Т.А. и др. Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с. (Серия «Учебники НГТУ»).
8. Венников, В.А. и др. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981 г. – 464 с. ил.
9. Секретарёв, Ю.А. Ситуационное управление энергетическими объектами и процессами электроэнергетической системы. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 308 с. («Монографии НГТУ»).
10. Филиппова, Т.А., Русина, А.Г. Современные концепции оптимизации режимов электроэнергетических систем / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Материалы всероссийской конференции "Энергетика России в 21 веке: стратегия развития - восточный вектор", 30 августа - 3 сентября 2010 – с.1-4.
11. Жирнов, В.Л. Формирование структуры заданий внутростанционной оптимизации в АСУ ТП ГЭС/В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарев // Управление режимами и развитием энергетических систем в условиях АСУ: межвуз. сб. науч. тр. /Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1977.122-129.
12. Филиппова, Т.А. Алгоритмическая структура подсистемы рационального управления составом агрегатов в АСУ ГЭС/Т.А.Филиппова // АСУ энергосистем и электростанций: межвуз. сб. науч. тр. /Новосибирский электротехнический институт. –Новосибирск, 1975. – с.4-16.
13. Жирнов, В.Л. и др. Основные итоги разработки и реализации АСУ ТП

ГЭС / В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарёв, Т.А. Филиппова, В.Г. Шальнев // Управление режимами и развитием энергосистем в условиях АСУ: межвуз. Сб. науч. Тр. /Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1978. – с. 25-35.

14. Филиппова, Т.А. Управление внутростанционными режимами ГЭС в АСУ ТП / Т.А. Филиппова, В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарев // Aktualne problem automatyci w energetyce: тр. Междунар. науч.–техн. конф. – Гливице [ПНР], 1979. – с. 125-131.

15. Жирнов, В.Л. Управление внутростанционными режимами ГЭС в АСУ ТП: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.Л. Жирнов. – Новосибирск, 1978.

16. Филиппова, Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. – М.: «Энергия», 1975. – 206 с.

17. Черноусько, Ф.Л. Динамическое программирование// Соросовский образовательный журнал №2, 1998, с. 139-144.

18. Журавлев, В.Г. Применение динамического программирования для оптимизации внутростанционного режима ГЭС. – «Электрические станции», 1965, №12, с. 32-37.

19. Филиппова, Т.А. Вопросы управления составом агрегатов на ГЭС при учете факторов, характеризующих состояние оборудования / Т.А. Филиппова, Ю.А. Секретарёв // Автоматическое управление ЭЭС в аварийных режимах с применением ЦВМ: тр. Коми фил. АН СССР. – Сыктывкар, 1976. – 147-155 с.

20. Филиппова, Т.А. Оценка эксплуатационного состояния гидроагрегатов в АСУ ТП ГЭС / Т.А. Филиппова, Ю.А. Секретарев, Б.Н. Мошкин // Электрические станции. – 1988. - № 11. – 43 – 46 с.

21. Митрофанов, С.В. Оптимизация состава агрегатов ГЭС на основе теории возможностей. Наука. Технологии. Инновации. // Материалы всероссийской научной конференции молодых учёных в 6-ти томах. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. Часть 2 – 232-336 с.

22. Митрофанов, С.В. Методы выбора оптимального состава агрегатов на ГЭС// «Актуальные проблемы энергетики» материалы IV Международной научно-практической конференции/Под ред. А.В.Павлова, 2013. - с. 207-209.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора

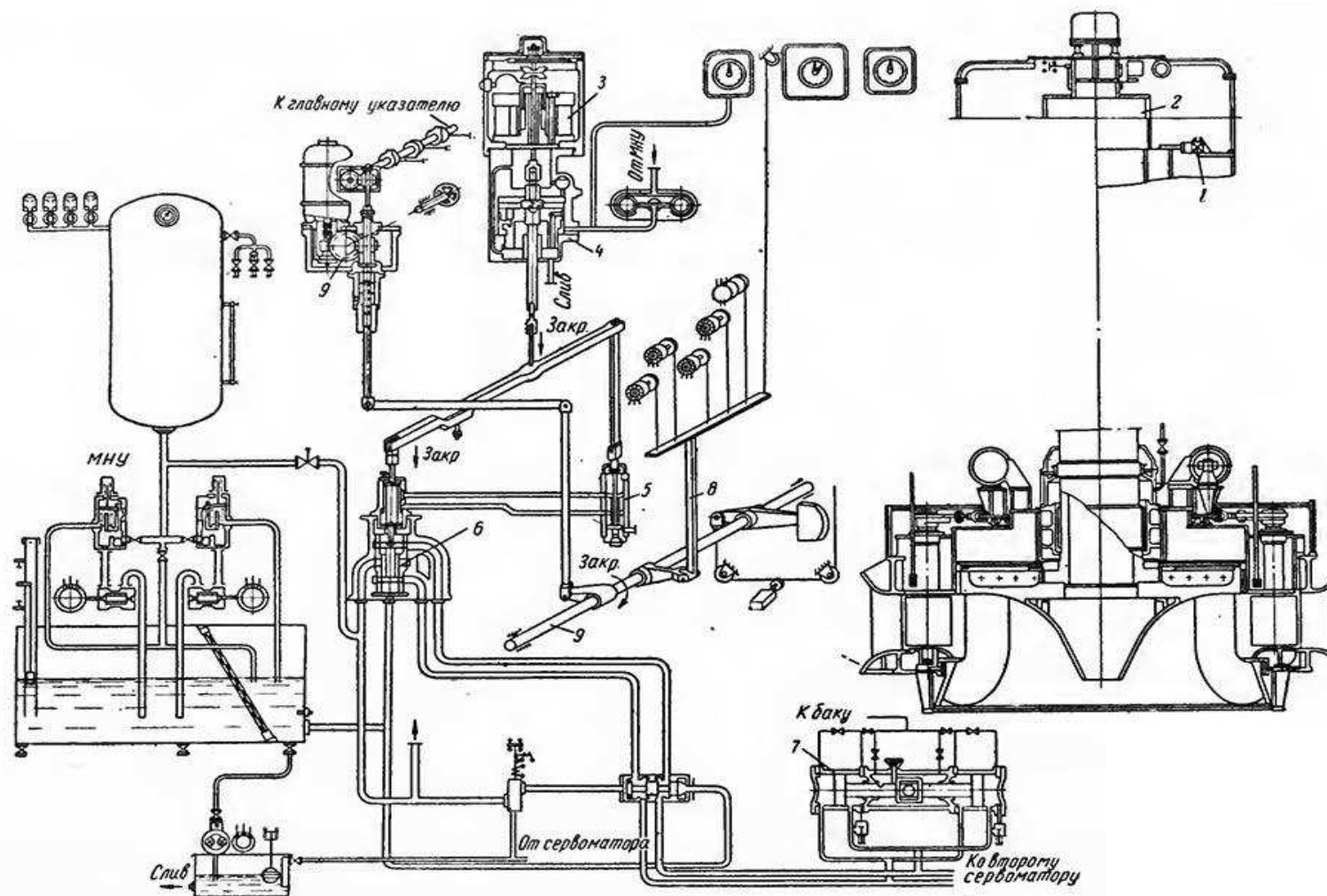


Рисунок А.1 - Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расходная характеристика турбины

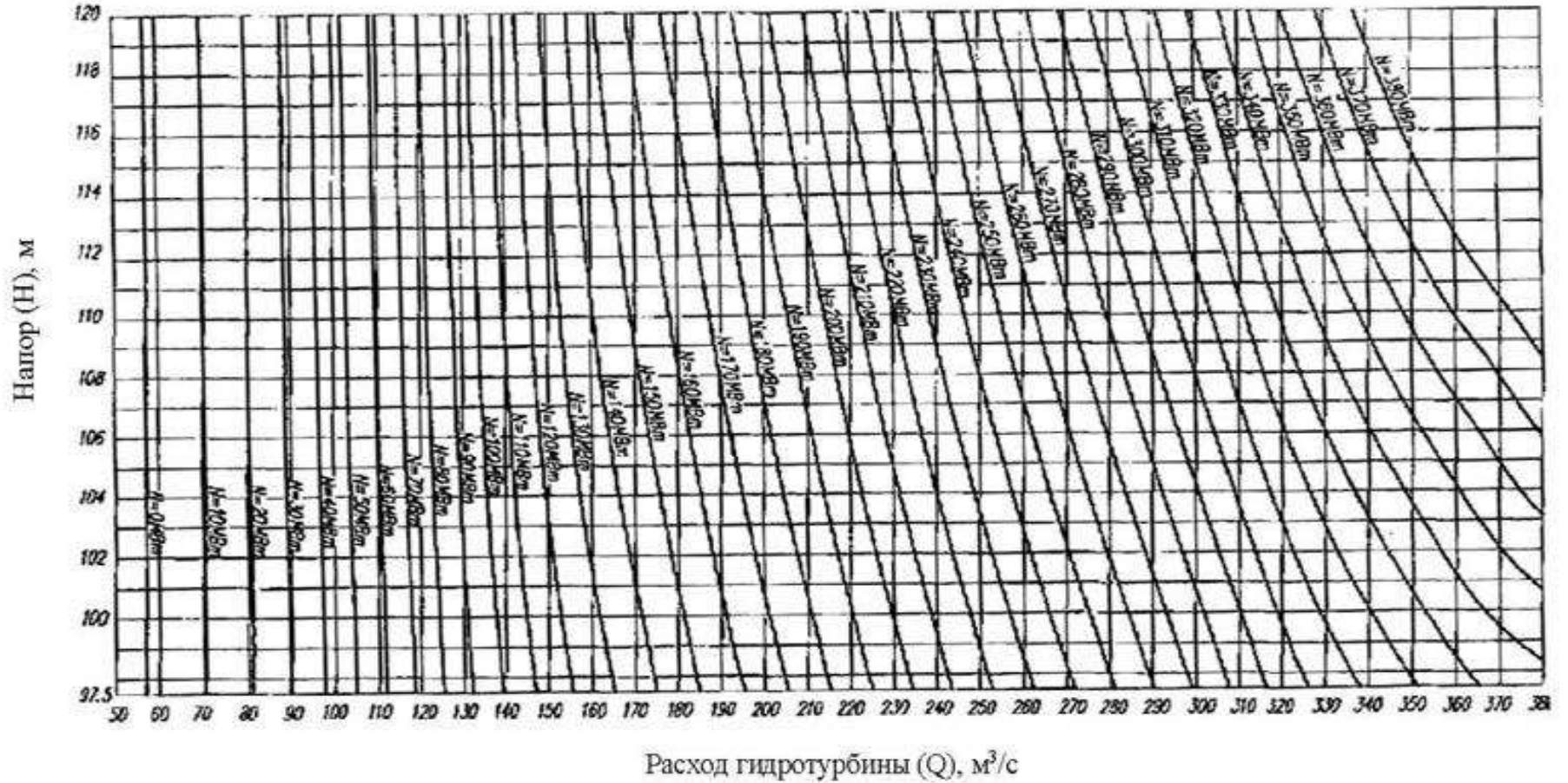


Рисунок Б.1 - Расходная характеристика турбины РО 140/0942-В-625 (гидроагрегаты № 1,2,4,5,6)

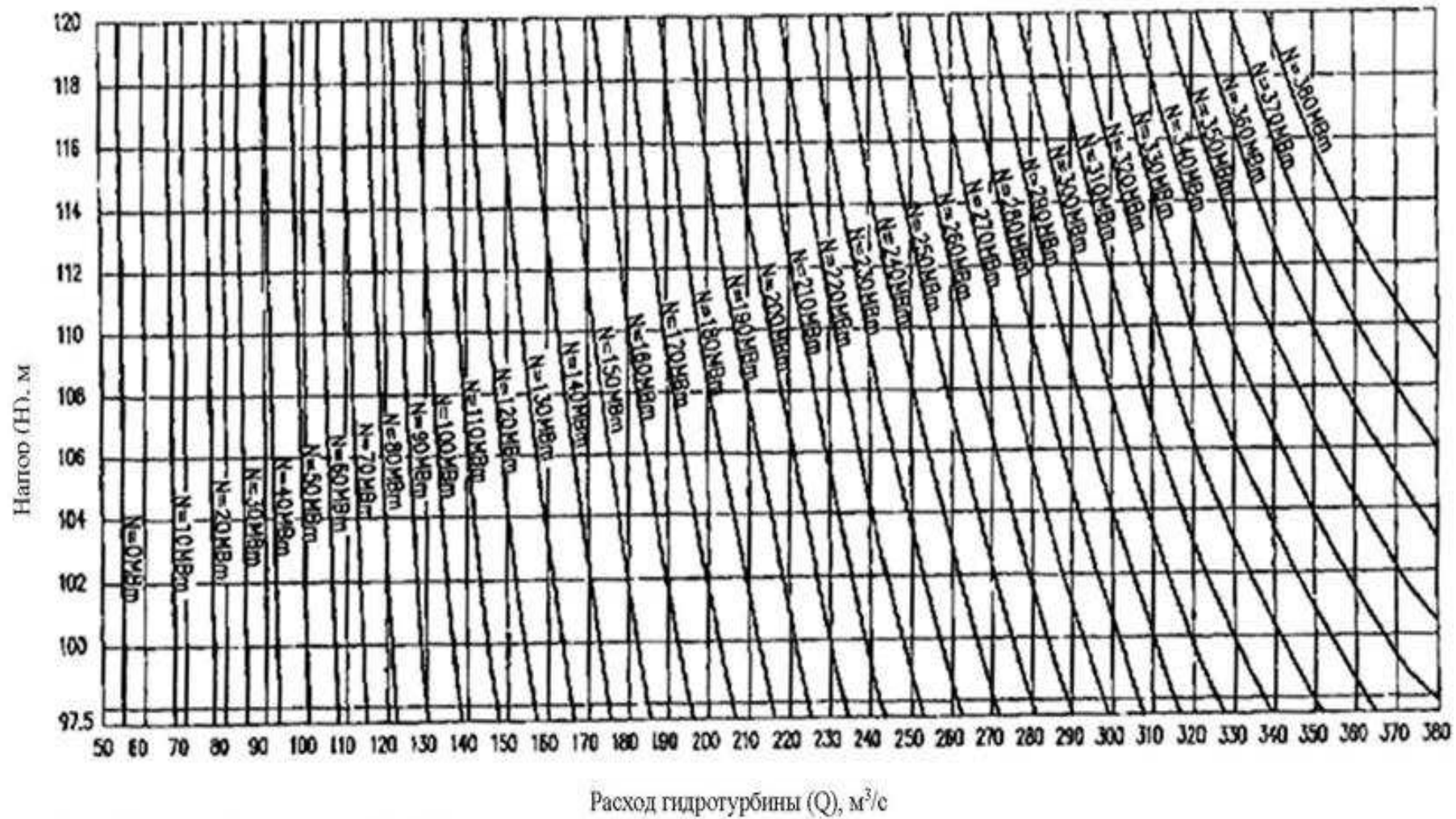


Рисунок Б.2 - Расходная характеристика турбины РО 140/0943-В-615 (ГА № 3)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Эксплуатационные характеристики турбин Бурейской ГЭС

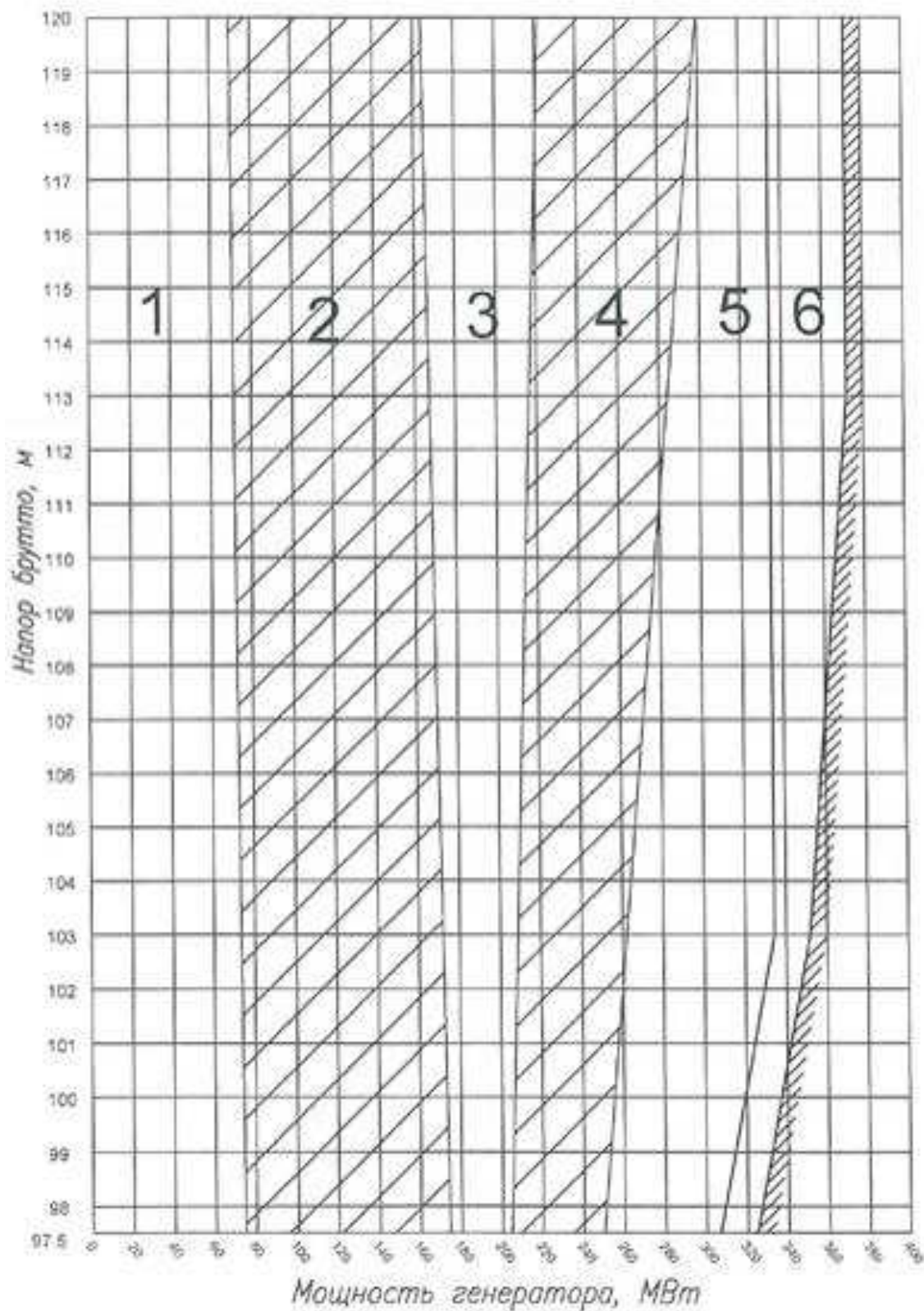


Рисунок В.1 - Эксплуатационная характеристика ГА1

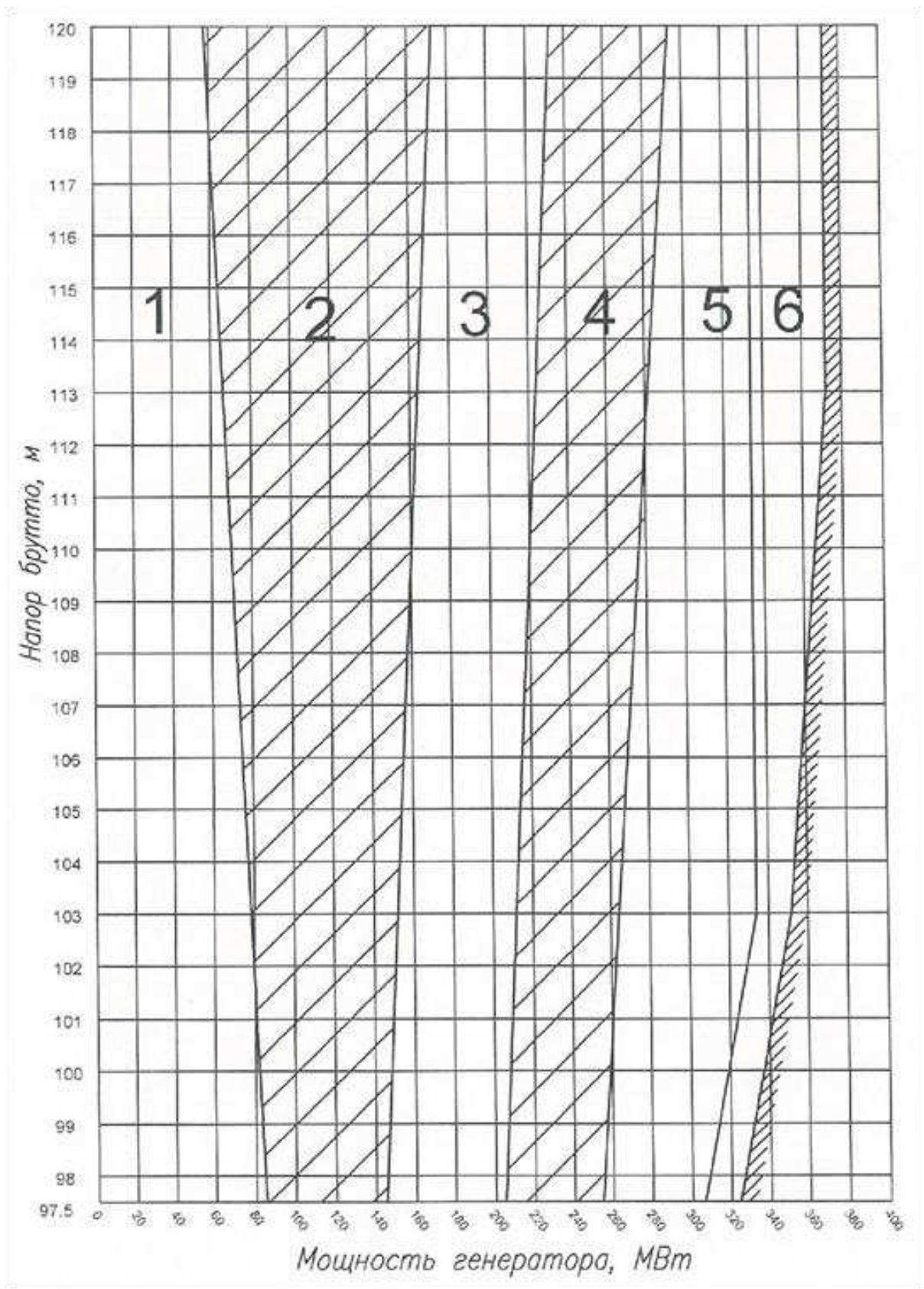


Рисунок В.2 - Эксплуатационная характеристика ГА2

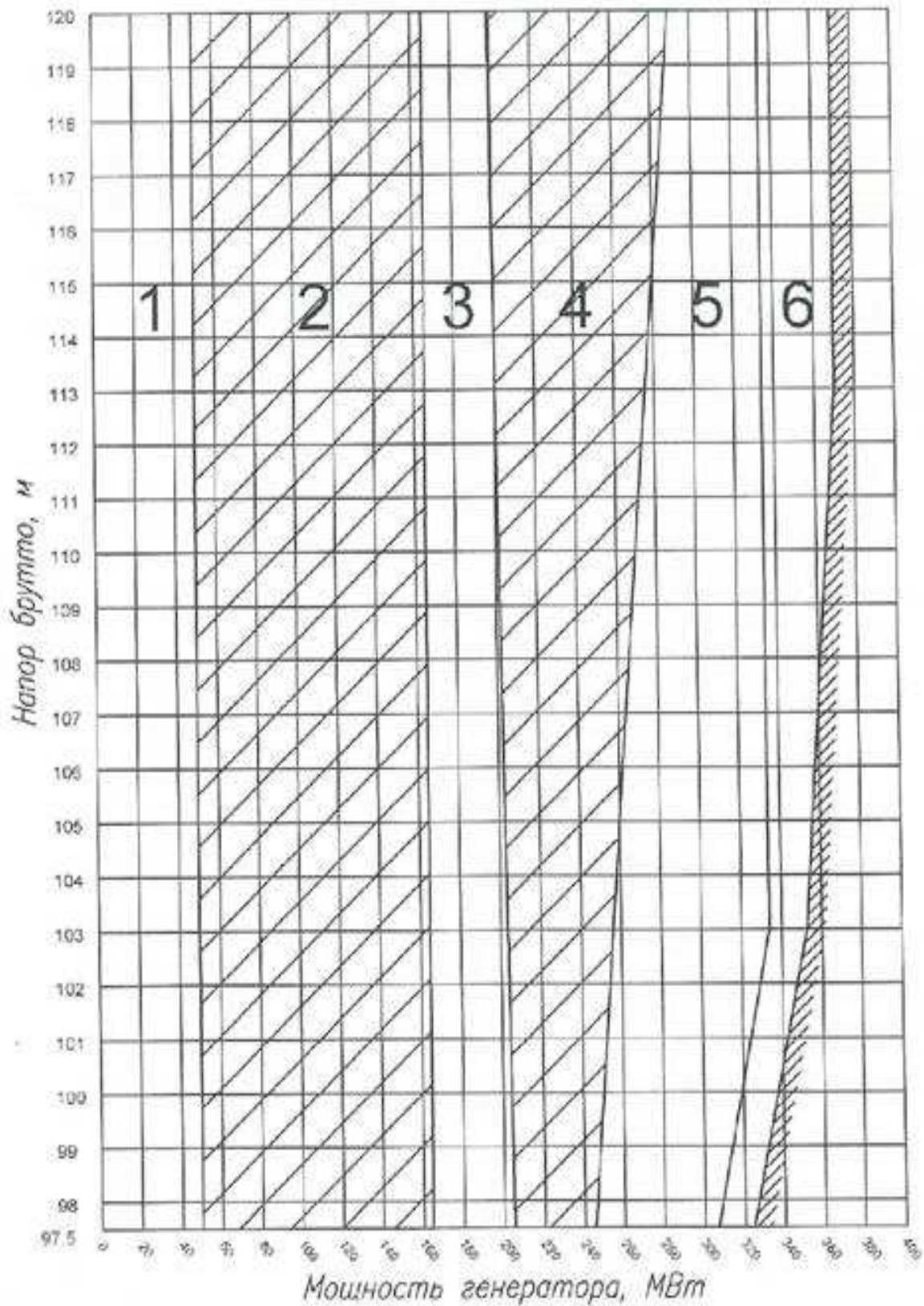


Рисунок В.3 - Эксплуатационная характеристика ГАЗ

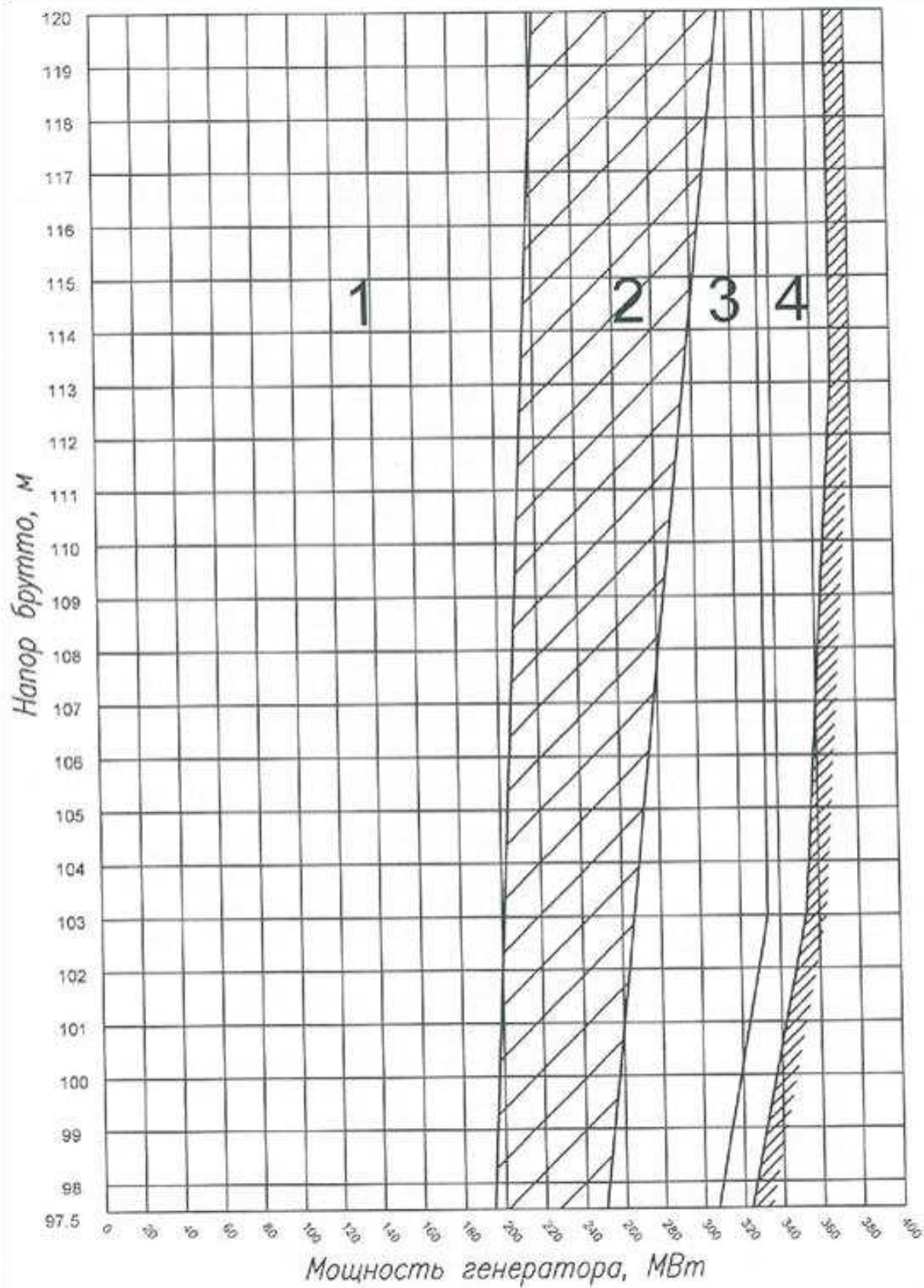


Рисунок В.4 - Эксплуатационная характеристика ГА4

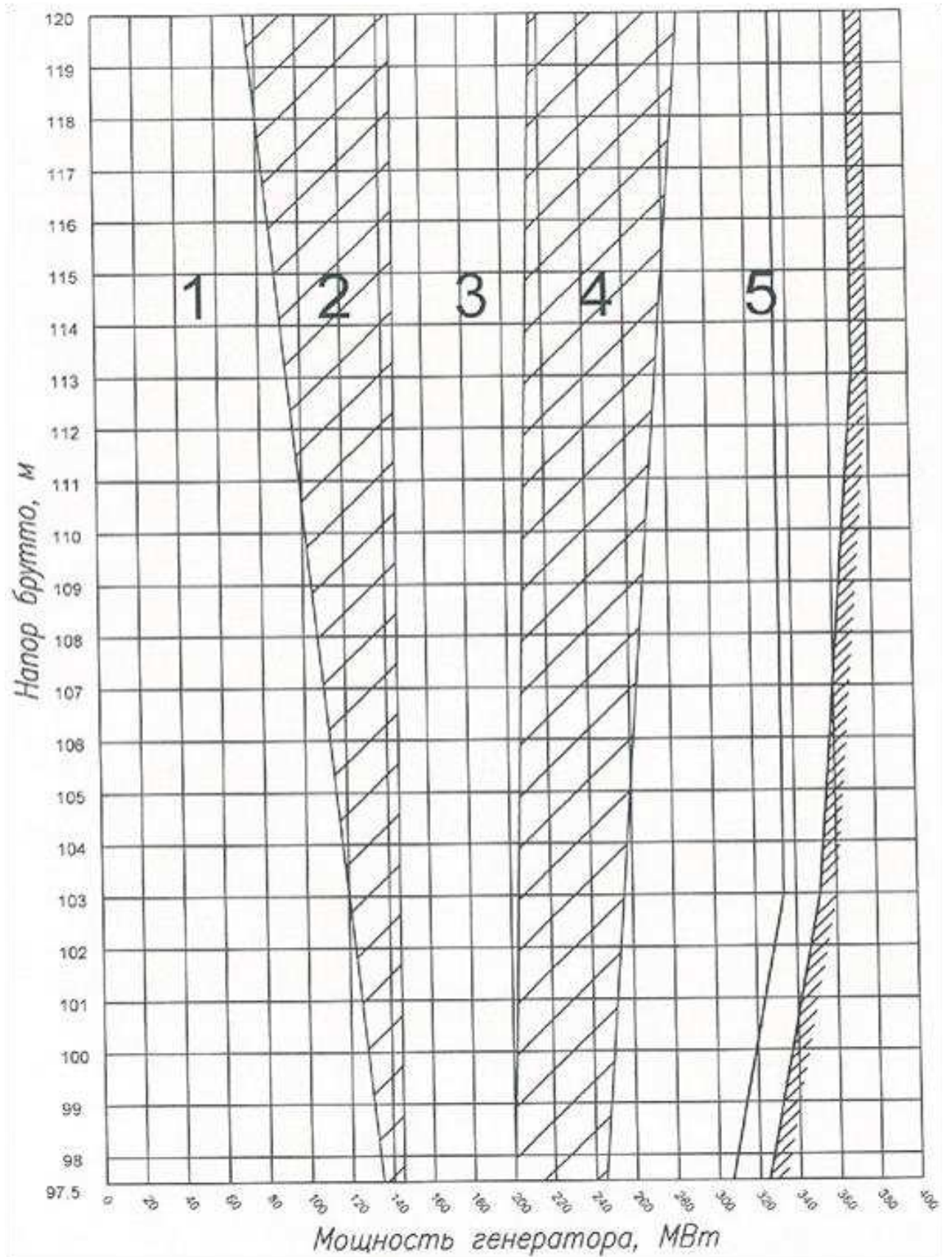


Рисунок В.5 - Эксплуатационная характеристика ГА5

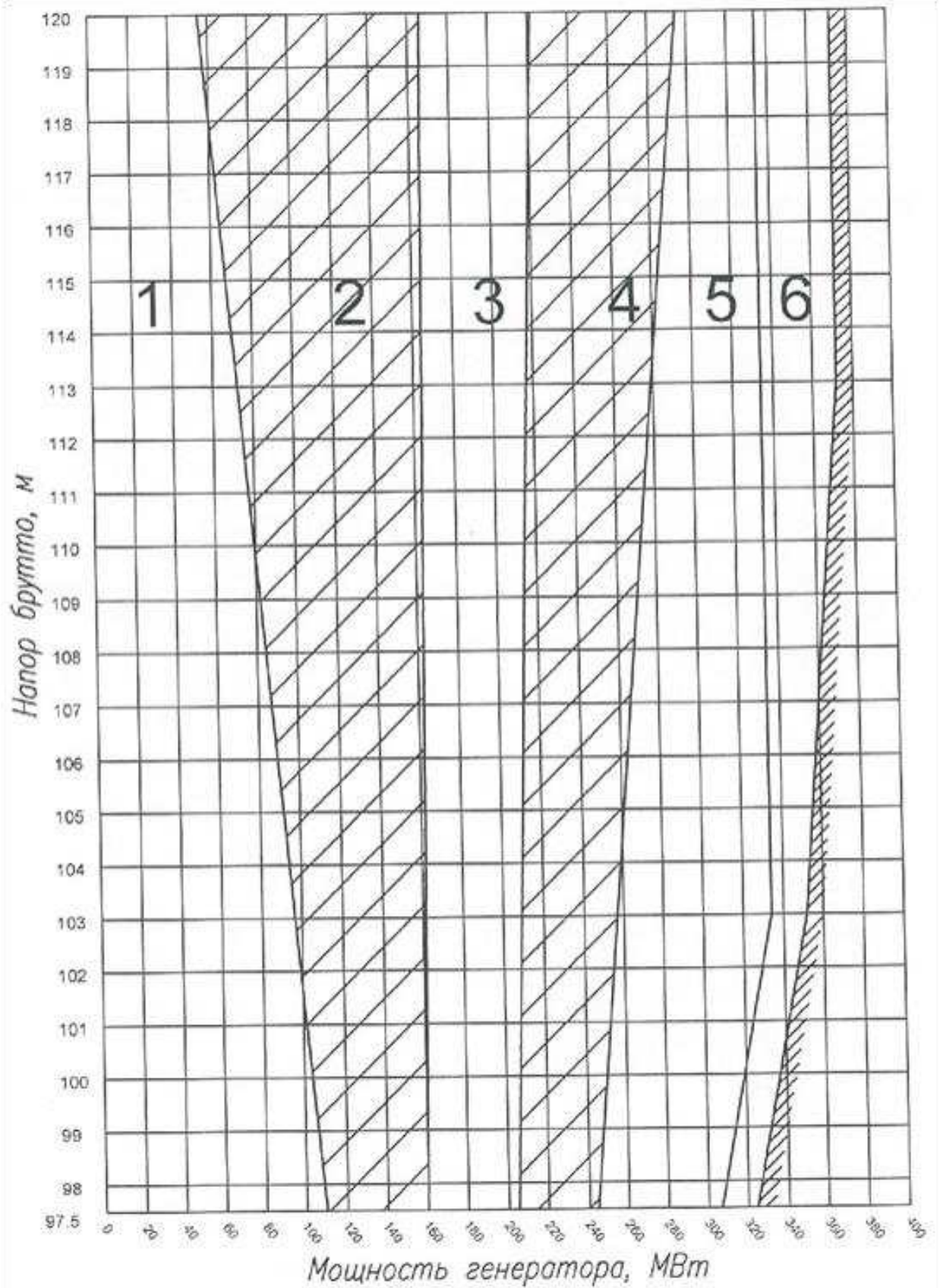


Рисунок В.6 - Эксплуатационная характеристика ГАБ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Фактический режим работы ГЭС

Таблица Г.1 - Фактический режим работы ГЭС 12 апреля

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	
0:00	46	0	290	65	0	308	709	102	0	312	115	0	328	857	99,3
1:00	49	0	292	69	0	309	718	104	0	314	117	0	329	864	99,3
2:00	37	0	281	51	0	305	675	95	0	304	106	0	326	831	99,3
3:00	27	0	273	39	0	303	642	87	0	297	96	0	323	803	99,3
4:00	25	0	271	35	0	302	632	85	0	295	93	0	322	795	99,3
5:00	36	0	281	51	0	305	673	95	0	304	105	0	326	830	99,3
6:00	22	0	268	31	0	302	623	83	0	293	91	0	322	789	99,3
7:00	31	0	276	43	0	304	654	90	0	300	100	0	324	814	99,3
8:00	35	0	280	49	0	305	669	93	0	302	104	0	325	824	99,3
9:00	34	0	279	48	0	304	665	93	0	302	103	0	325	823	99,3
10:00	36	0	281	51	0	305	673	95	0	304	105	0	326	830	99,3
11:00	34	0	279	48	0	305	666	93	0	302	104	0	325	824	99,3
12:00	25	0	270	34	0	302	631	85	0	295	93	0	322	795	99,3
13:00	20	0	266	28	0	301	615	81	0	291	87	0	321	780	99,3
14:00	18	0	264	25	0	300	606	78	0	289	85	0	321	773	99,3
15:00	14	0	261	19	0	299	593	74	0	286	79	0	320	759	99,3
16:00	10	0	257	13	0	298	578	70	0	283	74	0	319	746	99,3
17:00	8	0	255	11	0	298	572	67	0	281	71	0	318	737	99,3
18:00	9	0	256	12	0	298	574	68	0	282	73	0	318	741	99,3
19:00	10	0	257	14	0	298	580	71	0	283	74	0	319	747	99,3
20:00	38	0	282	54	0	305	679	95	0	305	107	0	326	833	99,3
21:00	199	0	274	40	0	303	816	230	0	298	98	0	324	950	99,3
22:00	121	0	273	38	0	303	734	154	0	296	95	0	323	868	99,3
23:00	25	0	271	35	0	302	633,7	86	0	296	94	0	323	799	99,3
Выработка, МВт·ч							15611	Расход, м ³ /с							809

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 - Фактический режим работы ГЭС 15 октября

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м	
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма		
0:00	0	182	312	0	0	34	527	57	189	288	0	0	91	625	118,2	
1:00	0	55	330	0	0	54	439	0	106	302	0	0	106	514	118,2	
2:00	0	23	301	0	0	22	346	0	82	280	0	0	82	444	118,2	
3:00	0	35	312	0	0	34	381	0	92	289	0	0	92	473	118,2	
4:00	0	41	318	0	0	40	399	0	96	292	0	0	96	484	118,2	
5:00	0	41	317	0	0	40	398	0	96	292	0	0	96	484	118,2	
6:00	50	52	329	0	0	14	446	103	104	301	0	0	75	583	118,2	
7:00	317	36	313	0	0	0	666	293	92	289	0	0	0	674	118,2	
8:00	331	54	329	0	0	0	713	303	105	301	0	0	0	709	118,2	
9:00	332	55	331	0	0	0	718	303	106	302	0	0	0	711	118,2	
10:00	330	52	130	0	0	250	762	302	104	149	0	0	241	796	118,2	
11:00	329	51	42	0	0	327	748	301	103	92	0	0	300	796	118,2	
12:00	310	26	22	0	0	306	664	288	85	77	0	0	285	735	118,2	
13:00	310	26	99	0	0	306	741	288	85	128	0	0	284	785	118,2	
14:00	302	14	294	0	0	297	907	281	75	275	0	0	278	909	118,2	
15:00	309	24	300	0	113	233	979	287	84	279	0	139	229	1018	118,2	
16:00	311	26	304	0	83	230	954	288	86	282	0	123	226	1005	118,2	
17:00	327	49	325	0	0	325	1026	300	102	297	0	0	299	998	118,2	
18:00	330	54	329	0	0	329	1042	303	105	300	0	0	302	1010	118,2	
19:00	316	202	313	0	0	315	1145	291	206	289	0	0	291	1077	118,2	
20:00	301	297	293	0	0	297	1187	281	277	275	0	0	277	1110	118,2	
21:00	303	276	292	0	0	296	1168	282	262	274	0	0	276	1094	118,2	
22:00	306	20	296	0	0	299	921	285	80	276	0	0	279	920	118,2	
23:00	112	30	307	0	0	309	759	139	89	285	0	0	287	800	118,2	
	Выработка, МВт·ч							18035	Расход, м ³ /с							781

Окончание приложения Г

Таблица Г.3 - Фактический режим работы ГЭС 3 декабря

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м	
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма		
0:00	24	290	16	0	0	298	628	83	275	73	0	0	280	711	116,8	
1:00	48	42	29	0	0	312	431	101	98	83	0	0	291	573	116,8	
2:00	27	5	19	0	0	300	351	86	62	74	0	0	282	504	116,8	
3:00	17	0	14	0	0	295	326	78	0	70	0	0	278	426	116,8	
4:00	17	0	14	0	0	295	325	78	0	70	0	0	278	426	116,8	
5:00	20	0	15	0	0	296	331	80	0	72	0	0	279	431	116,8	
6:00	40	0	29	0	0	311	380	96	0	82	0	0	291	469	116,8	
7:00	272	0	22	0	0	304	597	261	0	77	0	0	285	623	116,8	
8:00	299	0	13	0	0	294	606	281	0	70	0	0	278	629	116,8	
9:00	312	0	60	0	0	308	680	292	0	104	0	0	288	684	116,8	
10:00	296	0	288	0	0	291	874	279	0	273	0	0	275	827	116,8	
11:00	297	0	289	0	0	292	877	279	0	273	0	0	276	828	116,8	
12:00	297	0	289	0	0	292	878	279	0	273	0	0	276	828	116,8	
13:00	306	0	300	0	0	302	907	286	0	282	0	0	284	852	116,8	
14:00	315	0	311	0	0	313	940	294	0	291	0	0	292	877	116,8	
15:00	326	13	326	0	0	326	991	302	74	301	0	0	302	979	116,8	
16:00	325	49	322	0	0	323	1020	301	102	299	0	0	300	1002	116,8	
17:00	313	173	313	0	0	315	1114	292	183	292	0	0	293	1060	116,8	
18:00	297	293	289	0	0	292	1170	279	276	273	0	0	276	1104	116,8	
19:00	309	160	296	0	0	299	1063	289	171	279	0	0	281	1020	116,8	
20:00	320	42	316	0	0	317	994	297	98	293	0	0	295	983	116,8	
21:00	321	44	317	0	0	318	1000	298	98	295	0	0	296	987	116,8	
22:00	325	50	323	0	0	324	1023	301	103	299	0	0	300	1003	116,8	
23:00	308	28	303	0	0	305	943	288	87	284	0	0	285	944	116,8	
	Выработка, МВт·ч							18448	Расход, м ³ /с							782

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Модель режима работы ГЭС

Таблица Д.1 - Модель режима работы ГЭС 12 апреля

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	
0:00	70	0	260	79	0	300	709	119	0	286	125	0	321	851	99,3
1:00	74	0	260	84	0	300	718	121	0	286	128	0	321	856	99,3
2:00	0	0	315	45	0	315	675	0	0	338	101	0	337	776	99,3
3:00	0	0	315	12	0	315	642	0	0	338	73	0	337	748	99,3
4:00	0	0	310	12	0	310	632	0	0	332	73	0	331	736	99,3
5:00	0	0	315	43	0	315	673	0	0	338	100	0	337	775	99,3
6:00	23	0	300	0	0	300	623	84	0	321	0	0	321	726	99,3
7:00	54	0	300	0	0	300	654	108	0	321	0	0	321	750	99,3
8:00	69	0	300	0	0	300	669	118	0	321	0	0	321	760	99,3
9:00	65	0	300	0	0	300	665	115	0	321	0	0	321	757	99,3
10:00	73	0	300	0	0	300	673	121	0	321	0	0	321	763	99,3
11:00	66	0	300	0	0	300	666	116	0	321	0	0	321	758	99,3
12:00	31	0	300	0	0	300	631	91	0	321	0	0	321	733	99,3
13:00	15	0	300	0	0	300	615	76	0	321	0	0	321	718	99,3
14:00	0	0	303	0	0	303	606	0	0	324	0	0	324	648	99,3
15:00	0	0	303	0	0	290	593	0	0	324	0	0	312	636	99,3
16:00	0	0	278	0	0	300	578	0	0	301	0	0	321	622	99,3
17:00	0	0	270	0	0	302	572	0	0	295	0	0	322	617	99,3
18:00	0	0	284	0	0	290	574	0	0	307	0	0	312	619	99,3
19:00	0	0	290	0	0	290	580	0	0	312	0	0	312	624	99,3
20:00	79	0	300	0	0	300	679	125	0	321	0	0	321	767	99,3
21:00	272	0	272	0	0	272	816	297	0	296	0	0	297	890	99,3
22:00	315	0	104	0	0	315	734	337	0	141	0	0	337	815	99,3
23:00	300	0	34	0	0	300	634	321	0	88	0	0	321	730	99,3
Выработка, МВт·ч							15611	Расход, м ³ /с							736

Продолжение приложения Д

Таблица Д.2 - Модель режима работы ГЭС 15 октября

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	
0:00	335	0	0	81	111	0	527	306	0	0	122	139	0	567	118,2
1:00	335	0	0	0	104	0	439	306	0	0	0	135	0	441	118,2
2:00	300	0	0	0	46	0	346	280	0	0	0	100	0	380	118,2
3:00	320	0	0	0	61	0	381	295	0	0	0	110	0	405	118,2
4:00	330	0	0	0	69	0	399	303	0	0	0	114	0	417	118,2
5:00	330	0	0	0	68	0	398	303	0	0	0	114	0	417	118,2
6:00	330	0	0	0	116	0	446	303	0	0	0	142	0	445	118,2
7:00	331	0	0	0	335	0	666	303	0	0	0	306	0	609	118,2
8:00	305	0	92	0	316	0	713	284	0	124	0	292	0	700	118,2
9:00	311	0	92	0	315	0	718	288	0	124	0	291	0	703	118,2
10:00	335	0	92	0	335	0	762	306	0	124	0	306	0	736	118,2
11:00	335	0	78	0	335	0	748	306	0	115	0	306	0	727	118,2
12:00	300	0	64	0	300	0	664	280	0	107	0	280	0	667	118,2
13:00	335	0	71	0	335	0	741	306	0	111	0	306	0	723	118,2
14:00	335	0	237	0	335	0	907	306	0	232	0	306	0	844	118,2
15:00	335	0	309	0	335	0	979	306	0	286	0	306	0	898	118,2
16:00	335	0	284	0	335	0	954	306	0	267	0	306	0	879	118,2
17:00	327	49	325	0	325	0	1026	300	102	297	0	299	0	998	118,2
18:00	330	54	329	0	329	0	1042	303	105	300	0	302	0	1010	118,2
19:00	316	202	313	0	315	0	1145	291	206	289	0	291	0	1077	118,2
20:00	301	297	293	0	297	0	1187	281	277	275	0	277	0	1110	118,2
21:00	303	276	292	0	296	0	1168	282	262	274	0	276	0	1094	118,2
22:00	307	0	308	0	307	0	922	285	0	285	0	285	0	855	118,2
23:00	335	0	89	0	335	0	759	306	0	122	0	306	0	734	118,2
	Выработка, МВт·ч						18035	Расход, м ³ /с						727	

Окончание приложения Д

Таблица Д.3 - Модель режима работы ГЭС 3 декабря

Время,ч	Мощность, МВт							Расход, м ³ /с							Напор,м	
	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма	ГА1	ГА2	ГА3	ГА4	ГА5	ГА6	Сумма		
0:00	0	293	0	0	0	335	628	0	277	0	0	0	309	586	116,8	
1:00	0	96	0	0	0	335	431	0	131	0	0	0	309	440	116,8	
2:00	0	30	0	0	0	321	351	0	89	0	0	0	298	387	116,8	
3:00	0	26	0	0	0	300	326	0	86	0	0	0	282	368	116,8	
4:00	0	25	0	0	0	300	325	0	85	0	0	0	282	367	116,8	
5:00	0	31	0	0	0	300	331	0	90	0	0	0	282	372	116,8	
6:00	0	60	0	0	0	320	380	0	109	0	0	0	298	407	116,8	
7:00	0	297	0	0	0	300	597	0	280	0	0	0	282	562	116,8	
8:00	0	300	0	0	0	306	606	0	282	0	0	0	287	569	116,8	
9:00	312	0	60	0	0	308	680	292	0	104	0	0	288	684	116,8	
10:00	288	0	301	0	0	285	874	273	0	283	0	0	271	827	116,8	
11:00	297	0	289	0	0	292	877	279	0	273	0	0	276	828	116,8	
12:00	297	0	289	0	0	292	878	279	0	273	0	0	276	828	116,8	
13:00	306	0	300	0	0	302	907	286	0	282	0	0	284	852	116,8	
14:00	313	0	313	0	0	314	940	292	0	292	0	0	293	877	116,8	
15:00	330	0	330	0	0	331	991	305	0	305	0	0	306	916	116,8	
16:00	325	49	322	0	0	323	1020	301	102	299	0	0	300	1002	116,8	
17:00	313	173	313	0	0	315	1114	292	183	292	0	0	293	1060	116,8	
18:00	297	293	289	0	0	292	1170	279	276	273	0	0	276	1104	116,8	
19:00	309	160	296	0	0	299	1063	289	171	279	0	0	281	1020	116,8	
20:00	331	0	332	0	0	331	994	306	0	306	0	0	306	918	116,8	
21:00	333	0	334	0	0	333	1000	307	0	308	0	0	307	922	116,8	
22:00	321	60	321	0	0	321	1023	298	109	297	0	0	298	1002	116,8	
23:00	310	0	310	0	0	323	943	290	0	290	0	0	300	880	116,8	
	Выработка, МВт·ч							18448	Расход, м ³ /с							741

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Сравнение фактических и модельных показателей

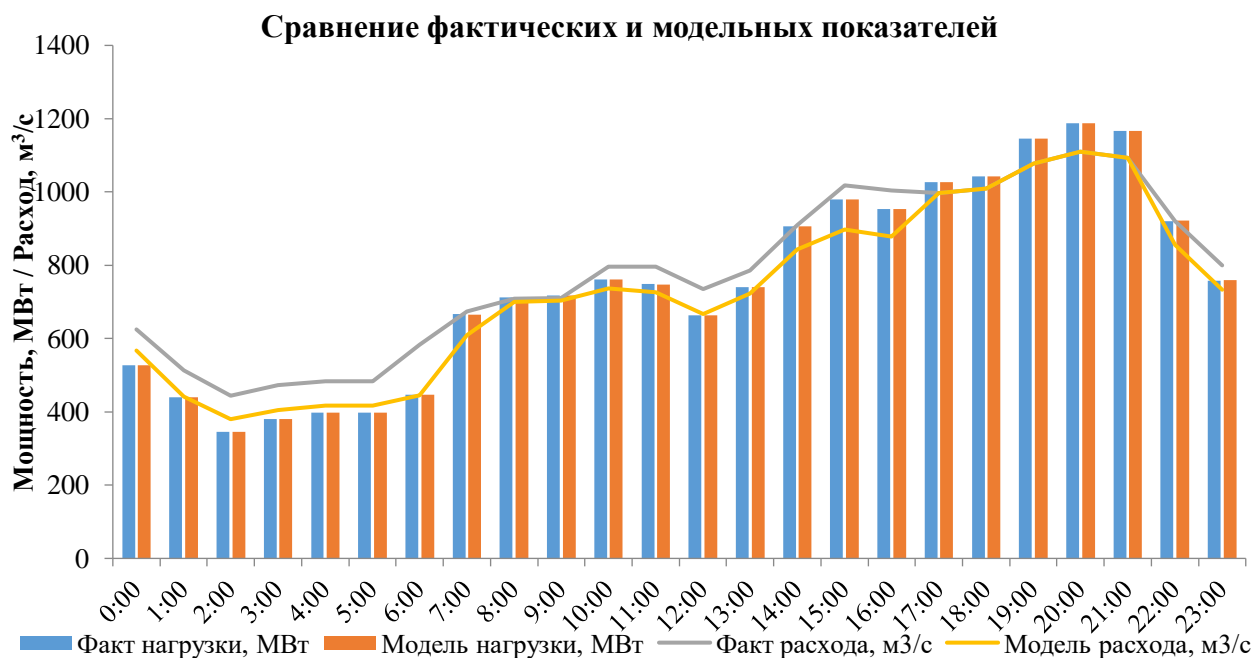
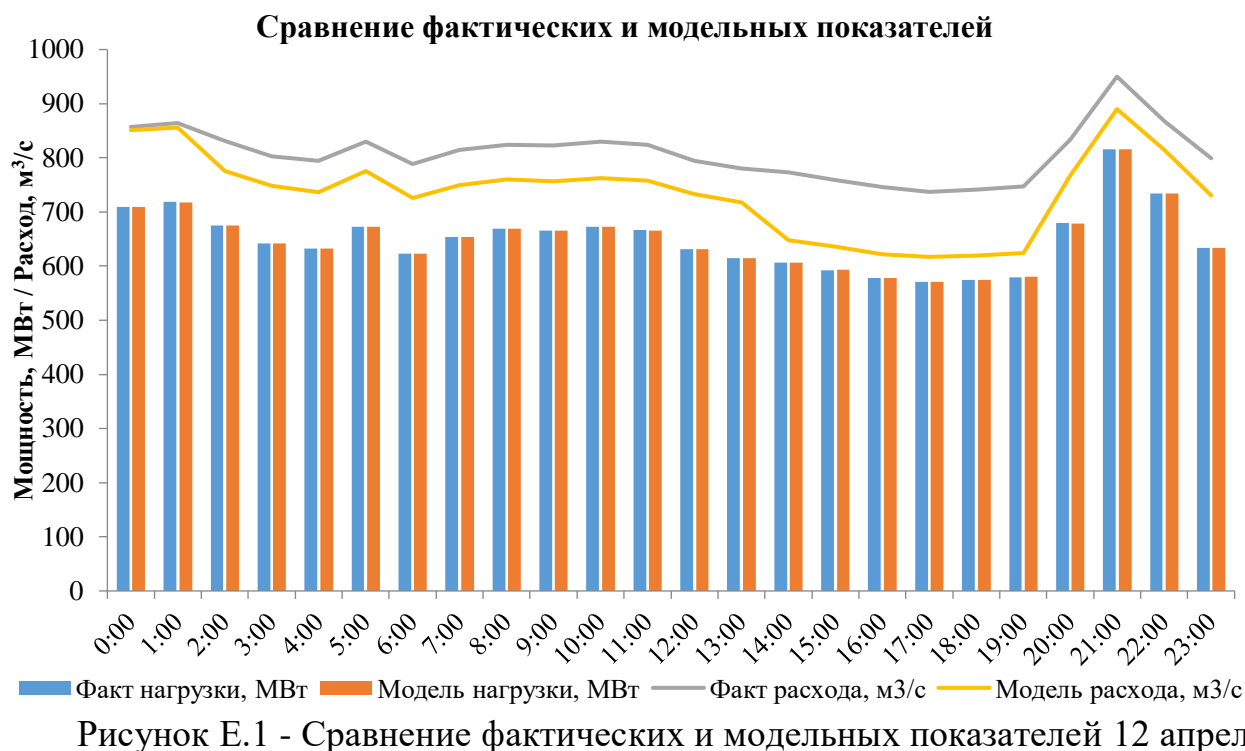


Рисунок Е.2 - Сравнение фактических и модельных показателей 15 октября

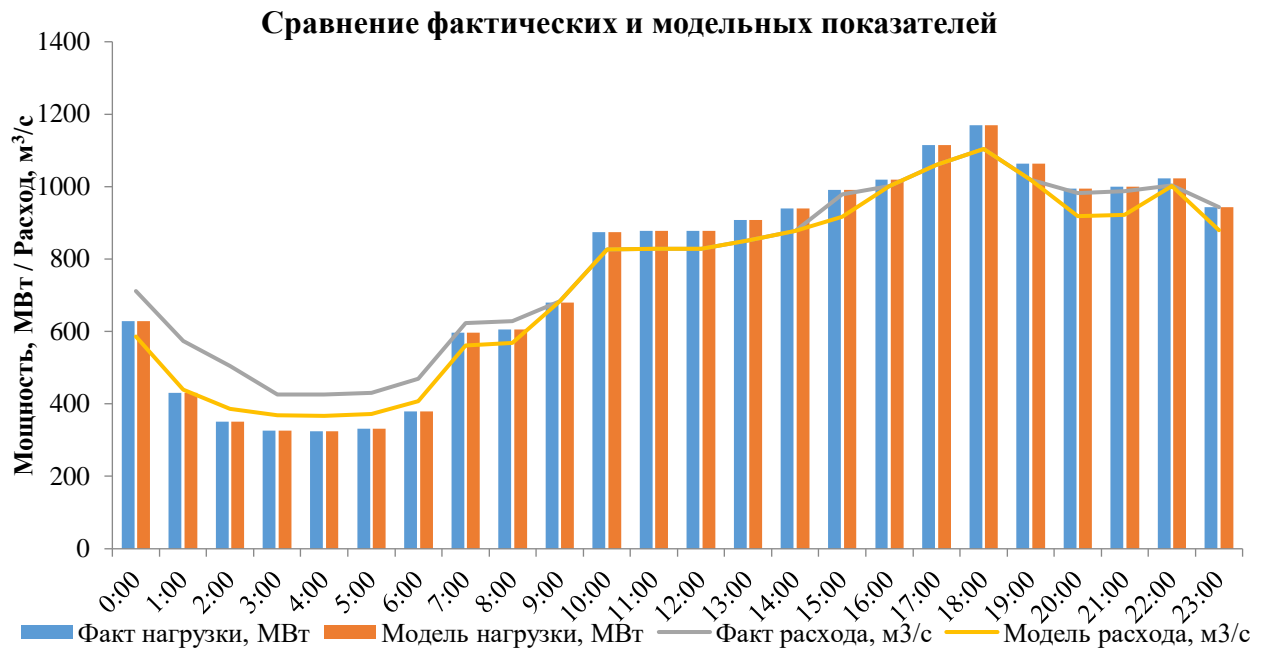


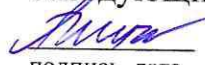
Рисунок Е.3 - Сравнение фактических и модельных показателей 3 декабря

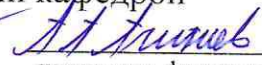
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись, дата
« 02 »


инициалы, фамилия
07 2020 г.

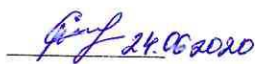
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЧИСЛА, СОСТАВА И СТЕПЕНИ НАГРУЗКИ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

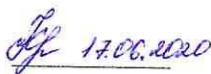
Научный
руководитель


подпись, дата

Доцент
кафедры
ГГЭЭС
должность

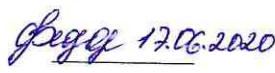
С.В. Митрофанов
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Ю.А. Крашенинина
инициалы, фамилия

Рецензент


подпись, дата

Руководитель
ГР ОС Филиала
ПАО «РусГидро»-
«Бурейская ГЭС»
должность

Н.В. Федореева
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020