

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



Панова Яна Валерьевна

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ
АГРЕГАТОВ НА ГЭС НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
Секретарёв Юрий Анатольевич
доктор технических наук, профессор

Новосибирск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОАГРЕГАТАМИ НА ГЭС	13
1.1 Управление объектами электроэнергетики	13
1.2 Технологическое управление режимами работы гидроагрегатов ГЭС.....	16
1.3 Оперативное управление составом работающего оборудования на ГЭС.....	21
1.4 Ситуационное управление составом работающего оборудования на ГЭС ..	27
Выводы по главе 1.....	41
2 ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ.....	43
2.1 Оценка эксплуатационного состояния оборудования ГЭС	43
2.2 Основные понятия теории нечётких множеств и теории возможностей	45
2.3 Контроль эксплуатационного состояния оборудования с представлением его параметров в виде нечетких интервалов	48
2.4 Относительные показатели: их роль и типология	52
2.5 Формулы перехода параметров нечеткого интервала к относительным единицам	55
2.6 Расчет функций принадлежности для параметров гидроблока	58
2.7 Расчет оценок эксплуатационного состояния гидроагрегата	64
2.8 Модель получения оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегата на основе обобщенного нечеткого интервала	72
2.9 Расчет оценок текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов при использовании различных методов.....	89
Выводы по главе 2.....	100
3 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧНОСТИ РЕЖИМА РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТОВ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ.....	102
3.1 Энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС	102

3.2	Натурные энергетические испытания гидроагрегатов и построение их характеристик	109
3.3	Исследование целесообразности использования теории возможностей для анализа экономичности текущего режима работы гидроагрегатов.....	118
3.4	Модель получения оценки экономичности текущего режима работы гидроагрегата.....	119
3.5	Определение оптимального количества агрегатов на ГЭС с использованием оценки экономичности текущего режима работы.....	126
	Выводы по главе 3.....	129
4	МОДЕЛИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ И РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ НА ГЭС.....	131
4.1	Место подсистем СППР и РУСА в контуре ситуационного управления гидроэлектростанцией	131
4.2	Разработка подсистемы поддержки принятия решений на ГЭС.....	133
4.3	Разработка подсистемы рационального управления составом агрегатов на ГЭС	140
	Выводы по главе 4.....	160
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	162
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	164
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	166
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Параметры эксплуатационного состояния гидроблоков ГЭС: карты уставок, функции принадлежности нечётких интервалов, исходные данные для расчета оценок текущего состояния.....	178
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ	195
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Справки и Акты внедрения научных результатов диссертации.....	197

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Гидроэлектростанции – это уникальные, технически сложные объекты. Ввиду особенностей своего функционирования, они имеют целый ряд преимуществ перед электростанциями других типов. К ним относятся: низкая себестоимость производства электроэнергии, отсутствие вредных выбросов в атмосферу, высокая маневренность. Последняя особенность позволяет гидроэлектростанциям работать в пиковой и полупиковой зонах графика нагрузки энергосистемы, что делает их незаменимыми для обеспечения всех нужд потребителей электроэнергии. При этом частая смена вырабатываемой гидроагрегатами мощности в широком диапазоне требует наличия специализированных систем управления нормальными режимами на станции.

Развитие современной гидроэнергетики невозможно без совершенствования средств, обеспечивающих мониторинг текущего состояния оборудования в целях обеспечения надежности и определения наиболее эффективных режимов его работы. Также, одной из важнейших задач при эксплуатации гидроэлектростанций является рациональное использование гидроресурсов. Одним из способов повышения эффективности использования гидроресурсов и, следовательно, работы станции, является определение оптимального состава гидроагрегатов при оптимальном распределении нагрузки между ними [1].

Таким образом, задача оптимизации на ГЭС сводится к повышению КПД гидроагрегатов, несущих нагрузку при соблюдении всех требований к надежности их функционирования. Сложность решения данной задачи заключается в её многокритериальности, а также необходимости выполнения большого количества ограничений, среди которых:

- необходимость выполнения гидроэлектростанцией системных функций по поддержанию напряжения в энергосистеме и регулированию перетоков мощности, при том условии, что

количество гидроагрегатов может находиться в пределах от одного до нескольких десятков;

- необходимость исполнения планового диспетчерского графика и плана по выработке электроэнергии;
- необходимость рационального использования механического ресурса гидроагрегатов и т.д.

Все эти условия должны быть учтены в той или иной степени в процессе выбора оптимального состава агрегатов. Кроме решения задачи оптимизации состава агрегатов, система рационального управления должна также решать задачу определения очередности подключения/отключения агрегатов к числу работающих при плановом изменении нагрузки.

В настоящее время, задача многокритериальной оптимизации режима не решена на абсолютном большинстве гидроэлектростанций. Ведение режима осуществляется по заранее определенному плану без учета степени износа генерирующего оборудования. Недопустимость такой работы ГЭС, к сожалению, доказывают аварии, происходящие на станциях.

Всё вышесказанное позволяет утверждать, что исследования, направленные на изучение и разработку систем мониторинга и оптимизации режимов работы ГЭС актуальны и на сегодняшний день.

Степень разработанности темы. В нашей стране существуют исследования, посвященные разработке алгоритмов по поиску рационального состава гидроагрегатов (подсистема РУСА). Одним из основоположников развития подсистемы РУСА в СССР и России в 70-х годах двадцатого века была Т. А. Филиппова. В своих работах она представила модели и методы рационального управления составом агрегатов, которые легли в основу системы АСУ ТП Воткинской и Красноярской гидроэлектростанций [2-7].

Основу методики определения рационального состава агрегатов по критерию наилучшего эксплуатационного состояния, предложенной Ю. А. Секретаревым в 90-х годах прошлого века составляет теория возможностей, а многокритериальная оптимизация производится по правилу свертывания

отдельных критериев эксплуатационного состояния и текущей экономичности режима [8-10].

Помимо указанных исследователей, большой вклад в разработку систем управления составом агрегатов на гидроэлектростанциях внесли: В. М. Горнштейн, В. Л. Жирнов, В. Г. Журавлев, Н. А. Картвелишвили, Г. С. Киселёв, М. Д. Кучкин, А. И. Лазебник, Н. К. Малинин, В. И. Обрезков, Г. М. Павлов, К. А. Смирнов, М. Г. Тягунов, В. Д. Урин, М. П. Федоров, Е. В. Цветков и др.

В последнее время многие исследователи и организации вновь возродили интерес к данному направлению в науке. Примером может служить распоряжение ПАО «РусГидро» от 19.01.2017 № 17р, где представлены базовые требования по организации методических указаний в целях реализации концепции рационального управления составом гидроагрегатов. Среди актуальных современных разработок также можно выделить разработки НПФ «Ракурс», описывающие применение подсистемы РУСА на Братской и Усть-Илимской ГЭС [11].

Анализ зарубежных научных источников свидетельствует о большом числе публикаций о методах многокритериальной оптимизации с учетом степени экономичности и текущих надёжностных показателей гидроагрегатов. Например, в некоторых работах зарубежных учёных приводится многоцелевая оптимизация при регулировании состояния гидроагрегатов методом стохастического двойного динамического программирования, также рассматривается многоцелевая долгосрочная оптимизация режимов энергосистем с использованием генетических алгоритмов, а краткосрочная оптимизация – с использованием алгоритмов линейного программирования [12-15].

Современные возможности вычислительной техники и уровень знаний позволяют вернуться к решению проблемы создания обновленного режима «советчика» в системе управления режимами ГЭС, который осуществлял бы поддержку принятия решений.

Цель диссертационной работы. Используя методы теории возможностей, разработать алгоритм системы многоцелевого управления составом агрегатов и их загрузкой, в которой наиболее полно на основе теории возможностей учитываются и оцениваются текущее состояние гидроагрегатов, требования энергосистемы к режиму работы, а также текущие параметры экономичности выработки электроэнергии.

В конечном счете, реализация принципов и алгоритмов подсистемы рационального управления составом агрегатов на основе теории возможностей приведет к повышению эффективности работы гидроэлектростанции, выраженной в увеличении продолжительности межремонтных периодов агрегатов, возможности предотвращения аварийных ситуаций, рациональном использовании водных ресурсов водохранилищ.

Задачи, поставленные для достижения цели работы:

1. Определить оптимизационные критерии в управлении гидроэлектростанцией на основе анализа исследований по разработке, созданию и опыта эксплуатации подсистем РУСА на различных гидростанциях.
2. Разработать на основе теории возможностей методику оценки важности и значимости состава гидроагрегатов с учетом эксплуатационной надежности и текущей экономичности режимов их работы.
3. Разработать принципы и алгоритмы оптимизации работы гидроагрегатов ГЭС по отдельному оптимизационному критерию, а также с учетом их компромисса.
4. Разработать и реализовать в программном комплексе MatLAB математические модели и алгоритмы функционирования системы поддержки принятия решений (СППР) и подсистемы рационального управления составом агрегатов (РУСА), основанных на вышеуказанных подходах.

Объект исследования. Система управления составом агрегатов на ГЭС.

Предмет исследования. Принципы, методы и модели ситуационного многоцелевого управления составом агрегатов на ГЭС, основанном на оценках текущего эксплуатационного состояния оборудования и показателях текущей экономичности текущего режима их работы.

Научная новизна:

1. Разработаны правила масштабирования нечетких интервалов, которые позволяют осуществлять сравнительный анализ различных по своей физической сущности параметров контроля за текущим состоянием оборудования гидроагрегатов.
2. Обоснована целесообразность оценивания важности и значимости состава гидроагрегатов с учетом их текущего эксплуатационного состояния, на основе разработанных правил масштабирования.
3. Впервые введено понятие обобщенного нечеткого интервала как способа получения текущего "снимка" интегрального (полного) эксплуатационного состояния гидроагрегата на основе фактических показаний датчиков автоматического контроля режима его работы.
4. Разработаны алгоритмы управления составом гидроагрегатов на ГЭС по двум критериям: на основе обобщенных нечетких интервалов их эксплуатационного состояния, реализации текущей оценки экономичности режима работы гидроагрегата с учетом изменчивости энергетической характеристики турбины, а также путем компромисса между этими критериями.

Практическая ценность и реализация результатов:

1. Предложенные методы расчета оценок экономичности текущего режима работы и эксплуатационного состояния каждого из гидроагрегатов на станции позволяют определять диапазоны рекомендуемых мощностей для каждого гидроагрегата, при работе в которых будет достигнут наилучший КПД станции при распределении нагрузки между наиболее надёжными агрегатами.

2. Разработанная модель получения результирующей оценки текущего состояния гидроагрегата позволяет решать задачу выбора наилучшего состава работающих агрегатов в режиме реального времени и может быть положена в основу работы системы рационального управления составом агрегатов на ГЭС.
3. Сформулированная обновлённая концепция системы управления нормальными режимами работы гидроэлектростанции на основе методов теории возможностей позволит усовершенствовать алгоритмы подсистемы РУСА в части визуализации текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов, а также улучшить технико-экономические показатели станции.
4. Практическое применение представленных в диссертации алгоритмов, положений и выводов подтверждается справками об использовании научных достижений и актами внедрения, полученными от Новосибирской, Саяно-Шушенской и Нурекской гидроэлектростанций.
5. Разработанные концепции, принципы и методики ситуационного управления излагаются в курсах «Гидроэнергетика» и «Выбор и принятие решений в электроэнергетике» в Новосибирском государственном техническом университете, что подтверждается актом внедрения положений диссертационной работы в учебный процесс указанного вуза.

Методы исследования. В диссертации используются как теоретические, так и экспериментальные методы. В качестве теоретических методов применяются положения теории вероятностей и математической статистики, теории автоматического управления, теории надёжности, теории возможностей, теории нечётких множеств, а также методы многокритериальной оптимизации. К числу экспериментальных методов можно отнести проведение верификации теоретических положений с разработкой компьютерных моделей в программной среде MatLAB Simulink.

Положения, выносимые на защиту:

1. Правила масштабирования, позволяющие сравнивать между собой различные по своей физической сущности параметры контроля за текущим состоянием оборудования гидроагрегатов, представленные нечеткими интервалами.
2. Метод расчёта обобщенного нечёткого интервала как интегральной оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегата, полученной на основе фактической информации от различных датчиков контроля.
3. Метод расчёта оценки текущей степени экономичности текущего режима работы гидроагрегата, основанный на представлении показаний энергетических характеристик в виде нечётких интервалов.
4. Модель системы поддержки принятия решений при двухкритериальном управлении составом гидроагрегатов, в которой реализуется управление по критерию максимальной надёжности или наибольшей экономичности режима работы ГЭС, а также компромиссное между ними решение.
5. Модель системы рационального управления составом агрегатов, определяющая состав и загрузку оборудования, при котором достигается максимально возможный КПД станции при заданном значении вырабатываемой мощности с учетом текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов.

Достоверность и обоснованность полученных результатов обеспечивается корректным использованием математического аппарата, соответствием результатов аналитического расчёта оптимизационных показателей текущего эксплуатационного состояния и экономичности режима работы гидроагрегата (на примере Новосибирской ГЭС) проведенным вычислительным экспериментам.

Используемые в расчетах методы теории нечетких множеств, теории возможностей, а также оптимизационные алгоритмы хорошо изучены и неоднократно доказали правомерность своего использования. Основные результаты и положения диссертации докладывались и обсуждались на

различных всероссийских и международных конференциях с привлечением, в том числе, сотрудников службы эксплуатации действующих гидроэлектростанций.

Личный вклад автора: приведенные в работе теоретические и методические положения, описывающие способы расчёта текущих оценок эксплуатационного состояния и экономичности режима работы гидроагрегатов, математические алгоритмы подсистем СППР и РУСА, результаты экспериментов получены лично соискателем. Концептуальные положения диссертации, постановка задач, выбор методов исследования, а также анализ результатов обсуждались совместно с научным руководителем. Разработка программ для ЭВМ выполнена совместно с соавторами.

Соответствие диссертации паспорту специальности. Сведения, содержащиеся в диссертационной работе, соответствуют следующим пунктам Паспорта специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы:

- пункт 2 – «Разработка методов анализа режимных параметров основного оборудования электростанций»;
- пункт 5 – «Разработка методов диагностики электрооборудования электроустановок»;
- пункт 6 – «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- пункт 13 – «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных и всероссийских конференциях: «Наука. Технологии. Инновации (НТИ)» (г. Новосибирск, 2014, 2016, 2017 гг.), «Electrical Engineering, Energy, Mechanical Engineering (EEM)» (г. Новосибирск, 2014 г.), «Гидроэнергетика в XXI веке» (пос. Черёмушки, 2014, 2015, 2017, 2018 гг.), «Энергия» (г. Иваново, 2015, 2016 гг.), «International conference on industrial engineering, applications and manufacturing (ICIEAM)» (г. Челябинск, 2016 г.), «Борисовские чтения» (г. Красноярск, 2017 г.),

«Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП)» (г. Новосибирск, 2018 г.), «Энергетические системы» (г. Белгород, 2018 г.) и др.

Публикации. По материалам диссертации опубликована 21 печатная работа, в том числе 4 – в рецензируемых изданиях из перечня, рекомендованных ВАК Российской Федерации, 2 – в изданиях, индексируемых в наукометрических базах Scopus и Web of Science, 2 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объём диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 102 библиографические ссылки и 3 приложений. Текст диссертации изложен на 200 страницах, содержит 59 рисунков и 15 таблиц.

1 УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОАГРЕГАТАМИ НА ГЭС

1.1 Управление объектами электроэнергетики

Любое действие представляет собой физическую работу, принятие каких-либо решений и выработку на их основе указаний или рекомендаций, создание новых или совершенствование существующих знаний и технических средств, воспитание и обучение людей.

Действие, совершаемое в направлении достижения цели существования общества – его выживания и развития, понимается как *управление*. Это значит, что вся деятельность общества является управляемой, а управление – всеобъемлющим специфическим видом деятельности, определяющим существование общества. Таким образом, широта и важность проблемы управления делают необходимым изучение его существующих закономерностей.

Управление Единой энергосистемой представляет собой весьма сложную задачу. Сложность управления связана, в первую очередь, непрерывностью производства электроэнергии и требованием строго выполнения баланса выработанной и потребляемой мощностей. Дополнительные трудности вызывают обширные территории размещения электроэнергетических объектов.

Одним из важнейших критериев управления энергетическими объектами является реализация *наиболее экономически выгодных режимов работы* при сохранении *высокого уровня надёжности* энергоснабжения и необходимого *уровня качества вырабатываемой электроэнергии* [16-19]. Наряду с основными требованиями к режиму работы энергосистемы могут предъявляться дополнительные требования, определяемые связями энергетики с другими отраслями экономики. Таковыми, например, могут быть: преимущественное сжигание некоторых видов топлива или, наоборот, их экономия, изменение режима работы ГЭС для обеспечения нужд сельского или коммунального хозяйств.

Функционирование ЭЭС, как и любого технического объекта, определяется *режимом* ее работы. Понятие режима ЭЭС может быть рассмотрено с разных позиций (рисунок 1.1) [20].

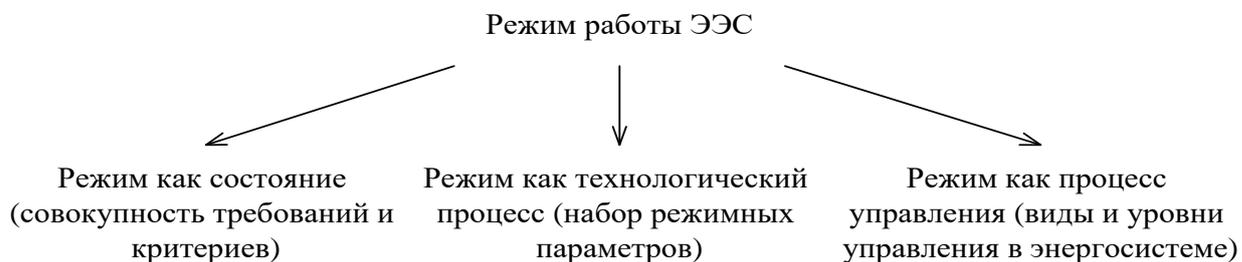


Рисунок 1.1 – Представления о режиме энергетических систем

В первом случае, выделяют четыре режима работы энергосистемы [21]:

1. *Нормальным* (рисунок 1.2 а) называется тот режим работы, при котором обеспечивается выполнение требований к надежности и качеству электроэнергии.
2. Режим, в котором энергосистема вынужденно перешла из нормального, называется *утяжеленным* или *ухудшенным* (рисунок 1.2 б). Существование этого режима должно быть ограничено, поскольку нарушена часть критериев экономичности или качества электроэнергии (отклонение частоты, превышение напряжения, перегрузка оборудования и др.) и может предшествовать *аварийному* режиму.
3. *Аварийный* режим (рисунок 1.2 в), в котором нарушены требования надежности электроснабжения, подлежит скорейшей ликвидации;
4. *Послеаварийный* режим (рисунок 1.2 г), в который энергосистема переходит из аварийного (обычно в результате действия релейной защиты и автоматики). Часто является утяжеленным и требует вмешательства персонала для восстановления длительно допустимого, т. е. нормального режима.

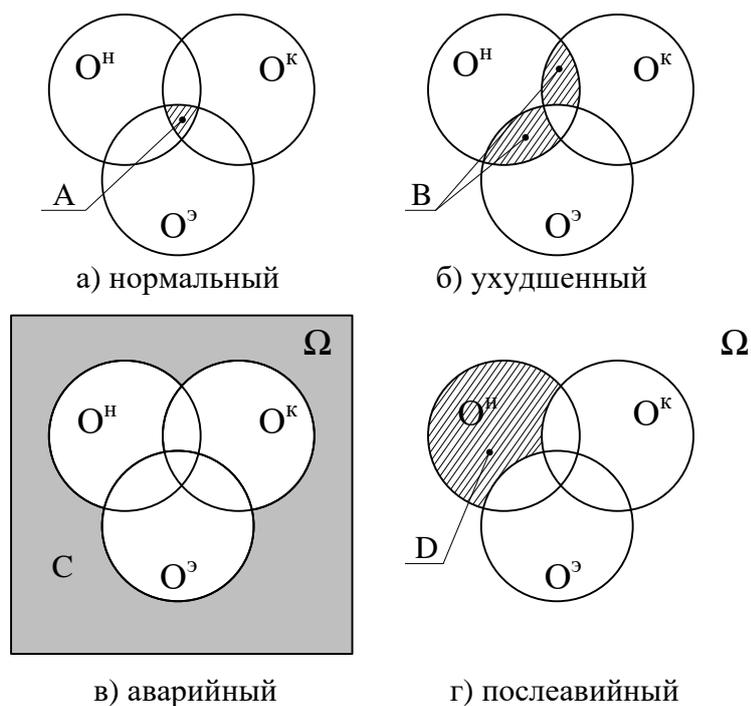


Рисунок 1.2 – Классификация режимов работы ЭЭС

Ω - пространство режимов; O^H , O^K , $O^Э$ – области допустимых режимов, отвечающих требованиям надежности, качества и экономичности электроснабжения соответственно; А, В, С, D – области параметров существующего режима

При рассматривании режима ЭЭС как процесса управления, выделяют три основных аспекта [21]:

- административно-производственное управление;
- технологическое управление (автоматическое регулирование);
- оперативное управление.

Административно-производственное управление обеспечивает координирование сырьевых, финансовых и других потоков внутри системы управления. Помимо этого, реализуется взаимодействие системы с внешней средой. Административно-производственное управление, как правило, является долго- и среднесрочным, что говорит о достаточном резерве времени для принятия решений.

Технологическое управление осуществляет контроль и организацию технологического процесса. Управление производится в темпе процесса, а также

при определении сроков модернизаций, проведения ремонтных, профилактических и других мероприятий на этапе планирования.

Оперативное управление отвечает за выполнение всех параметров текущего режима станции, в случае необходимости – его корректировку, а также контроль работы средств автоматики. Осуществляется дежурным персоналом энергообъектов различных уровней. В процессе управления учитываются нормы и требования, как к выполнению технологического процесса, так и ограничения, накладываемые с верхних уровней управления. Время на принятие решений в процессе оперативного управления часто сильно ограничено.

Остановимся более подробно на технологическом и оперативном видах управления на гидростанциях, так как именно они непосредственно связаны с основными принципами *ситуационного управления*, речь о котором пойдет ниже (см. п. 1.4).

1.2 Технологическое управление режимами работы гидроагрегатов ГЭС

В общем случае система управления гидроэлектростанцией представляет собой комплекс технических средств, обеспечивающих её нормальную работу. К этому комплексу относятся: автоматическое управление режимом ГЭС в целом и отдельных агрегатов, дистанционное управление отдельными агрегатами, механизмами и аппаратами, автоматический и визуальный контроль работы оборудования [22].

Задачи управления классифицируют в соответствии со сложностью принимаемых решений и способом воздействия на объект управления.

По способу воздействия на объект задачи управления можно разделить на три группы, как показано на рисунке 1.3, Каждая из указанных групп задач осуществляет воздействие на объект управления, но цикличность воздействий по-разному соотносится с циклом оперативного управления.



Рисунок 1.3 – Классификация задач управления технологическим процессом по способу воздействия на объект управления

Контроль и диагностика состояния объекта управления предусматривает получение значений и оценку параметров состояния. Воздействие в сторону изменения этих параметров осуществляется с задержкой времени, т. е. отклонение текущих параметров состояния объекта не вызывает непосредственной опасности нарушения процесса удовлетворения его целей. Чаще всего сказанное относится к медленно протекающим процессам, что и позволяет выделить контроль и диагностику в отдельную группу задач. С этой точки зрения, можно говорить о контроле и диагностике состояния гидротехнических сооружений, бьефов, энергетических характеристик гидроагрегатов и т. д. Во всех этих случаях задачи контроля либо *позволяют удостовериться в неизменности параметров состояния*, либо, при установлении факта отклонения их значений от заданных, дают основание для *привлечения других организаций и организационных мер к устранению причин, вызвавших обнаруженное отклонение параметров*.

Регулирование параметров состояния объекта управления предусматривает формирование воздействия, которое возвращает объект в начальное состояние в том случае, если его параметры в неопределенный момент времени изменялись. Воздействие осуществляется без задержки времени или с задержкой, позволяющей повысить устойчивость системы регулирования параметров состояния. Примерами систем, реализующих задачи регулирования, могут быть регуляторы возбуждения генераторов, регуляторы частоты вращения турбины и т. д. Иногда в функции этих регуляторов включается программное изменение

параметров состояния объекта, но в этом случае соответствующая система перестает быть системой регулирования и превращается в систему управления.

Ведение режима или программное изменение состояния объекта предусматривает формирование и реализацию воздействия, вид и значения которого определяют не только состоянием объекта, но прежде всего заданной программой, удовлетворяющей, как правило, внешним целям управления объектом. При наличии двух, ранее определенных видов задач программное изменение состояния может быть осуществлено без учета состояния объекта в данный момент времени. Однако в этом случае необходима координация решения задач контроля, регулирования и ведения режима. В зависимости от способа координации действий, определяемых этими задачами, система управления будет иметь различную структуру [20].

С точки зрения сложности принимаемых решений классификация задач управления образует другую иерархическую систему, показанную на рисунке 1.4. В частном случае эта система может выродиться в одноэлементную (только контроль или регулирование и др.) или двухэлементную. Каждая из них может быть реализована практически в том случае, если внутри элемента нет противоречий, которые разрешаются введением элемента более высокого уровня.

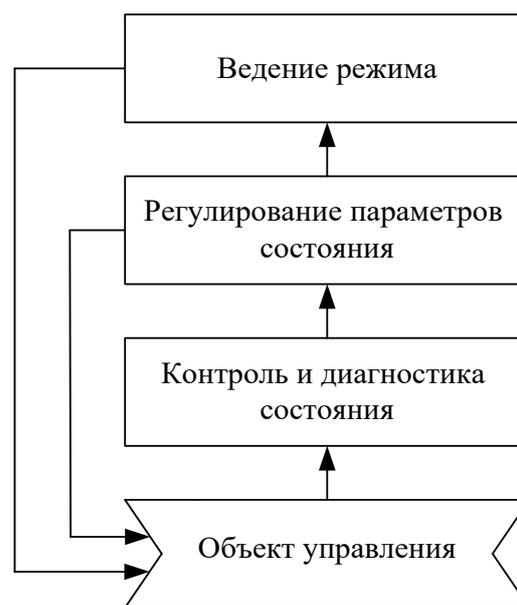


Рисунок 1.4 – Иерархия задач управления технологическим процессом

Контроль и диагностика состояния не предусматривает принятия решения или решение заключается в привлечении внешних по отношению к этим задач:

включение задач регулирования или ведения режима, привлечение сторонних исполнителей и т. д.

Регулирование параметров состояния предусматривает выбор воздействия, возвращающего объект в начальное состояние. При этом воздействию обычно подвергается один параметр состояния при условии координированности воздействия (его величины и направления) с другими параметрами. Такой параметр называется *регулируемым*. Параметры, отклонение которых устраняется при изменении регулируемого параметра, называются *контролируемыми*. Процесс принятия решения в этом случае достаточно прост и сводится к процедуре *сравнения контролируемого параметра с заданным значением* и *формированию воздействия* (изменение регулируемого параметра) в направлении *скорейшего и наиболее надежного выравнивания* заданного и текущего значения контролируемого параметра.

Ведение режима в соответствии с программой изменения параметров состояния объекта предполагает принятие комплексных решений, совмещающих удовлетворение внутренних и внешних целей управления. В рамках заданной программы изменения состояния осуществляется воздействие на параметры состояния объекта управления; регуляторов, систем контроля и других элементов, ответственных за программное ведение режима. Другими словами, задача ведения режима есть наиболее общая из всех перечисленных задач, т. е. при задании той или иной программы она может быть сведена к задачам регулирования или контроля.

Специфической задачей управления является *защита*. Эта задача понимается как *управление в аварийной или предаварийной ситуации*. По виду задача защиты относится к задачам изменения состояния, однако воздействие осуществляется обычно на один специализированный элемент (параметр состояния), что сближает защиту с регулированием. Задача защиты решается для удовлетворения внутренней цели управления — *самосохранения объекта*. Этим и определяется ее специфика, заключающаяся в обеспечении *наибольшей надежности* выполнения воздействия и *своевременности принятия решения*. В

остальном задача защиты совпадает с соответствующими задачами управления, указанными выше [20].

Время реакции систем управления ГЭС для различных процессов измеряется следующим образом:

- планирование режима агрегатов ГЭС, т. е. покрытия графика плановой мощности ГЭС в ЭЭС, — в сутках;
- коррекция планового режима по собственным потребностям ГЭС (изменение состава или числа включенных агрегатов без изменения мощности ГЭС) или по требованию ЭЭС (покрытие дополнительной неплановой мощности ГЭС) — в минутах;
- регулирование или изменение состояния агрегатов под управлением автоматической системы регулирования активной мощности ЭЭС с решением задачи ввода вращающегося резерва ГЭС — в секундах;
- исполнение функций защиты — в долях секунды.

Исходя из приведенной временной иерархии, ограничивающей соответствующим образом время принятия решения, строится иерархия моделей формирования альтернатив:

- на уровне планирования решается задача распределения мощности между агрегатами с выбором числа и состава агрегатов, включенных в работу;
- на уровне коррекции режима — распределения мощности и определения числа работающих агрегатов при заданном их составе;
- на уровне регулирования и ввода вращающегося резерва — распределения мощности между агрегатами при заданных их числе и составе.

На каждом из указанных уровней решаются важнейшие задачи *оперативного управления* гидроэлектростанцией, в том числе, с привлечением персонала станции. Рассмотрим особенности такого вида управления для определения задач разрабатываемой подсистемы управления составом агрегатов.

1.3 Оперативное управление составом работающего оборудования на ГЭС

Одной из важнейших задач управления на ГЭС, как было показано выше, является задача ведения режима на гидроэлектростанции, которая предполагает, в частности, выбор состава работающего оборудования (гидроагрегатов), а также, изменение его загрузки.

На процесс управления, связанного с изменением состава работающего оборудования, могут влиять, как минимум, два режимных фактора:

1. Изменение параметров текущего режима в энергосистеме, для обеспечения соблюдения энергетического баланса в ней.
2. Изменение параметров текущего режима на станции при изменении фактических показателей текущего состояния станционного оборудования, связанного с изменением его состояния, для обеспечения соблюдения требований по обеспечению высокой экономичности и надежности его работы.

Таким образом, *процесс принятия решения на заключительной фазе оперативного управления является многоцелевым по своей сути.*

Особую актуальность задача определения оптимального состава генерирующего оборудования приобретает на гидроэлектростанциях, поскольку именно там осуществляется полноценное участие в регулировании напряжения, частоты, доли активной и реактивной мощности в энергосистеме [21].

Задачи, стоящие в области оптимизации состава работающего оборудования, решаются различными способами в рамках *автоматизированной системы управления технологическим процессом на гидроэлектростанции (АСУ ТП ГЭС).*

АСУ ТП ГЭС

Уровень надежности функционирования энергоблоков электростанций зависит от многих факторов, в том числе, и от степени обученности и тренированности управленческого персонала. Эффективность реализации

принятых решений человека, управляющего работой энергоблоков, равно как и выполнение рутинных операций, зависит от многих факторов: состояния здоровья, длительности и интенсивности умственных и физических нагрузок, наличия стрессов, режима труда и отдыха и т. п.

Замеры и фиксация показателей текущего режима работы оборудования дают огромный объем полезной информации. Обработка и анализ этих данных – это необходимое условие для проведения объективного планирования дальнейшей работы электростанции.

Одной из задач обработки поступающих данных является отсеивание грубых ошибок персонала и обеспечение согласования параметров режима.

Современный уровень развития вычислительной техники способствует совершенствованию систем обеспечения надежной работы энергоблоков. Создание мощных гидравлических и тепловых электростанций, развитие атомной энергетики, сооружение дальних линий электропередач сверхвысокого напряжения чрезвычайно усложняет задачи оперативно-диспетчерского управления, поскольку требует управления разнохарактерными отдельными энергоблоками и всей энергосистемой страны (ЕЭС). В настоящее время одним из основных направлений развития технологического и организационно-экономического управления в энергетике является эволюция автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) энергоблоков, автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), широкое использование современной вычислительной техники, создание сложных систем межмашинного и межуровневого обмена данными, создание иерархических систем управления нормальными и аварийными режимами.

Таким образом, сформулируем определение АСУ, относительно гидроэлектростанции: *Автоматизированная система управления гидроэлектростанцией (АСУ ГЭС) – человеко-машинная система, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации режимов работы ГЭС [4].*

В общем случае система управления гидроэлектростанции представляет собой комплекс технических средств, обеспечивающих ее нормальную работу. К этому комплексу относятся:

- автоматическое управление режимом ГЭС в целом и ее отдельных агрегатов,
- дистанционное управление отдельными агрегатами, механизмами и аппаратами,
- автоматический и визуальный контроль работы оборудования.

Согласно ГОСТ Р 55563-2013 [23, п. 5.1.1 – 5.1.6] к АСУ ТП ГЭС предъявляются следующие требования:

1. 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.

2. АСУ ТП выполняется на базе программно-технических комплексов (ПТК), представляющих собой комплексы технических средств с установленным на них программным обеспечением, микропроцессорных (процессорных) программируемых устройств (комплексов, систем) локального контроля и управления, поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием заводом-изготовителем данного оборудования и специализированными фирмами, а также различных датчиков сбора информации.

3. 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.

Составными частями АСУ ТП ГЭС являются следующие подсистемы (рисунок 1.5):

- ГРАМ – группового регулирования активной мощности;
- ГРРМ – группового регулирования реактивной мощности;
- РУСА – рационального управления составом агрегатов;
- ПАА – противоаварийной автоматики.

Подсистемы АСУ ТП чаще всего разрабатываются на базе устройств ГРАМ и ГРРМ; регуляторах возбуждения генераторов (РВ) и скорости вращения турбины (РС); технологической автоматики (ТА); устройств ПАА [10].

Согласно стандартам, к этим подсистемам предъявляются достаточно жесткие требования. Сформулируем основные задачи подсистем, входящих в состав АСУ ГЭС, исходя из требований РД 153-34.2-35.520-99 [24, п. 2.3]:

1. ГРАМ:

- автоматическое регулирование активной мощности агрегатов ГЭС, в т. ч. по заданному ранее суточному графику нагрузки;
- распределение нагрузки между гидроагрегатами по критерию равенства мощностей или открытий направляющих аппаратов, либо по критериям оптимального распределения нагрузки, которая в этом случае задается функцией РУСА.

2. ГРРМ:

- распределение реактивной мощности между генераторами управляемой по реактивной мощности или напряжению группы в соответствии с одним из критериев, обеспечивающих оптимальное использование располагаемой реактивной мощности генераторов группы в конкретных условиях схемы и режима ГЭС;
- автоматическое поддержание напряжения на шинах ГЭС или регулирование реактивной мощности.

3. РУСА:

- управление составом работающих агрегатов в соответствии с заданными значениями нагрузки и резерва по активной и реактивной мощности, обеспечивающим при заданных ограничениях наибольшую экономичность работы ГЭС в заданном интервале времени;
- при идентичных энергетических характеристиках гидроагрегатов подсистема может выполнять одну из следующих функций:
 - отработка заданий на число работающих агрегатов в генераторном и компенсаторном режимах, поступающих от вышестоящего уровня управления или от оперативного персонала;
 - определение и отработка наивыгоднейшего числа агрегатов, работающих в генераторном и компенсаторном режимах по заданным значениям активной и реактивной мощности ГЭС с учетом заданного резерва.

При этом функциональные возможности подсистемы РУСА должны включать задание очередности включения/отключения агрегатов для проведения операций пуска, останова и их перевода из одного режима в другой.

Основным выводом этого раздела является факт ситуативности оперативного управления на ГЭС. Практически все элементы структурной схемы АСУ ТП ГЭС зависят от текущих функциональных показателей станции, которые имеют тенденцию к постоянному изменению своих значений. Тем самым, оперативное управление можно назвать «сиюминутным», когда принятие решений (и персоналом, и системой управления) происходит «здесь и сейчас». В связи с этим, идеологической базой разрабатываемых алгоритмов систем управления составом и загрузкой гидроагрегатов, в том числе обеспечивающих поддержку лица принимающего решения (ЛПР), должна стать *теория ситуационного управления*.

1.4 Ситуационное управление составом работающего оборудования на ГЭС

Ситуационное управление – это специфический вид управления, ориентированный на использование знаний об объекте управления и способах управления им, которые не могут быть строго формализованы, а также на активный диалог с управленцем на языке, максимально приближенном к его профессиональному языку.

Существование гидроэнергетических объектов в электроэнергетической, водохозяйственной и природной системах, т. е. в системах сложных, развивающихся, и, следовательно, *противоречивых*, требует применения к ситуационному управлению ими *системного подхода* [20].

Системный подход как метод исследования предполагает представление любого исследуемого объекта в виде системы, реализующей механизм преобразования воздействий на объект со стороны окружающей среды (входные параметры) в ответные воздействия объекта на среду (выходные параметры) [21]. Эффективность применения системного анализа повышается при изучении самоорганизующихся систем, к классу которых относятся и ЭЭС. Это означает, что в ней можно выделить две функционально различимых подсистемы: подсистему принятия решений или систему управления, которая представляет собой совокупность администрирования, производственно-хозяйственной деятельности, оперативно-диспетчерского управления и автоматического регулирования, а также подсистему выполнения решений или объекта управления [25].

Общий вид *системы управления (СУ)*, в которой должен быть реализован системный подход, показан на рисунке 1.6. Из рисунка видно, что в качестве одной из цепей технологического цикла СУ выступает процесс сбора и обработки информации об объекте управления. Информация является основным ресурсом СУ и одновременно её продуктом [20].

При реализации оперативно-диспетчерского управления в ЭЭС, человек (ЛПР) должен принимать решения в условиях многозадачности, многоцелевого

характера управления, с учетом субъективности, а зачастую, и неопределенности имеющейся в его распоряжении информации. Поэтому, в основу методологии такого управления должны быть положены принципы ситуационного управления.

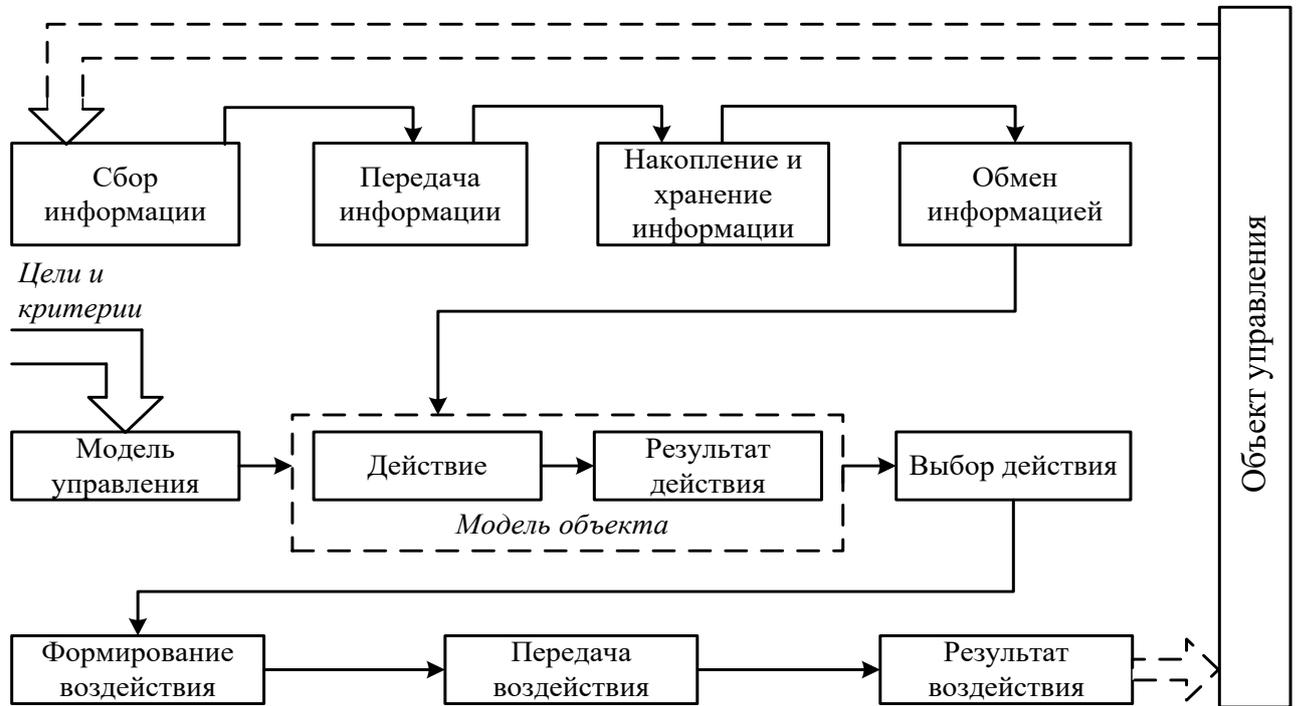


Рисунок 1.6 – Технологический цикл системы управления

Современные системы управления, в том числе электроэнергетическими объектами, являются по большей части автоматизированными. Но, несмотря на большое развитие вычислительной техники, исключение человека из контура управления не представляется возможным. Дело в том, что в настоящее время нельзя создать полноценную систему автоматического управления, пусть даже очень сложную, поскольку она никогда не сможет в полной мере учитывать природу и количественные взаимосвязи социально-экономических процессов.

Реальная действительность всегда сложнее самых тонких математических моделей и ее развитие, как правило, опережает формальное познание [26]. Таким образом, процесс управления представляет собой *человеко-машинную систему*.

Особенности информационного пространства процесса управления

Одним из характерных свойств информационного пространства является его структурированность, т. е. выделены его элементы, установлены связи между

ними, введены обозначения, элементы и связи упорядочены. Структурированность информационного пространства может быть сформирована с различным уровнем степени упорядоченности. Высокий уровень означает возможность представления информации в виде документов и манипулирования данными с помощью программно-технических средств. Низкий уровень, наоборот, говорит о сложности формального представления информации.

Различает пять степеней структурированности информационного пространства [27]:

- неструктурированное информационное пространство,
- слабо структурированное,
- структурированное,
- формализовано-структурированное,
- машинно-структурированное.

Все многообразие информации должно быть так организовано в пространстве, чтобы она была осмыслена пользователем информационной службы, чтобы он не растерялся, сумел воспользоваться ею, и она не вызывала у него отрицательных эмоций [27].

Информация, которая поступает к ЛПР в процессе управления, часто бывает неполной. В связи с этим, существуют определенные проблемы, как при формировании множества альтернатив, так и на этапе выбора одной из них, в числе которых:

- отсутствие полной информации о состоянии объекта;
- субъективность интерпретации информации ЛПР;
- сложность выбора нужной информации из общего потока для решения конкретной проблемы ввиду большого разнообразия ситуаций.

Исследования в области ситуационного управления гидроэлектростанциями делятся не один десяток лет, в течение которых были предприняты попытки реализации различных типов систем, основанных на ситуационном управлении.

Далее рассмотрим основные разработки советских, а позже, и российских ученых.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ)

Совокупность множества текущих ситуаций при наложении на них всевозможных правил, рекомендаций, запретов и ограничений, разрабатываемых в области диспетчерского управления, образует полную ситуацию. Контроль за соблюдением регламентаций по текущим параметрам режима отдельных энергообъектов и ЭЭС в целом, составляет основу информационного описания текущей ситуации. Этот подход использовался при разработке и создании автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ).

Исследования в области АСДУ много лет проводились во многих научных и образовательных организациях.

Поскольку системы АСДУ создавались, главным образом, как регулирующие, а не как управляющие, опыт их эксплуатации выявил в них существенные недостатки. При решении задач ситуационного управления использовались эвристические оценки, математические модели, в основном, имели упрощённый характер. Всё это, в конечно счете, приводило к потере корректности вырабатываемых решений. При реализации режима «советчика» в рамках систем управления технологическими процессами так и не были решены такие важные вопросы, как формирование набора альтернативных решений, формализация методов анализа, учет многокритериальности и др.

Автооператор (АО)

Автооператор по своему назначению должен был являться составной частью общей системы режимной автоматики ГЭС (рисунок 1.7). Следует отметить, что с тех пор эта концепция Автооператора практически не изменилась, что вероятно и стало тормозом его дальнейшего развития.

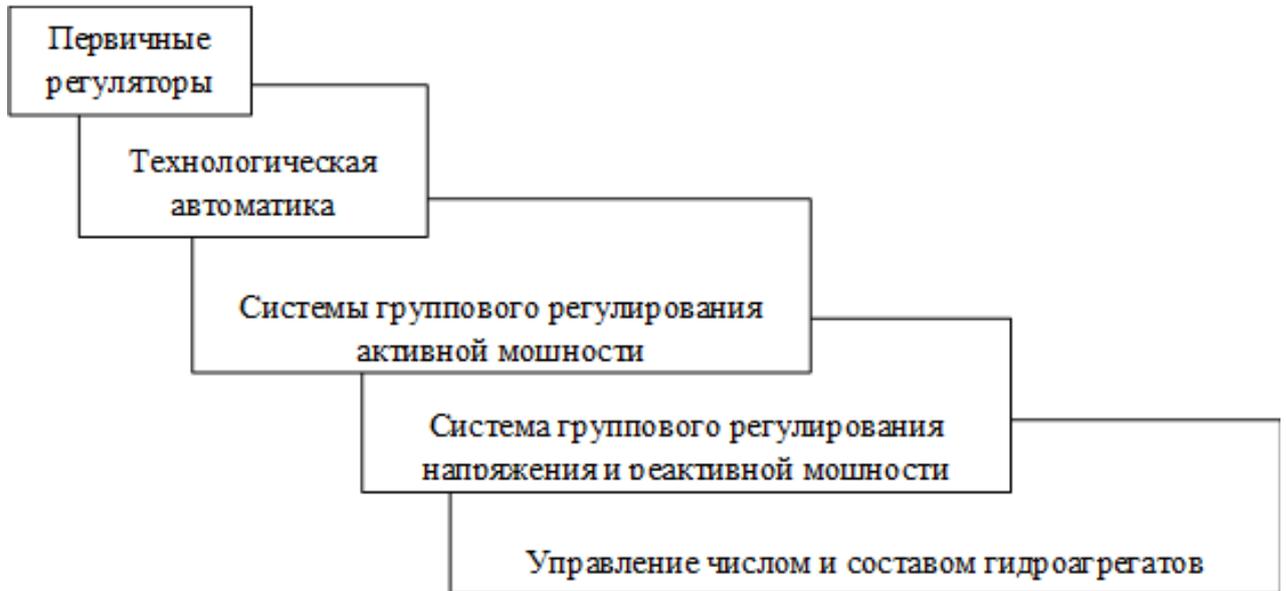


Рисунок 1.7 – Режимная автоматика ГЭС

Задачи Автооператора и его место в системе режимной автоматики ГЭС трактовались различными организациями по-разному в соответствии со способами задания режима ГЭС [28]:

1. Автооператор должен определять наиболее выгодное число агрегатов, работающих в ГР и режиме СК, с учетом эксплуатационных ограничений гидроагрегатов и заданных энергосистемой требований.

2. Режим ГЭС должен определяться на самой станции специальным устройством, сочетающим функции Автооператора и регулятора мощности ГЭС. При этом должен осуществляться одновременный выбор активной мощности и числа работающих агрегатов на основе минимального количества информации, получаемого из энергосистемы.

3. Режим ГЭС определяется центральным регулятором режима энергосистемы, который и определяет включение и отключение агрегатов на станции через станционные исполнительные устройства.

4. Режим ГЭС, включая и выбор числа агрегатов, определяется специальным программным устройством в соответствии с заданным заранее графиком нагрузки станции.

Очевидно, что каждый способ реализации АО имел право на жизнь в соответствии с теми функциями и режимами, которые выполняет ГЭС в энергосистеме.

В условиях централизованного диспетчерского управления энергосистемами Автооператор, функции которого определяются в первой трактовке, является более предпочтительным, чем все остальные. Особенно такой АО является актуальным для крупных ГЭС, выполняющих в энергосистеме различные режимные функции.

Основные задачи АО [28]:

1. В случае аварийного отключения одного из гидроагрегатов, в работу должны немедленно включаться один или несколько резервных.
2. Выходные цепи управления АО должны использоваться для управления числом работающих агрегатов и для обеспечения их частотного пуска.
3. В АО должна быть предусмотрена отстройка от частых пусков и остановок агрегатов.

В работу АО закладывались следующие допущения:

- одинаковые энергетические характеристики турбин всех гидроагрегатов на станции;
 - равномерное распределение активной мощности между работающими агрегатами;
 - распределение реактивной нагрузки между агрегатами, работающими как в генераторном режиме (ГР), так и в режиме синхронного компенсатора (СК), поровну на основе статического уравнивания по току или напряжению ротора.
4. Обеспечение такого количества агрегатов, находившихся в работе, которое соответствовало бы наименьшему возможному расходу воды при заданной нагрузке активной мощностью станции с учетом линий ограничения турбины и генератора – ЛОТ и ЛОГ. При изменении активной мощности ГЭС число «активных» агрегатов должно изменяться.

5. Автооператор должен обеспечивать заданную величину вращающегося резерва.

6. Обеспечение возможности включения и отключения гидроагрегатов в режимы ГР и СК для поддержания заданного уровня напряжения на шинах станции.

7. Порядок включения или отключения агрегатов устанавливается дежурным персоналом станции и может быть любым.

8. Автооператор должен вносить поправки в работу систем ГРАМ и ГРРМ в зависимости от текущего числа работающих и резервных агрегатов.

9. Автооператор должен поддерживать минимальное заданное число агрегатов.

Опыт эксплуатации АО на различных ГЭС выявил недостатки в работе. Один из них был связан со сложностью реализации Автооператором вышеперечисленных функций на базе существующих автоматических устройств. Другой определялся жестко заложенными в АО алгоритмами, что не позволяло гибко конфигурировать программы его действий в соответствии с изменениями ситуаций на самой ГЭС и в энергосистеме, а именно:

1. Изменение эксплуатационного состояния гидроагрегатов (температурного, электрического, вибрационного и др.) существенно влияет на число, состав и загрузку агрегатов. На большинстве крупных гидростанций существуют также и зоны нежелательной (а иногда и недопустимой) работы гидротурбины по условиям кавитации.

2. Отсутствие возможности гибкого учета текущего состояния гидроагрегатов.

3. Отсутствие адекватного реагирования по каналам плановой и неплановой мощности ГЭС.

4. Отсутствие учета индивидуальности энергетических характеристик гидроагрегатов, различие которых в КПД достигает величины 0,5-1,5% [2]. Поэтому наряду с задачей выбора оптимального числа агрегатов должна также

решаться и задача выбора оптимального состава, которая в АО не была предусмотрена.

Подсистема рационального управления составом агрегатов (РУСА)

Неудачные попытки внедрения вышеуказанных подсистем управления гидроагрегатами выявил необходимость поиска новых принципов и подходов, что и определило основной вектор направления исследований в области оптимизации состава работающего оборудования на ГЭС. Необходимо отметить, что все изыскания осуществлялись в рамках создания АСУ ТП, поскольку потенциал управляющих вычислительных комплексов давал реальную возможность для совершенствования процесса управления на станции.

Сформулируем основные результаты, достигнутые в ходе решения задачи поиска оптимального состава агрегатов и их загрузки. Как ещё неоднократно будет отмечено, внутростанционная оптимизация режима ГЭС включает в себя решение трех задач: выбор оптимального числа агрегатов, оптимального состава и наиболее выгодного распределения нагрузки между ними. Все эти задачи относятся к классу задач нелинейной оптимизации, поскольку основные источники информации при проведении оптимизации – энергетические характеристики турбин и генераторов гидроагрегатов обладают значительной нелинейностью (см. главу 3).

Серьезные исследования в этом направлении велись в МЭИ, ЛПИ, ВНИИЭ, НЭТИ (НГТУ) и других организациях. Значительный вклад в решение задач внутростанционной оптимизации гидроагрегатов был внесен научной школой под руководством профессора Т. А. Филипповой (НЭТИ). Проведенные исследования дали возможность оценить экономическую эффективность внутростанционной оптимизации, сформулировать требования к энергетическим характеристикам и провести сравнительную оценку математико-оптимизационных методов, используемых для решения этих задач [2].

Большое внимание в процессе разработки подсистемы управления составом и числом агрегатов было уделено формированию её структуры которая

определялась спецификой решения задач внутростанционной оптимизации, а также требованиям более высоких уровней управления: работе по каналам плановой и неплановой мощности, поддержания заданной величины включенной мощности, быстрый (частотный) пуск гидроагрегатов и другие [29].

Практической реализацией проведенных исследований стала разработка подсистем рационального управления составом агрегатов (РУСА) для Красноярской, Воткинской, Саяно-Шушенской, Майнской, Вилуйской гидроэлектростанций. Это позволило сформировать так называемое «оптимизационное звено» управления составом агрегатов на ГЭС.

В середине 70-х годов профессором Т. А. Филипповой была высказана идея комплексной оптимизации режима работы ГЭС как по активной, так и по реактивной мощности. Проведенные серьезные исследования в этом направлении доказывали возможность использования таких комплексных алгоритмов для решения задачи управления числом и составом гидроагрегатов [30]. Достаточно глубоко были проработаны в этой постановке вопросы управления числом и составом гидроагрегатов с учетом межмашинных перетоков мощности в сложных системах первичной коммутации ГЭС, в том числе и при наличии регулирования напряжения под нагрузкой на трансформаторах связи; учет режимов отходящих ЛЭП и других системных требований.

В настоящее время наблюдается возобновление интереса к подсистеме РУСА со стороны ПАО "РусГидро" как показавшей наибольшую эффективность за весь период существования систем ситуационного управления. Это доказывает актуальность диссертационных исследований, проводимых, в том числе, и в НГТУ для актуализации некоторых её свойств и методов.

Структурная схема подсистемы РУСА, соответствующая современным знаниям и представлениям, показана на рисунке 1.8 [10]. Как видно, данная подсистема имеет целый ряд функциональных блоков: медленная коррекция, быстрая коррекция состава гидроагрегатов, пуск гидроагрегатов по напряжению (для управления ГРРМ), оптимизация работающих гидроагрегатов

(распределение нагрузки между ними), оценка состояния гидроагрегатов в темпе процесса.

Корректная работа этих составляющих обуславливает необходимость в ситуационном анализе эксплуатационных характеристик гидроагрегатов. Для реализации такого анализа в РУСА включается блок ИНПОР [21] (см. рисунок 1.9). ИНПОР, по сути, является системой поддержки принятия решений для ЛПР.

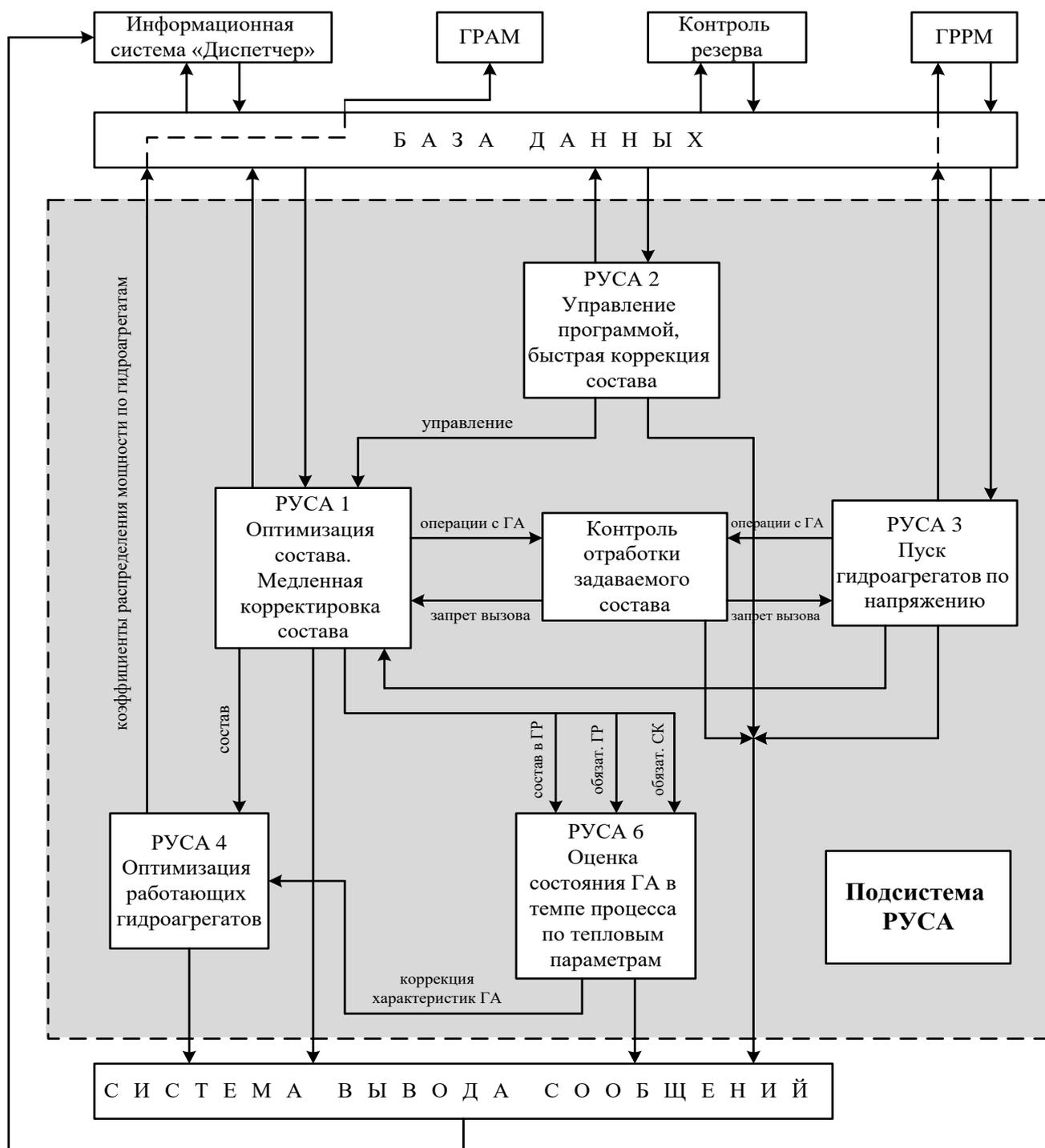
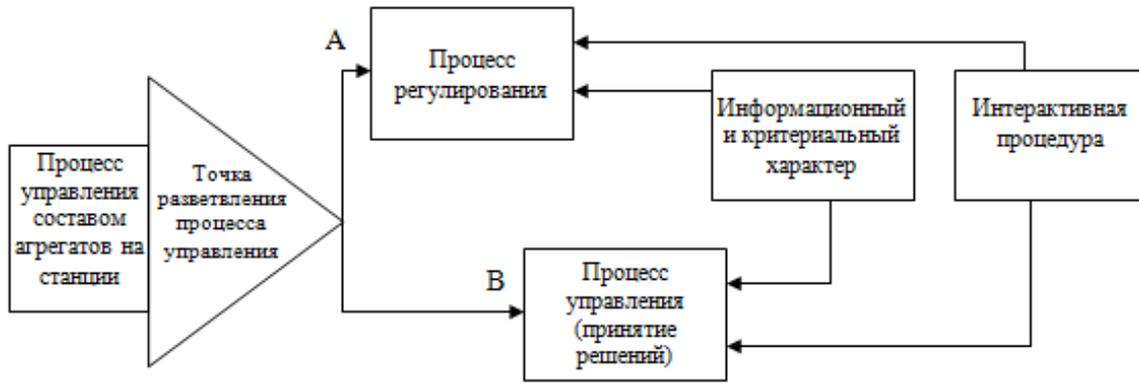


Рисунок 1.8 – Структурная схема подсистемы РУСА



Характеристика стадий процесса управления



Рисунок 1.9 – Ситуационное управление составом агрегатов на станции

Обобщая вышесказанное, выделим основные процессы ситуационного управления на ГЭС:

1. Процесс регулирования режима, т.е. поддержание параметров состояния оборудования в заданных пределах. Осуществляется режимной и технологической автоматикой ГЭС, а также подсистемой РУСА.

2. Процесс управления режимом, т.е. изменение параметров состояния оборудования. Осуществляется дежурным персоналом станции или ЛПР при поддержке принятия решений подсистемой СППР (или ИНПОР).

Как видно, подсистемы СППР и РУСА занимают важное место в АСУ ГЭС и позволяют осуществлять управление станцией как человеко-машинной системой, отвечая, как за автоматическое (контроль, диагностика и регулирование режима), так и за ручное (ведение и изменение режима) управление станцией.

Принятие решений в управлении

В общем случае, как было показано ранее, *принятие решений* – это процесс выбора наилучшего варианта действий из множества доступных альтернатив при учёте некоторых критериев. *Критерий* – это показатель качества или эффективности альтернативы (решения). *Альтернатива* – возможный вариант решения проблемы [31].

Множество альтернатив может быть *замкнутым* (заранее заданным) и *разомкнутым*, когда новые альтернативы появляются по мере принятия решений. Иногда новые альтернативы появляются благодаря анализу ситуации и более глубокому пониманию проблемы, которое возникает в процессе выработки решения. Это можно назвать *конструируемой альтернативой* [31].

При принятии решений перед ЛПР стоят следующие задачи:

- выделить отдельные наиболее важные фрагменты сложившейся ситуации в рамках решения стоящей перед ним задачи;
- оценить значимость отдельных составляющих возникшей ситуации;
- обозначить возможные решения, оценить их последствия и эффективность;
- выбрать наилучшее решение, с его точки зрения.

Основные трудности у ЛПР в процессе выбора и принятия решений возникают вследствие оперирования им неполной, недостоверной, непроверенной или некачественной по другим причинам информацией. Эти трудности можно сформулировать следующим образом [26]:

1. Любой замысел решения определенной задачи может содержать несколько вариантов реализации. Соответственно, всегда существует проблема *выбора из нескольких альтернатив*.

2. Исходная информация, полученная статистическим или эвристическим путём, как правило, недостаточно достоверна. Значит, существует проблема *недостоверности информации*.

3. Существуют разные, в том числе, непредсказуемые, варианты реакции объекта управления на управляющее воздействие. То есть, возникает проблема *непредсказуемости результата* принятого решения.

4. При поиске наилучшего варианта решения, ЛПР может столкнуться с неоднозначной трактовкой критерия оптимизации решаемой задачи. Тем самым, возникает проблема *многокритериальности, многозначности или многомерности* оцениваемых показателей.

5. Часть информации имеет качественный характер и не поддается количественной оценке.

Таким образом, напрашивается вывод о необходимости применения подсистемы поддержки принятия решения, которая могла бы взять на себя функцию формирования множества альтернативных решений в процессе управления станцией.

Поддержка принятия решений

Под поддержкой принятия решений понимают *всевозможную помощь пользователю в процессе его работы*. В узкоспециальном смысле этот термин предполагает подход к решению задачи пользователя как к управленческой и в конечном итоге означает выбор вариантов решения задач пользователя [32].

Системы поддержки принятия решений (СППР) – это специальные компьютерные программы, анализирующие поступающую информацию и предоставляющие ЛПР набор возможных альтернатив. Особое значение они приобретают в случае плохо формализованных задач.

Автоматизированные СППР в общем случае полностью или частично выполняют следующие функции:

- 1) автоматически предоставляют справочную информацию ЛПР в соответствии с условиями решаемой задачи;
- 2) визуализируют получаемую информацию в графическом виде или другом виде, удобном для ЛПР;
- 3) способствуют сужению области пространства поиска решений;

- 4) предоставляют рекомендации по принятию управленческих решений, а также возможные их альтернативы;
- 5) предоставляют справочную информацию ЛПР в случае необходимости по его запросу;
- 6) осуществляют выбор и рекомендации наиболее приемлемых в рамках решаемой задачи управленческих решений;
- 7) моделируют возможные последствия принятых решений.

Автоматизация производственного процесса, как показано в [9, 21, 33] не является полноценным методом управления на ГЭС без применения интерактивных диалоговых СППР для ЛПР. Как было показано выше, информация, которой владеет ЛПР при оперативном управлении гидростанцией, часто носит расплывчатый, неопределенный характер. Причин этому несколько.

Во-первых, сложность принятия решений того или иного характера обуславливает отсутствие статистической информации о последствиях управленческих воздействий на агрегаты, в связи с отсутствием в настоящее время полноценных систем сбора, обработки, хранения и интерпретации статистических данных о состоянии оборудования и его реакции на определенные воздействия.

Вторым немаловажным фактором является невозможность передачи большого числа управленческих операций системе АСУ ТП ГЭС, поскольку информация об объекте управления несёт в себе нечеткий характер, т.е. имеет место большое количество данных разной размерности, влияние которых на агрегат различно и зачастую непредсказуемо. Таким образом, система АСУ ГЭС не способна в полной мере просчитать последствия управленческих воздействий.

Поэтому, до сих пор наиболее важные и ответственные решения на станции остаются за ЛПР, для которого в очередной раз доказана необходимость наличия систем, обеспечивающих наглядное представление о текущем состоянии всех агрегатов на станции и предоставление тем самым информационной поддержки в процессе управления.

Проблемы построения интеллектуальных систем поддержки принятия решений находят все большее применение в различных отраслях науки [34-39]. Применение таких систем, в т. ч. на ГЭС на сегодняшний день видится более чем перспективным, причем не только в России, но и за рубежом [40-44].

Теперь очевидно, что разрабатываемые системы поддержки принятия решений должны иметь возможность интерпретации нечеткой информации для полноценной оценки уровня надёжности работы агрегатов и степени экономичности выработки ими электроэнергии. Математические подходы и методы *теории нечётких множеств*, относящейся в свою очередь к *теории возможностей*, позволяют это сделать. Как видно из анализа некоторых источников [45-49], данная теория уже находит применение в различных отраслях науки разных стран. Подробно данные методы будут рассмотрены в главе 2 диссертации.

Выводы по главе 1

1. Ситуационное оперативное управление гидроэлектростанцией представляет собой сложную задачу, которая требует серьезных профессиональных навыков и опыта у ЛПР.

2. Ситуационное управление гидроагрегатами должно осуществляться с учётом всей доступной информации об объекте, в том числе должен производиться анализ разнородной, недетерминированной информации о состоянии агрегатов.

3. Информация, поступающая к ЛПР в качестве исходных данных весьма разнообразна, противоречива и пестра по характеру. С учетом рассмотренных фактов о сложности оперативного управления гидроагрегатами, а также потребности в высокой скорости принятия решений, можно оценить высокий уровень знаний и квалификации, который предъявляется к дежурному персоналу станции. Однако, несмотря на высокие требования к уровню подготовки,

существует необходимость дополнительной помощи в принятии решений для ЛПР.

4. Разрабатываемые системы информационной поддержки персонала призваны помочь ЛПР в обеспечении быстроты принятия решений и уверенности в их правомерности и адекватности. В качестве осуществления помощи в принятии решений может служить интеллектуальный анализ данных о состоянии гидроагрегатов или гидроблоков, который в режиме «советчика» мог бы оперативно предоставить (а также графически проиллюстрировать) текущее состояние работающего оборудования.

2 ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

2.1 Оценка эксплуатационного состояния оборудования ГЭС

Исследования, изложенные в [21], доказывают возможность использования моделей и методов ситуационного подхода для получения оценки текущего эксплуатационного состояния работающего оборудования ГЭС. Текущие ситуации, связанные с фактическим режимом станции, определяются показателями экономичности и надежности работающего на ней оборудования, выраженными рядом параметров $R_{э}^*$ и $R_{н}^*$, характеризующих фактическое состояние оборудования в момент времени t . Поскольку данные показатели являются интегральными характеристиками, возникает закономерный вопрос о размерности режимных параметров, контроль за которыми позволяет определить $R_{э}^*$ и $R_{н}^*$ и на их основании получить оценки ситуаций.

Текущая экономичность режима работы гидроагрегата и станции в целом определяется количеством энергоресурса, необходимого для производства электроэнергии, т. е. расходом воды, проходящим через гидротурбину. Расход воды Q_a может быть пересчитан в КПД гидроагрегата η_a по известной в гидроэнергетике формуле следующим образом:

$$\eta_a = \frac{N_a}{9,81 Q_a H_a},$$

где N_a и H_a – соответственно мощность и напор гидроагрегата.

Оценкой КПД при оптимальном управлении режимами ГЭС пользуются чаще, чем расходом воды из-за значительно большей нелинейности рабочей характеристики гидроагрегата по сравнению с его расходной характеристикой, что важно при проведении процедуры оптимизации. Таким образом, использование именно такой характеристики в оптимизационных расчетах существенно повышает точность их проведения.

Если фактический КПД агрегата в момент времени t определен, то может быть получена экономическая оценка режима его работы в виде:

$$R_{э}^* = \eta \cdot t.$$

Отсюда следует, что такой показатель, как экономическая оценка, основанная на КПД и полученная при использовании актуальных энергетических характеристик, проработан достаточно полно, хотя практическая реализация наталкивается на ряд трудноразрешимых проблем [22, 50-53]. Использование ситуационного подхода позволяет успешно их преодолеть, о чём будет сказано далее, в главе 3 диссертации.

В отличие от оценки экономичности режима работы, параметры текущего состояния, характеризующие эксплуатационную надежность, достаточно многочисленны и образуют многомерное пространство вида

$$R_H^* = (R_m^*, R_v^*, R_{эл}^*, R_y^*, R_{пр}), \quad (2.1)$$

где R_m^* , R_v^* , $R_{эл}^*$, R_y^* , $R_{пр}$ – параметры температурного, вибрационного, электрического состояний, параметры, характеризующие отклонение уровней воды и масла, давления воздуха на контролируемых узлах блока, а также ряд других.

Отсутствие строгих моделей расчета текущего износа энергетического оборудования делает необходимым косвенный учет эксплуатационной надежности на основе контроля изменения многочисленных параметров в соответствии с (2.1). Это требует разработки специальных процедур их получения, приведение параметров к единой размерности, а также ранжированию контролируемых параметров, так как степень их информационной ценности для принятия решения в контуре оперативного управления в общем случае различна. Иными словами, должен быть выбран уровень информационного описания процесса управления с учетом эксплуатационной надежности.

Процедура оценивания контролируемых параметров должна реализовываться в несколько этапов:

1. Оценка важности (веса) контролируемых параметров блока вне зависимости от текущей ситуации, а определяемой только степенью

ответственности контроля, за отдельным узлом гидроагрегата. Такую оценку можно назвать «базовой»:

$$B(\Pi_i) = (R_n^*, i = 1, \dots, n),$$

где i – номер контролируемого параметра Π , определяющего эксплуатационную надежность агрегата R_n^* .

2. Получение «текущих» оценок, которые характеризуют степень эксплуатационной надежности агрегата в момент принятия решения t . Очевидно, что эти оценки непосредственно определяются текущей ситуацией на станции.

$$T(\Pi_j) = (R_n^*, j = 1, \dots, k),$$

где j - номер контролируемого параметра Π , значение которого в текущий момент времени t отклоняется (или не отклоняется) от нормального значения.

3. Определение «результатирующих» оценок эксплуатационной надежности для каждого работающего в данный момент времени гидроагрегата. Они могут быть получены путем наложения «текущих» оценок контролируемых параметров на их «базовые», в частности, в виде произведения:

$$J(\Pi_i) = (R_n^*, B(\Pi_i) \cdot T(\Pi_i), i = 1, \dots, n).$$

На основе полученных оценок ЛПР, а также подсистемы оперативного управления станцией могут осуществлять принятие решений, связанных с изменением или не изменением состава работающего на станции оборудования [21].

Итогом всего вышесказанного должен стать инструмент расчета оценок контролируемых параметров, который позволил бы учитывать не только большое их число, но и различную размерность (единицы измерения).

Таким инструментом может служить *нечеткий интервал*, который является одним из основных элементов *теории возможностей*.

2.2 Основные понятия теории нечётких множеств и теории возможностей

Понятие «нечёткое множество» впервые было введено американским математиком азербайджанского происхождения Лотфи Заде в 1965 году [54].

Одна из цитат учёного, приведенная в [55], гласит: «Теория нечётких множеств — это, по сути дела, шаг на пути к сближению точности классической математики и всепроникающей неточности реального мира, к сближению, порожденному непрекращающимся человеческим стремлением к лучшему пониманию процессов мышления и познания».

Подход к формализации понятия нечеткого множества состоит в обобщении понятия *принадлежности*. Одним из способов задания множества в классической теории множеств является задание с помощью *характеристической функции*, определяемой нижеописанным образом (см. рисунок 2.1).

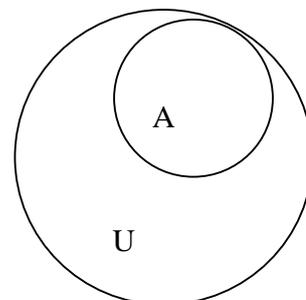


Рисунок 2.1 – Включение множеств

Пусть U — так называемое универсальное множество, из элементов которого образованы все остальные множества, рассматриваемые в данном классе задач, например множество всех целых чисел, множество всех гладких функций и т.д.

Характеристическая функция множества $A \subseteq U$ — это функция μ_A , значения которой указывают, является ли $x \in U$ элементом множества A [56-59]:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1, & \text{если } x \in A, \\ 0, & \text{если } x \notin A. \end{cases}$$

Особенностью этой функции является бинарный характер ее значений.

Нечёткое множество относит любой объект к некоторой категории с той или иной степенью принадлежности. С точки зрения характеристической функции, *нечеткие множества* есть естественное обобщение обычных множеств, когда мы отказываемся от бинарного характера этой функции и предполагаем, что она может принимать любые значения на отрезке $[0,1]$.

Пусть, например, $U = \{a, b, c, d, e\}$, $A = \{\langle a, 0 \rangle, \langle b, 0,1 \rangle, \langle c, 0,5 \rangle, \langle d, 0,9 \rangle, \langle e, 1 \rangle\}$. Для этого выражения справедливо высказывание: «Элемент a не принадлежит множеству A , элемент b принадлежит ему в малой степени, элемент c более или

менее принадлежит, элемент d принадлежит в значительной степени, e является элементом множества A ».

Теория возможностей, описанная французскими учеными Д. Дюбуа и А. Прадом, а также обобщённая в работах Р. Р. Ягера продвинула исследования Л. Заде в части способов *количественного описания* неопределённости [60, 61].

Таким образом, в теории возможностей характеристическая функция называется *функцией принадлежности*, а ее значение $\mu_A(x)$ – степенью принадлежности элемента x нечеткому множеству A .

Более строго, *нечетким множеством* A называется совокупность пар

$$A = \{(x, \mu_A(x)), x \in U\},$$

где μ_A — функция принадлежности, т.е. $\mu_A: U \rightarrow [0,1]$.

Пример. Пусть универсум U есть множество действительных чисел. Нечеткое множество A , обозначающее множество чисел, близких к 10 (см. рисунок 2.2), можно задать следующей функцией принадлежности для нечёткого интервала:

$$\mu_A(x) = (1 + |x - 10|^m)^{-1},$$

где $m \in \mathbb{N}$.

Показатель степени m выбирается в зависимости от степени близости к 10. Например, для описания множества чисел, очень близких к 10, можно положить $m = 4$; для множества чисел, не очень далеких от 10, $m = 1$ [56].

Преимуществом теории возможностей является одновременное моделирование неточности (в виде нечёткого множества) и количественное описание неопределённости (в виде пары чисел – «возможность» и «необходимость») [45, 60, 62].

Далее рассмотрим возможность описания неточной информации о состоянии оборудования ГЭС методами теории возможностей.

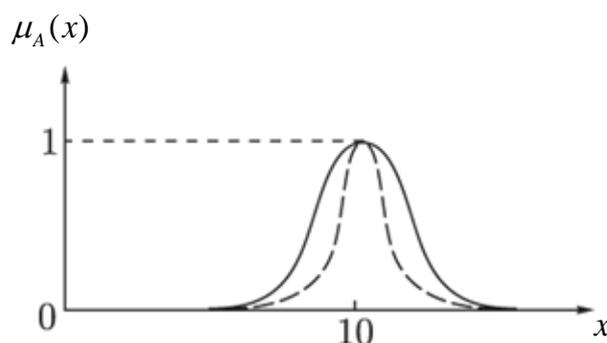


Рисунок 2.2 – Задание нечеткого интервала

2.3 Контроль эксплуатационного состояния оборудования с представлением его параметров в виде нечетких интервалов

Основное гидроэнергетическое оборудование представляет собой гидроагрегат вертикального, горизонтального или иного типа. Под гидроагрегатом понимают механическую систему, состоящую из генератора и турбины с соединяющим их валом. Также в состав гидроагрегата в качестве вспомогательного оборудования входят [63, п.6.2.12.2]:

- дренажные насосы;
- щиты измерительных приборов аппаратуры автоматики для измерения давления в спиральной камере и в конусе отсасывающей трубы, а также для измерения расхода воды через турбину;
- масляные, водяные и воздушные трубопроводы;
- рабочее и аварийное освещение в шахте турбины;
- запорная арматура и элементы автоматики, установленные на трубопроводах;
- лекажный агрегат;
- клапан впуска воздуха;
- клапаны срыва вакуума;
- ремонтное перекрытие под рабочим колесом;
- монорельс и подвесные тали в шахте турбин;
- площадки и лестницы в шахте турбины и в районе маслоприемника.

Известны различные конструкции гидроагрегатов, отличающиеся характерным исполнением гидротурбин и гидрогенераторов. На современных мощных ГЭС более всего распространены вертикальные гидроагрегаты. Горизонтальные устанавливаются значительно реже и, в основном, на ГЭС малой и средней мощности с высокими напорами.

Блок «гидроагрегат-трансформатор» принято называть *гидроблоком*. Эксплуатационное состояние трансформаторов также оказывает влияние на

выбор оптимального состава работающих агрегатов, поскольку жёстко к ним привязаны. В связи с этим, при анализе состояния гидроблока, также необходимо учитывать состояние блочных трансформаторов.

Помимо гидроагрегатов и трансформаторов, к основному оборудованию ГЭС также относят гидротехнические сооружения. Однако их состояние не оказывает прямого влияния на выбор оптимального состава и загрузки агрегатов, поскольку в равной степени влияет на работу ГЭС и его оборудования. Поэтому, техническое состояние плотины и других сооружений учитываться не будет.

Использование теории возможностей для анализа параметров оборудования

Идеологической основой и главным математическим аппаратом при разработке системы ситуационного управления агрегатами в данной работе является теория возможностей. В качестве информационной базы для получения исходных данных используются карты уставок релейной защиты и технологической автоматики гидроагрегатов. *Различная размерность* параметров, за которыми происходит контроль со стороны защит не позволяет производить их сравнительный анализ, что является основной проблемой, возникающей при оценке эксплуатационного состояния оборудования.

Подход, основанный на методах теории возможностей, позволяет исключить размерность параметров, предоставляя тем самым возможность сравнивать их между собой и получать оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов.

Рассмотрим этапы преобразования именованных единиц (данные уставок защит) в относительные.

В первую очередь, необходимо получить *нечеткий интервал* каждого из параметров агрегата – наиболее наглядную форму представления всех возможных вариантов отклонения рассматриваемой величины от нормального значения (диапазона значений) [64]. Способ построения нечёткого интервала представлен на рисунке 2.2.

Рассмотрим порядок представления какого-либо параметра гидроагрегата в вид нечёткого интервала. Параметрическое описание такого интервала можно представить в виде четверки следующих параметров (рисунок 2.3):

$$N = (\underline{m}, \bar{m}, \alpha, \beta),$$

где \underline{m} , \bar{m} – соответственно нижнее и верхнее модальные значения, описывающие ядро нечёткого интервала¹ N_0 ; α , β – соответственно правый и левый коэффициенты нечёткости, характеризующие форму нечёткого интервала.

Применительно к параметрам оборудования ГЭС, ядро нечёткого интервала описывает диапазон нормальных значений N_0 и задается при помощи нижнего (\underline{m}) и верхнего (\bar{m}) модальных значений нечеткого интервала, возможное ухудшение параметров оборудования от допустимых величин, но не приводящее к его отключению средствами релейной защиты, задаются левым (α) и правым (β) коэффициентами нечеткости.

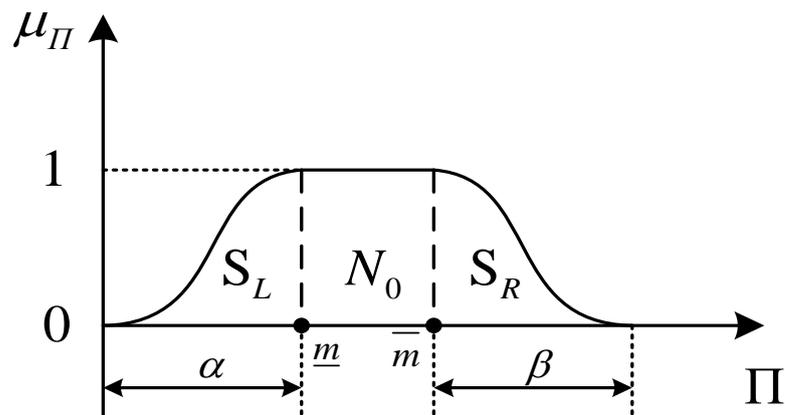


Рисунок 2.3 – Общий вид нечеткого интервала

Способ преобразования какого-либо из рассматриваемых эксплуатационных параметров Π , основанный на логике построения нечётких интервалов, состоит в определении принадлежности текущего значения параметра к следующим диапазонам [65]:

- 1) $\Pi \subset N_0$ – соответствие параметра нормальному значению;

¹ Ядром нечёткого интервала называется диапазон значений x , принадлежность которых к нечеткому интервалу равна единице.

- 2) $\Pi \subset (\underline{m} - \alpha; \underline{m})$ – ухудшение параметра в сторону уменьшения от нормального значения;
- 3) $\Pi \subset (\bar{m}; \bar{m} + \beta)$ – ухудшение параметра в сторону увеличения от нормального значения;
- 4) $\Pi \notin (\underline{m} - \alpha; \bar{m} + \beta)$ – выход параметра из зоны допустимых значений, срабатывание релейной защиты и отключение агрегата.

Зависимость $\mu(\Pi)$, описывающая форму нечёткого интервала, носит название *функции принадлежности*. Как видно из рисунка 2.3, кривая, описываемая функцией принадлежности, обладает нелинейностью, такую форму принято называть *колоколообразной*. Таким образом, составление уравнения функции принадлежности является довольно сложной задачей. Однако исследования показали [37, 55, 60, 66], что нелинейные части интервала можно существенно упростить, преобразовав в линейные зависимости (рисунок 2.4). При этом потеря точности вычислений будет незначительной (менее 1%).

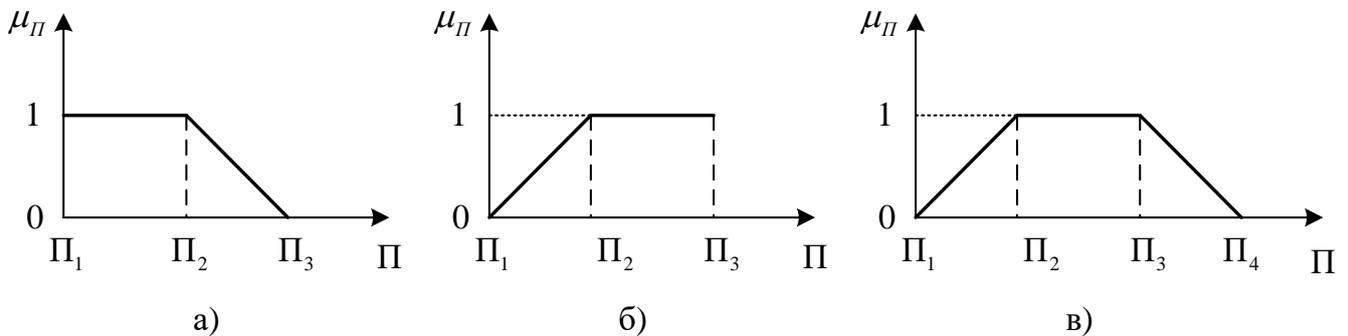


Рисунок 2.4 – Виды нечетких интервалов, описывающих изменение контролируемого параметра Π :

а) невозрастающий; б) неубывающий; в) трапециевидный

Нечеткие интервалы могут не иметь одного из коэффициентов нечеткости, что видно из рисунка 2.4 [67]. Это зависит от диапазона допустимых значений параметра Π . Так, если параметр не может отклоняться в меньшую сторону от своих нормальных значений ($\alpha = 0$), нечеткий интервал принимает вид рисунка 2.4 а и называется *невозрастающим*. Если изменения параметра невозможно в большую от диапазона нормальных значений сторону ($\beta = 0$), нечеткий интервал

принимает вид рисунка 2.4 б и называется *неубывающим*. Если же параметр имеет допустимые зоны отклонения, как в большую, так и в меньшую сторону ($\alpha \neq 0$, $\beta \neq 0$), нечеткий интервал принимает вид рисунка 2.4 в и называется *трапецевидным*.

После получения нечеткого интервала и представления его в виде рисунков 2.4 а – в, можно осуществить *переход к относительным единицам*.

2.4 Относительные показатели: их роль и типология

Относительные показатели – это результат сопоставления двух статистических величин, выраженных в числовом значении. Обычно, они используются в сравнительном анализе, в обобщении и синтезе.

Относительные показатели могут быть получены как соотношения одноименных или разноименных статистических показателей. В первом случае получаемый относительный показатель рассчитывается в процентах, в относительных единицах, или в промилле (в тысячных долях). Если соотносятся разноименные абсолютные показатели, то относительный показатель в большинстве случаев бывает именованным.

Относительными величинами, используемыми в статистике, являются [68]:

- относительная величина структуры;
- относительная величина координации;
- относительная величина планового задания;
- относительная величина выполнения плана;
- относительная величина динамики;
- относительная величина сравнения;
- относительная величина интенсивности.

Относительная величина структуры (ОВС) определяет долю (удельный вес) части в общем объеме совокупности. ОВС рассчитывают, как отношение объема

части совокупности к абсолютной величине всей совокупности, определяя тем самым удельный вес части в общем объеме совокупности (%):

$$\text{ОВС} = \frac{m_i}{M} \cdot 100\%,$$

где m_i – объем исследуемой части совокупности; M – общий объем исследуемой совокупности.

Относительная величина координации (ОВК) характеризует соотношение между двумя частями исследуемой совокупности, одна из которых выступает как база сравнения (%):

$$\text{ОВК} = \frac{m_i}{m_o} \cdot 100\%,$$

где m_i – одна из частей исследуемой совокупности; m_o – часть совокупности, которая является базой сравнения.

Относительная величина планового задания (ОВПЗ) используется для расчета в процентном отношении увеличения (уменьшения) величины показателя плана по сравнению с его базовым уровнем в предшествующем периоде, для чего используется формула

$$\text{ОВПЗ} = \frac{P_{пл}}{P_0} \cdot 100\%$$

где $P_{пл}$ – плановый показатель; P_0 – фактический (базовый) показатель в предшествующем периоде.

Относительная величина выполнения плана (ОВВП) характеризует степень выполнения планового задания за отчетный период (%) и рассчитывается по формуле

$$\text{ОВВП} = \frac{P_\phi}{P_{пл}} \cdot 100\%,$$

где P_ϕ – величина выполнения плана за отчетный период; $P_{пл}$ – величина плана за отчетный период.

Относительная величина динамики (ОВД) характеризует изменение объема одного и того же явления во времени в зависимости от принятого базового уровня. ОВД рассчитывают, как отношение уровня анализируемого явления или

процесса в текущий момент времени к уровню этого явления или процесса за прошедший период времени. В результате мы получаем коэффициент роста, который выражается кратным отношением. При исчислении этой величины в процентах (результат умножается на 100) получаем темп роста.

Темпы роста можно просчитывать как с постоянным базовым уровнем (базисные темпы роста – ОВД_б), так и с переменным базовым уровнем (цепные темпы роста – ОВД_ц):

$$\text{ОВД}_b = \frac{P_m}{P_b} \cdot 100\%,$$

где P_m – уровень текущий; P_b – уровень базисный;

$$\text{ОВД}_c = \frac{P_m}{P_{m1}} \cdot 100\%,$$

где P_m – уровень текущий; P_{m1} – уровень, предшествующий текущему.

Относительная величина сравнения (ОВСр) – соотношение одноименных абсолютных показателей, относящихся к разным объектам, но к одному и тому же времени (например, соотносятся темпы роста населения в разных странах за один и тот же период времени):

$$\text{ОВСр} = \frac{M_A}{M_B} \cdot 100\%,$$

где M_A – показатель первого одноименного исследуемого объекта; M_B – показатель второго одноименного исследуемого объекта (база сравнения).

Все предыдущие показатели относительных величин характеризовали соотношения одноименных статистических объектов. Однако есть группа относительных величин, которые характеризуют соотношение разноименных, но связанных между собой статистических показателей. Эту группу называют группой относительных величин интенсивности (ОВИ), которые выражаются, как правило, именованными числами. В статистической практике относительные величины интенсивности применяются при исследовании степени объемности явления по отношению к объему среды, в которой происходит распространение этого явления. ОВИ здесь показывает, сколько единиц одной совокупности

(числитель) приходится на одну, на десять, на сто единиц другой совокупности (знаменатель).

Примерами относительных величин интенсивности могут служить, скажем, показатели уровня технического развития производства, уровня благосостояния граждан, показатели обеспеченности населения средствами массовой информации, предметами культурно-бытового назначения и т.д. ОВИ рассчитывается по формуле:

$$\text{ОВИ} = \frac{A}{B_A},$$

где A – распространение явления; B_A – среда распространения явления A .

Критерием правильности расчета является сопоставимость по разработанной методологии расчета сравниваемых показателей, применяющихся в статистической практике.

2.5 Формулы перехода параметров нечеткого интервала к относительным единицам

Главной проблемой, не позволяющей в полной мере производить расчеты статистическими методами, в случае анализа состояния гидроагрегатов на ГЭС является отсутствие (или недостаточное количество) исходной статистической информации о случаях срабатывания защит, их последствиях, величине ущерба и т. п. Однако способы расчетов относительных величин любого рода вполне могут быть применимы для перевода имеющейся в распоряжении информации в разряд безразмерной.

Основным выводом, который можно сделать из проведенного выше анализа (см. п. 2.4), является тот факт, что по своей природе относительные величины (ОВ) производны от деления текущего (сравниваемого) абсолютного показателя на базисный показатель, то есть:

$$\text{ОВ} = \frac{\text{текущее значение}}{\text{базисное значение}} * 100\% \quad (2.2)$$

Приведем формулы перехода к относительным единицам для каждого из возможных видов нечеткого интервала (рисунок 2.4) при учете некоторых замечаний.

Замечание 1. В соответствии с выражением (2.2), в качестве базисного значения эксплуатационного параметра гидроагрегата следует принять значение параметра Π , при котором выполняется условие $\mu(\Pi) = 1$, то есть базисное значение параметра Π лежит в диапазоне $\Pi_б \in [\underline{m}; \bar{m}]$.

Замечание 2. В качестве базисного, примем предельное значение нечеткого интервала, то есть некую "крайнюю точку" нормального состояния оборудования, при приближении к которой изменение состояния сопровождается отключением агрегата.

Замечание 3. Расчет относительных единиц в процентных соотношениях не имеет необходимости.

Исходя из перечисленных соображений, сформулируем **правила масштабирования параметров**, т.е. порядок перевода их в относительные единицы измерения:

1. Невозрастающий нечеткий интервал (рисунок 2.4 а).

В данном случае:

$$\Pi_1 = \underline{m};$$

$$\Pi_2 = \bar{m};$$

$$\Pi_3 = \Pi_2 + \beta.$$

Предельным значением, или "крайней точкой", здесь является наименьшее из возможных значений параметра – Π_1 , поскольку, при приближении к нему справа, то есть при убывании параметра Π , невозможно достичь величины $\Pi < \Pi_1$ в нормальном режиме работы. Это значение выберем в качестве базисной величины, $\Pi_б = \Pi_1$.

Тогда, согласно выражению (2.2):

$$\begin{aligned}\Pi_1^* &= \underline{m}^* = \frac{\Pi_1}{\Pi_6} * 100 = \frac{\Pi_1}{\Pi_1} * 100 \\ \Pi_2^* &= \bar{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_6} * 100 = \frac{\Pi_2}{\Pi_1} * 100\end{aligned}\tag{2.3}$$

$$\alpha^* = 0$$

$$\beta^* = \Pi_3^* - \Pi_2^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_6} * 100 - \frac{\Pi_2}{\Pi_6} * 100 = \frac{\Pi_3}{\Pi_1} * 100 - \bar{m}^*$$

2. Неубывающий нечеткий интервал (рисунок 2.4 б).

В данном случае:

$$\Pi_2 = \underline{m};$$

$$\Pi_3 = \bar{m};$$

$$\Pi_1 = \Pi_2 - \alpha.$$

Предельным значением здесь является наибольшее из возможных значение параметра Π_3 по аналогичным соображениям. Значит, $\Pi_6 = \Pi_3$.

Тогда, согласно выражению (2.2):

$$\Pi_2^* = \underline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_6} * 100 = \frac{\Pi_2}{\Pi_3} * 100$$

$$\Pi_3^* = \bar{m}^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_6} * 100 = \frac{\Pi_3}{\Pi_3} * 100\tag{2.4}$$

$$\alpha^* = \Pi_2^* - \Pi_1^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_6} * 100 - \frac{\Pi_1}{\Pi_6} * 100 = \underline{m}^* - \frac{\Pi_1}{\Pi_3} * 100$$

$$\beta^* = 0$$

3. Трапециевидный нечеткий интервал (рисунок 2.4 в).

При определении параметров нечеткого интервала третьего типа, учитывая обозначения, приведенные на рисунке 2.4, при расчёте значений \underline{m}^* , α^* , формулы (2.4) унифицированного пересчета для интервала второго типа (рисунок 2.4 б) остаются теми же, а для нечеткого интервала первого типа при расчете значений \bar{m}^* , β^* , в выражение (2.3) вводятся следующие коррективы: $\Pi_1 = \Pi_2$; $\Pi_2 = \Pi_3$; $\Pi_3 = \Pi_4$.

Тогда:

$$\begin{aligned} \Pi_2^* &= \underline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_3} * 100 \\ \Pi_3^* &= \bar{m}^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_2} * 100 \\ \alpha^* &= \Pi_2^* - \Pi_1^* = \underline{m}^* - \frac{\Pi_1}{\Pi_3} * 100 \\ \beta^* &= \Pi_4^* - \Pi_3^* = \frac{\Pi_4}{\Pi_2} * 100 - \bar{m}^* \end{aligned} \tag{2.5}$$

После преобразований можно переходить к получению функции принадлежности $\mu(\Pi)$. В данном случае, параметры Π , попадающие в зону нормальных значений, интереса не представляют, им присваивается $\mu(\Pi) = 1$. Это означает, что элемент находится в нормальном работоспособном состоянии. Параметрам, попадающим в левую или правую части нечёткого интервала следует присвоить значения, описываемые линейной функцией $\mu(\Pi)$.

2.6 Расчет функций принадлежности для параметров гидроблока

Приведем примеры расчета функции принадлежности для нескольких показателей.

Исходные данные. В качестве исходных данных были применены карты уставок автоматике и технологических защит для гидроагрегатов Новосибирской ГЭС (рисунок 2.5). Полный список параметров представлен в Приложении А (см. табл. А.1). При учете карты уставок релейной защиты трансформаторов (Приложение А, табл. А.2), можно расширить информационную базу систем СППР и РУСА до уровня *гидроблока*.

Создание режима «советчика» на базе технологических защит возможно только при помощи защит с *предупредительной сигнализацией*. Уставки для таких защит устанавливаются в виде двух значений, что видно на рисунке 2.5.

Карта уставок автоматики и технологических защит							
гидроагрегата Г5							
Наименование защит	Прибор (реле)			Уставка		Действие защит	Примечание
	Тип	Обозначение в схеме	Место установки датчика	по параметру	по времени		
Повышение температуры сегментов подпятника	ТКП160СГ	BTS1 BTS2 BTS3 BTS4	Сегменты: 22Н, 21Н, 22В, 21В	70 / 60 °С *	-	Сигнал	САУ - "Стоп 2", ЭГР - N3K2
				75 / 65 °С	-	Разгрузка по Р и Q, отключение ВТ5, нормальный останов агрегата	
	СТК, ТСМ 9203-01-50М	CMD.0	Сегменты: 1В, 1Н, 3В, 3Н, 5В, 5Н, 7В, 7Н, 9В, 9Н, 11В, 11Н, 13В, 13Н, 15В, 15Н, 17В, 17Н, 19В, 19Н, 21В, 21Н, 23В, 23Н	70 / 60 °С	-	Сигнал	САУ - "Стоп 2", ЭГР - N3K2
		CMD.4		75 / 65 °С	-	Разгрузка по Р и Q, отключение ВТ5, нормальный останов агрегата	
Повышение температуры сегментов ВГП	ТКП160СГ	BTS5 BTS6	Сегменты: 7, 15	60 / 55 °С	-	Сигнал	САУ - "Стоп 2", ЭГР - N3K2
				65 / 60 °С	-	Разгрузка по Р и Q, отключение ВТ5, нормальный останов агрегата	
	СТК, ТСМ 9203-01-50М	CMD.1	Сегменты: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15	60 / 55 °С	-	Сигнал	САУ - "Стоп 2", ЭГР - N3K2
		CMD.5		65 / 60 °С	-	Разгрузка по Р и Q, отключение ВТ5, нормальный останов агрегата	

Рисунок 2.5 – Карта уставок автоматики и технологических защит (фрагмент)

Построим различные нечёткие интервалы и рассчитаем их функции принадлежности для некоторых параметров гидроблока.

1. Показатель температуры горячего воздуха генератора:

- нормальное состояние: 20-60 °С;
- предельное значение: 65 °С.

Вид интервала – невозрастающий, следовательно, применим формулы (2.3):

$$\underline{m}^* = \frac{\Pi_1}{\Pi_1} * 100 = \frac{20}{20} * 100 = 100; \quad \overline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_1} * 100 = \frac{60}{20} * 100 = 300;$$

$$\beta^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_1} * 100 - \overline{m}^* = \frac{65}{20} * 100 - 300 = 25.$$

Функция принадлежности имеет общий вид $\mu(\Pi) = -kx+b$, тогда:

$$k = \operatorname{tg} \theta = \frac{1}{\beta^*} = \frac{1}{25} = 0,04$$

где θ – угол наклона функции $\mu(\Pi) = -kx+b$ к оси абсцисс.

Подставим в выражение точку (300; 1) и получим:

$$1 = -0,04 \cdot 300 + b;$$

$$b = 1 + 0,04 \cdot 300 = 13.$$

Тогда функция принадлежности имеет вид:

$$\mu(\Pi) = -0,04x + 13$$

или

$$\mu(\Pi) = 1 - 0,04(x - 300).$$

Результат представлен на рисунке 2.6:

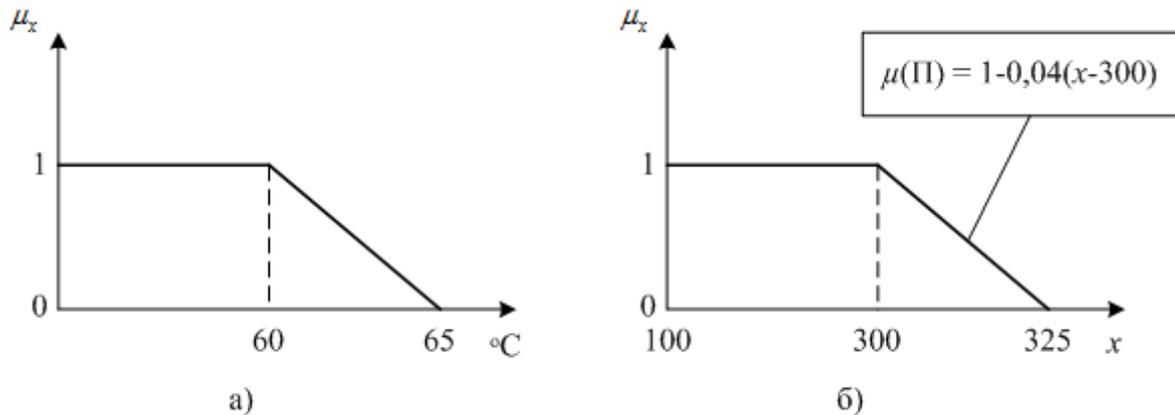


Рисунок 2.6 – Нечёткий интервал и функция принадлежности параметра
«Температура горячего воздуха генератора»:

а) именованные единицы (С°); б) относительные единицы

2. Обрыв цепи управления выключателем трансформатора:

- нормальное состояние: 140-220 В;
- предельное значение: 40 В.

Вид интервала – неубывающий, следовательно, применим формулы (2.4)

$$\underline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_3} * 100 = \frac{140}{220} * 100 = 63,64 \quad \overline{m}^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_3} * 100 = \frac{220}{220} * 100 = 100 ;$$

$$\alpha^* = \underline{m}^* - \frac{\Pi_1}{\Pi_3} * 100 = 63,64 - \frac{40}{220} * 100 = 45,46 .$$

Функция принадлежности имеет общий вид $\mu(\Pi) = kx + b$, тогда:

$$k = \operatorname{tg} \theta = \frac{1}{63,64 - 18,18} = 0,022.$$

Подставим в выражение точку (63,64; 1) и получим:

$$1 = 0,022 \cdot 63,64 + b;$$

$$b = 1 - 0,022 \cdot 63,64 = -0,4.$$

Тогда функция принадлежности имеет вид:

$$\mu(\Pi) = 0,022x - 0,4.$$

Результат представлен на рисунке 2.7:

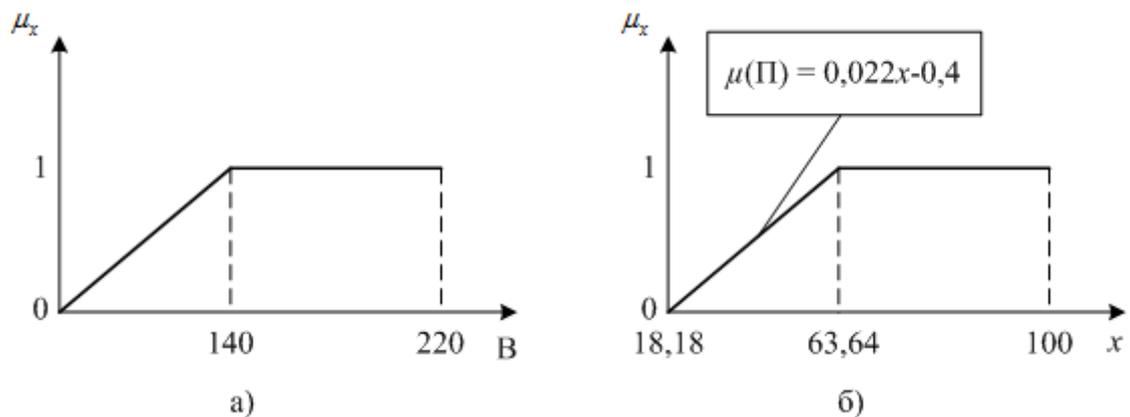


Рисунок 2.7 – Нечёткий интервал и функция принадлежности параметра «Обрыв цепи управления выключателем трансформатора»:
а) именованные единицы (В); б) относительные единицы

3. Давление в гидроаккумуляторе МНУ:

- нормальное состояние: 22,5-25 кгс/см²;
- предельное значение: не ниже 16,5 и не выше 25,6 кгс/см².

Вид интервала – трапецевидный, следовательно, применим формулы (2.5)

$$\underline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_3} * 100 = \frac{22,5}{25} * 100 = 90; \quad \overline{m}^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_2} * 100 = \frac{25}{22,5} * 100 = 111,11;$$

$$\alpha^* = \underline{m}^* - \frac{\Pi_1}{\Pi_3} * 100 = 90 - \frac{16,5}{25} * 100 = 24;$$

$$\beta^* = \frac{\Pi_4}{\Pi_2} * 100 - \overline{m}^* = \frac{25,6}{22,5} * 100 - 111,11 = 2,67.$$

Функция принадлежности имеет общий вид $\mu(\Pi) = kx + b$, тогда для возрастающего интервала:

$$k_1 = \operatorname{tg} \theta_1 = \frac{1}{90 - 66} = 0,042$$

Подставим в выражение точку (90; 1) и получим:

$$1 = 0,042 \cdot 90 + b_1;$$

$$b_1 = 1 - 0,042 \cdot 90 = -2,75.$$

Тогда функция принадлежности для возрастающего интервала имеет вид:

$$\mu_1(\Pi)=0,042x-2,75.$$

Для убывающего интервала:

$$k_2 = \operatorname{tg}\theta_2 = \frac{1}{113,78-111,11} = 0,375$$

Подставим в выражение точку (111,11; 1) и получим:

$$1 = -0,375 \cdot 111,11 + b_2;$$

$$b_2 = 1 + 0,375 \cdot 111,11 = 42,67.$$

Тогда функция принадлежности для убывающего интервала имеет вид:

$$\mu_2(\Pi) = -0,375x + 42,67$$

или

$$\mu_2(\Pi) = 1 - 0,375(x - 111,11).$$

Результат представлен на рисунке 2.8:

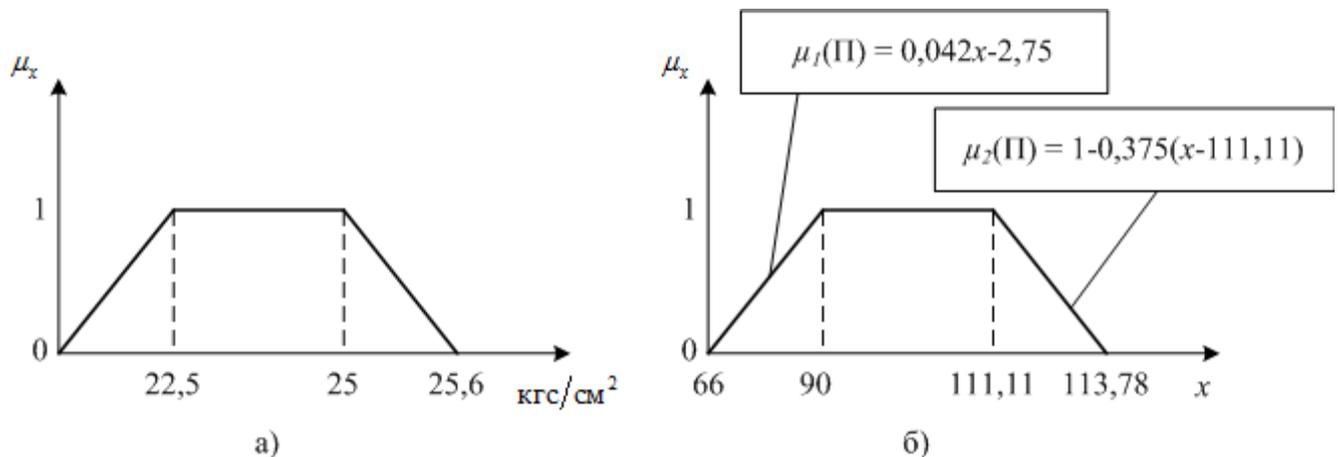


Рисунок 2.8 – Нечёткий интервал и функция принадлежности параметра «Давление в гидроаккумуляторе МНУ»:

а) именованные единицы (кгс/см²); б) относительные единицы

Аналогичным образом получены 55 функций принадлежности для различных параметров эксплуатационного состояния оборудования Новосибирской ГЭС. Данные приведены в Приложении А (табл. А.3).

Переход к относительным единицам позволит расширить возможности режима «советчика», а именно – сравнивать и ранжировать в порядке первоочередной важности эксплуатационные параметры оборудования. Также следует отметить, что данный метод является универсальным и позволяет производить расчет функций принадлежности на других гидростанциях для

установленного на них оборудования, с учетом его индивидуальных особенностей.

Превентивное управление на ГЭС с позиции основной области применения СППР

Представление эксплуатационных параметров в виде нечеткого интервала позволяет рассматривать СППР для превентивного управления станцией [69]. Поскольку основными инструментами превентивного, или предупредительного, управления являются мониторинг, диагностирование, прогнозирование изменения текущей ситуации на объекте, а также своевременная реализация управляющих воздействий, направленных на восстановление нормального состояния объекта [21, 70], принцип построения нечетких интервалов контролируемых параметров вполне может быть положен в основу данного процесса. Рассмотрим организацию превентивного управления на станции при использовании преобразованных в нечёткие интервалы параметров (рисунок 2.9).

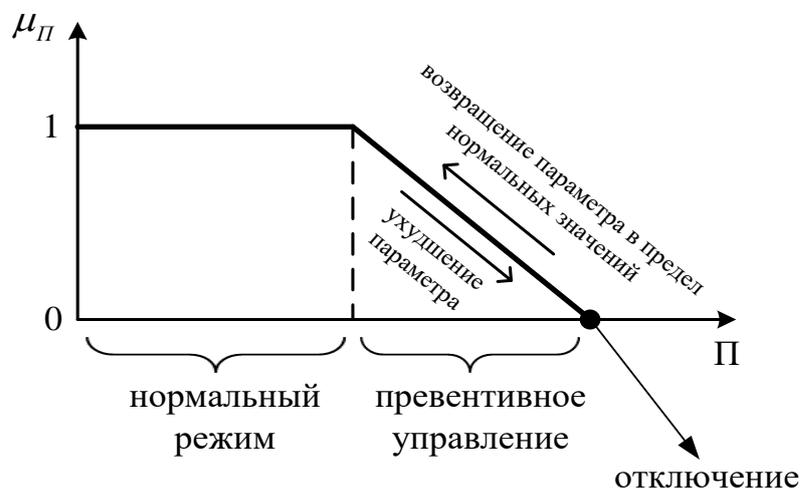


Рисунок 2.9 – Превентивное управление эксплуатационным параметром

Предположим, СППР в режиме «советчика» функционирует на какой-либо станции. ЛПР видит в режиме реального времени состояние работающего оборудования. Значение «1» указывает на нормальную работу оборудования. В случае, когда значение функции принадлежности для какой-либо установки начнет снижаться, то ЛПР увидит на экране цифру, отличающуюся от «1».

Определив динамику этого изменения, оборудование, на котором режим работы начал ухудшаться и применив свой личный опыт и знания, ЛПР сможет *своевременно* принять те или иные действия по возврату режима работы данной установки в *нормальную область*, не допустив тем самым аварийного отключения агрегата.

Таким образом, превентивное управление агрегатом позволяет обнаружить отклонение в его работе на начальной стадии, реализовать комплекс мер по предотвращению развития аварийной ситуации [21].

Из всего вышесказанного можно убедиться в актуальности использования защит с предупредительной сигнализацией для осуществления процесса превентивного управления агрегатами [71].

2.7 Расчет оценок эксплуатационного состояния гидроагрегата

Текущие оценки характеризуют степень эксплуатационной надежности агрегата в момент принятия решений t и их целесообразно находить непосредственно на нечетком интервале. Вспомним как интерпретируются значения функции принадлежности нечёткого интервала при превентивном управлении (рисунок 2.9). Значение «1» говорит о нормальном состоянии контролируемого параметра, значение «0» - о его неудовлетворительном состоянии, т.е. *чем ближе значение к «0», тем хуже состояние контролируемого объекта*. Следовательно, понятие текущей оценки эксплуатационного состояния не противоречит понятию значения функции принадлежности текущего значения параметра его нечёткому интервалу. Тогда можно принять:

$$T(\Pi) = \mu(\Pi) \quad (2.6)$$

Приведем пример расчета текущей оценки для параметра «Температура горячего воздуха» (рисунок 2.6).

- 1) Допустим, что в момент времени t датчик температуры показывает значение $t=62C^{\circ}$;

- 2) Так как нечеткий интервал является невозрастающим (рисунок 2.4 а), для перевода в относительные единицы используем формулы (2.3):

$$П = \frac{T}{\underline{m}} \cdot 100 = \frac{62}{20} \cdot 100 = 310$$

- 3) По уравнению функции принадлежности, изображенной на рисунке 2.6 б, определим её текущее значение:

$$\mu(П) = 1 - 0,04(П - 300) = 1 - 0,04(310 - 300) = 0,6$$

Тогда, по выражению (2.6), текущая оценка равна:

$$T(П) = \mu(П) = 0,6$$

Как было показано выше, в п. 2.1, базовая оценка эксплуатационного параметра должна характеризовать его важность или вес по сравнению с остальными. Поскольку каждый параметр состояния был переведен в форму нечёткого интервала, оценить степень приоритетности одного параметра над другим можно, сравнив соответствующие нечёткие интервалы. Таким образом, принцип получения базовой оценки основывается на *методе парных сравнений* интервалов N_i . N_i превосходит наибольший из оставшихся интервалов N_j ($j=1 \dots n$, $j \neq i$), если построить четыре показателя превосходства [60, 72-75]:

$\text{Pos}(\bar{Y}_1 \geq \underline{Y}_2)$ – возможность того, что наибольшие значения параметра Y_1 будут по меньшей мере равны наименьшим значениям параметра Y_2 ;

$\text{Pos}(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_2)$ – возможность того, что наибольшие значения параметра Y_1 будут больше наибольших значений параметра Y_2 ;

$\text{Nec}(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2)$ – необходимость того, что наименьшие значения параметра Y_1 будут по меньшей мере равны наименьшим значениям параметра Y_2 ;

$\text{Nec}(\underline{Y}_1 > \bar{Y}_2)$ – необходимость того, что наименьшие значения параметра Y_1 будут больше наибольших значений параметра Y_2 .

Тогда множество $\{N_1, N_2, \dots, N_n\}$ можно упорядочить. Рассмотрим принцип сравнения двух нечетких интервалов $N_1 = (\underline{m}_1, \bar{m}_1, \alpha_1, \beta_1)$ и $N_2 = (\underline{m}_2, \bar{m}_2, \alpha_2, \beta_2)$ (рисунок 2.10).

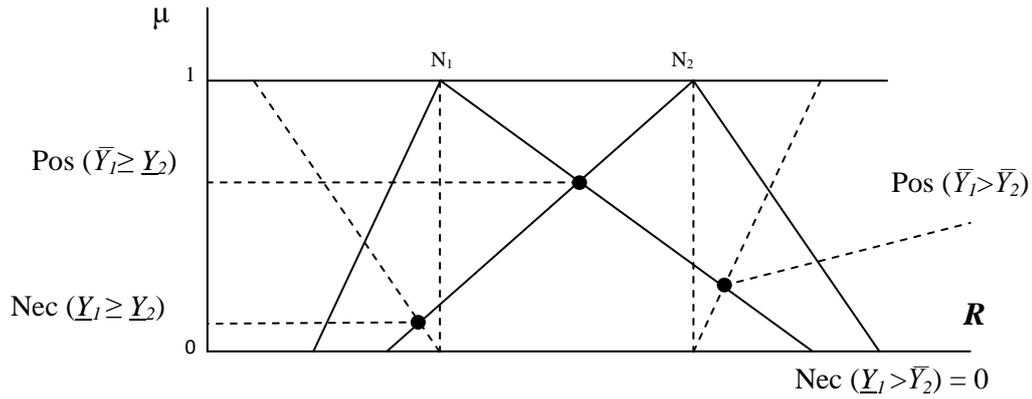


Рисунок 2.10 – Сравнение нечетких интервалов

Определение мер сравнения – это отыскание всех точек пересечения. Чаще всего пользуются упрощенной формой расчета:

1. Для невозрастающих нечетких интервалов:

$$Pos(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2) = Pos_1 = \max(0, \min(1, Pos_{1-2})), \quad (2.7)$$

где $Pos_{1-2} = (\bar{m}_1 - \bar{m}_2 + \beta_1) / (\beta_1 + \beta_2)$

2. Для неубывающих нечетких интервалов:

$$Pos(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2) = Pos_1 = 1 - Nec(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2), \quad (2.8)$$

где $Nec(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2) = \max(0, \min(1, (\underline{m}_1 - \underline{m}_2 + \alpha_2) / (\alpha_1 + \alpha_2)))$

3. Трапециевидные интервалы разбиваются и рассчитываются по формулам (2.7) и (2.8).

Определенные таким образом численные меры возможностей позволяют заведомо рассчитать шкалу приоритетности контроля за эксплуатационными параметрами, то есть получить количественную и объективную оценку информационной важности контролируемых параметров по каждому гидроагрегату на основе условий настройки установленных на них систем контроля [21].

Учитывая вышесказанное, можно записать множество базовых оценок по n контролируемым параметрам, упорядоченное по снижению их важности:

$$B(\Pi_i) = (Pos_{61}, Pos_{62}, \dots, Pos_{6n}). \quad (2.9)$$

Произведем расчет базовых оценок десяти параметров генератора Новосибирской ГЭС (НГЭС). Для расчета используем выражения (2.7) – (2.9). Ниже приведён список оцениваемых показателей, параметрические описания

нечетких интервалов $(\underline{m}, \bar{m}, \alpha, \beta)$ которых были найдены ранее (см. Приложение А, табл. А.3):

- 1) Симметричные перегрузки $N_1 = (100, 106, 0, 4)$;
- 2) Несимметричные перегрузки $N_2 = (100, 100, 0, 900)$;
- 3) Температура железа выше нормы $N_3 = (100, 475, 0, 25)$;
- 4) Температура меди выше нормы $N_4 = (100, 475, 0, 25)$;
- 5) Температура горячего воздуха $N_5 = (100, 300, 0, 25)$;
- 6) Перегрузка ротора $N_6 = (100, 198, 0, 179)$;
- 7) Температура масла в ванне подпятника (ПП) выше нормы $N_7 = (100, 900, 0, 200)$;
- 8) Отклонился (увеличился) уровень масла в ванне ПП $N_8 = (100, 100, 0, 6)$;
- 9) Температура масла в ванне подшипника (ПШ) выше нормы $N_9 = (100, 900, 0, 200)$;
- 10) Увеличение вибрации боя вала $N_{10} = (100, 550, 0, 50)$.

Определим базовую оценку для параметра №6 «Перегрузка ротора» по отношению к другим параметрам гидрогенератора. Поскольку для этого параметра $\alpha=0$, то нечеткий интервал является невозрастающим, используем для расчета формулу (2.7). Сравним параметр №6 с параметром №1:

$$Pos_{6-1} = \frac{\bar{m}_6 - \bar{m}_1 + \beta_6}{\beta_6 + \beta_1} = \frac{198 - 106 + 179}{179 + 4} = 1,48$$

Аналогичным образом:

$$Pos_{6-2} = 0,257; Pos_{6-3} = -0,480; Pos_{6-4} = -0,480; Pos_{6-5} = 0,377; Pos_{6-7} = -1,380;$$

$$Pos_{6-8} = 1,500; Pos_{6-9} = -1,380; Pos_{6-10} = -0,755.$$

Исходя из требований принадлежности меры возможности в пределах $[0;1]$, оставим меры, удовлетворяющие этому условию: $Pos_{6-2} = 0,257; Pos_{6-5} = 0,377$. Выберем из них наименьший и получим:

$$Pos_6 = 0,257.$$

Поскольку все остальные параметры также представляют невозрастающие нечеткие интервалы, расчет для них полностью аналогичен. После проведения

расчета и ранжирования был получен результат, представленный в таблице 2.1 [76, 77].

Таблица 2.1 – Ранжированный список параметров генератора НГЭС

Ранг	Параметр	Мера превосходства
1	Увеличение вибрации боя вала	0,526
2	Температура масла в ванне ПП выше нормы	0,500
2	Температура масла в ванне ПШ выше нормы	0,500
3	Температура железа выше нормы	0,432
3	Температура меди выше нормы	0,432
4	Перегрузка ротора	0,257
5	Температура горячего воздуха	0,243
6	Несимметричные перегрузки	0,091
7	Симметричные перегрузки	0,011
8	Отклонился (увеличился) уровень масла в ванне ПП	0,006

Как видно из таблицы, наиболее приоритетным параметром генератора для НГЭС стало увеличение боя вала. Это означает, что при принятии решений при превентивном управлении станцией на этот показатель будет обращать наибольшее внимание. Затем идут температурные параметры и параметры перегрузок. Наименее приоритетным стал параметр уровня масла.

Рассуждая о соотношении степени приоритетности параметра и его базовой оценки, прибегнем к аналогичному с текущей оценкой выводу – *чем ближе значение к «0», тем важнее состояние контролируемого параметра*. Значит, базовая оценка противоположна по смыслу степени приоритетности и может быть получена по выражению:

$$B(\Pi) = 1 - Pos(\Pi) \quad (2.10)$$

Теперь, можно получить «результатирующую» оценку эксплуатационного состояния гидроагрегата по формуле:

$$J(\Pi) = B(\Pi) \cdot T(\Pi) \quad (2.11)$$

- Базовая оценка для параметра «Температура горячего воздуха» (по таблице 2.1 и выражению (2.10)): $B(\Pi) = 1 - 0,243 = 0,757$
- Текущая оценка (рассчитана выше): $T(\Pi) = 0,6$
- Результирующая оценка: $J(\Pi) = B(\Pi) \cdot T(\Pi) = 0,757 \cdot 0,6 = 0,454$

Подобным образом формируются оценки эксплуатационного состояния всех параметров гидроагрегата. Удобство применения теории возможностей также состоит в том, что процессы получения оценок можно автоматизировать, написав соответствующую компьютерную программу. Создав удобный интерфейс и систему информирования ЛПР, получим прототип интеллектуальной системы поддержки принятия решений при ситуационном управлении на ГЭС.

Понятие прогнозной оценки гидроагрегата

Для осуществления контроля эксплуатационного состояния *гидроагрегата в целом*, необходимо перейти от оценки отдельных его составляющих к оценке совокупности всех параметров гидроагрегата (гидроблока), входящих в его состав. При этом, согласно [9] необходимо учитывать факт *взаимного влияния параметров* эксплуатационного состояния оборудования, так как из-за особенностей технологического процесса на ГЭС, отклонение одних параметров может привести к отклонению других. Например, повышение температуры охлаждающего воздуха статора генератора вызовет увеличение температуры меди и железа, что, в свою очередь, приведет к перегрузке ротора и его перенапряжению.

В процессе своей работы, ЛПР интуитивно представляет последствия тех или иных своих управленческих воздействий, однако, в условиях ограниченности времени на принятие решения и наличия большого объема информации о текущей ситуации, существует вероятность недооценки ЛПР таковых последствий и наилучшее решение может быть упущено. Таким образом, учет *возможного* отклонения одних параметров при отклонении других, обеспечит *более объективную* оценку состояния оборудования на станции.

Для реализации подобного учета может служить *модель прогноза ситуации* на агрегате. Термин «прогноз» в данном случае означает тот факт, что результирующая оценка гидроагрегата будет изменяться в соответствии со сложившейся ситуацией на станции. То есть, помимо учета отклонившихся

параметров будет произведена оценка отклонения коррелирующих с ними параметров в виде своеобразного прогноза реального состояния объекта.

Модель определения состояния гидроагрегата с учетом взаимного влияния параметров

Основная сложность построения модели, прогнозирующей изменение состояния гидроагрегата, состоит в том, что такая модель должна обладать наиболее точным инструментом определения наличия или отсутствия корреляционной связи между параметрами. Как было показано в [9], факт взаимного влияния параметров друг на друга, а также степень этого влияния может быть учтен с помощью экспертного оценивания. Комиссия экспертов, состоящая из служащих той или иной гидроэлектростанции, дает соответствующее заключение по каждому параметру, после чего результаты экспертизы отображаются в виде *коэффициентов взаимного влияния*.

В этой же работе представлена зависимость, которая позволяет получать прогнозную оценку эксплуатационного состояния гидроагрегата [9]:

$$F(\Pi_i) = J(\Pi_i) + k_{i-1} \cdot B_1 + k_{i-2} \cdot B_2 + \dots + k_{i-j} \cdot B_j + \dots + k_{i-N} \cdot B_N \quad (2.12)$$

где $F(\Pi_i)$ – прогнозная оценка i -го параметра; $J(\Pi_i)$ – результирующая оценка i -го параметра; k_{i-j} – коэффициент, учитывающий характер влияния j -го параметра на i -й, причем $i \neq j$; $B_1 \dots B_N$ – базовые оценки всех N параметров, которые оказывают влияние на отклонившийся i -й параметр.

Величину k_{i-j} , полученную экспертным путем, в данном случае можно считать *нечетким коэффициентом корреляции*. Коэффициенты k_{i-j} принимают значения: $k_{i-j} = 0 \dots 1$, где «0» означает отсутствие корреляционной связи между параметрами i и j , а «1» означает присутствие корреляции между ними при любых условиях. Таким образом, *чем выше* прогнозная оценка параметра гидроагрегата, *тем лучше* его эксплуатационное состояние.

Алгоритм работы СППР на основании выражения (2.12) предполагается следующим:

1. Расчет прогнозных оценок *всех параметров*, у которых произошло срабатывание предупредительной сигнализации, на каждом гидроагрегате на момент принятия решения t .
2. Построение ранжированного ряда (в порядке убывания) всех рассчитанных прогнозных оценок для каждого агрегата.
3. Выбор *наименьшей* прогнозной оценки в каждом ранжированном ряду.
4. Присвоение оценки текущего эксплуатационного состояния каждому гидроагрегату равной выбранной на предыдущем этапе.
5. Вывод оценок текущего состояния всех гидроагрегатов на монитор компьютера в качестве справочной информации для ЛППР.

Принципы, заложенные в основание данной модели, несомненно, имеют глубокую теоретическую проработку и основываются на продолжительных научных исследованиях. Однако анализ ее работы выявил ряд существенных недостатков, среди которых выделим следующие:

1. Предварительный сбор информации о корреляционных зависимостях требует создания группы экспертов, что влечет за собой:
 - длительный период времени, отводящийся на предварительные переговоры о сотрудничестве, согласование времени и места проведения экспертизы, подготовку необходимых бланков опроса и т. п.;
 - возможные несоответствия представленных результатов ввиду недостаточно высокой квалификации или степени информированности некоторых экспертов;
 - риски, связанные с получением несогласованной информации от экспертов (низкие коэффициенты согласованности и конкордации), и, как следствие, проведение новой экспертизы.
2. Процесс обработки полученной экспертной информации и расчета коэффициентов взаимного влияния является долгим и трудоемким.

3. Результатом проведенных расчетов является большая матрица коэффициентов, что влечет за собой трудности работы с ней, в частности, при разработке компьютерной программы.
4. Полученные коэффициенты взаимного влияния не являются универсальными в использовании, ввиду различного состава эксплуатационных параметров оборудования на различных ГЭС. Таким образом, применение модели на новой ГЭС требует нового созыва экспертной комиссии и новых расчетов.
5. Выбор одной (наибольшей) прогнозной оценки из прогнозных оценок всех «сработавших» параметров и приравнивание этой оценки к оценке текущего эксплуатационного состояния всего гидроагрегата, предположительно, снижает объективность предоставляемой ЛПР информации. Теоретически, гидроагрегат, у которого сработали сигнализации у нескольких «неважных» параметров может иметь худшее эксплуатационное состояние, чем гидроагрегат, у которого сработал один «важный» параметр. Анализ такой ситуации у данной модели отсутствует.

Следовательно, необходимо рассмотреть другой принцип построения модели расчета оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов, в котором учитываются все указанные выше замечания.

2.8 Модель получения оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегата на основе обобщенного нечеткого интервала

В работе предложен новый способ объективной оценки текущего эксплуатационного состояния оборудования, который является более совершенным, чем предложенный ранее.

Суть этого подхода заключается в следующем.

На момент принятия решения формируется *объективный снимок текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов на основе измерения всех*

параметров. При этом не используются процедуры получения экспертных оценок, которые, как известно, обладают значительным субъективизмом. Это возможно осуществить на основе использования такого инструмента как построение так называемого *обобщенного нечеткого интервала (ОНИ)*.

ОНИ – это показатель, характеризующий полное текущее состояние гидроагрегата. Другими словами, полное описание эксплуатационного состояния гидроагрегата осуществляется за счет объединения нечетких интервалов всех тех параметров состояния, значения которых вышли за пределы своих нормальных показателей.

Взаимное влияние параметров в этом случае учитывать отдельно нет необходимости, так как все они в разной степени участвуют в формировании ОНИ.

Порядок объединения нечётких интервалов и возможности использования такого преобразования хорошо иллюстрируется примерами, приведенными в [60, 79]. Если учесть, что каждый нечеткий интервал представлен пятеркой параметров:

$$N_i = (\underline{m}_i, \bar{m}_i, \alpha_i, \beta_i, h_i),$$

где $\underline{m}_i, \bar{m}_i$ – нижнее и верхнее модальные значения нечеткого интервала N_i соответственно; α_i, β_i – левый и правый коэффициенты нечеткости; h_i – высота нечеткого интервала, то результат сложения интервалов $N_i = (\underline{m}_i, \bar{m}_i, \alpha_i, \beta_i, h_i)$ и $N_j = (\underline{m}_j, \bar{m}_j, \alpha_j, \beta_j, h_j)$ выглядит в виде пятерки параметров [60]:

$$N = (\underline{m}, \bar{m}, \alpha, \beta, h),$$

где:

$$h = \min(h_i; h_j), \quad (2.13)$$

$$\alpha = h \left(\frac{\alpha_i}{h_i} + \frac{\alpha_j}{h_j} \right), \quad (2.14)$$

$$\beta = h \left(\frac{\beta_i}{h_i} + \frac{\beta_j}{h_j} \right), \quad (2.15)$$

$$\underline{m} = \underline{m}_i + \underline{m}_j - \alpha_i - \alpha_j + \alpha, \quad (2.16)$$

$$\bar{m} = \bar{m}_i + \bar{m}_j + \beta_i + \beta_j - \beta. \quad (2.17)$$

Таким образом, **обобщенный нечёткий интервал** – это нечеткий интервал, полученный путем *обобщения* (сложения и объединения) всех нечетких интервалов, которые являются составными частями какой-либо системы нечетких множеств. Это наглядно показано на рисунке 2.11 [78].

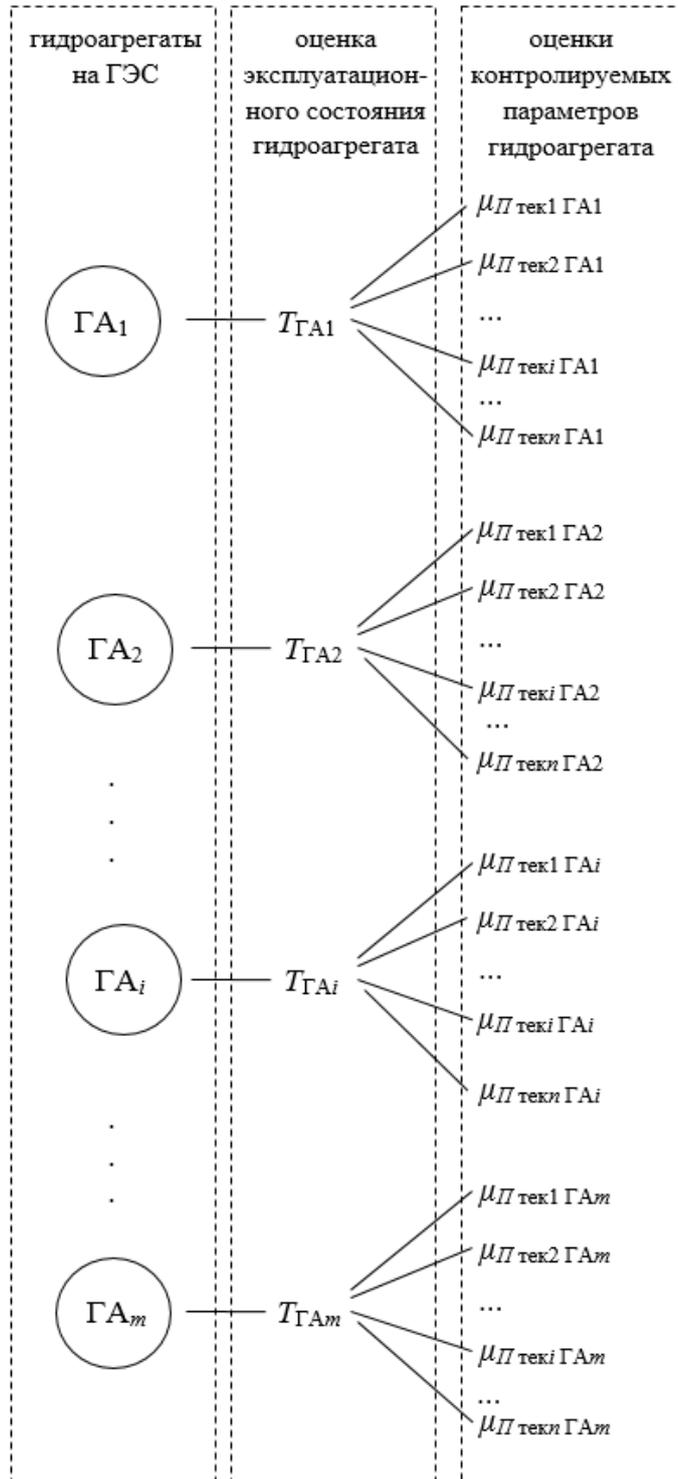


Рисунок 2.11 – Схема определения оценок гидроагрегатов

Рассмотрим выражения, которые могут применяться для построения обобщенного интервала для анализа эксплуатационного состояния оборудования.

Вернемся к формулам (2.13) – (2.17) и интерпретируем их для нечетких интервалов параметров оборудования.

Замечание 4. При анализе выражения (2.13) отметим следующее: поскольку высота нечетких интервалов h_i всех параметров энергетического оборудования равна 1 (см. п. 2.3), то выражение (2.13) теряет смысл. Отсюда следует, что использовать в расчетах параметр h_i не нужно.

Получим новые выражения, принимая во внимание данное замечание для любых параметров эксплуатационного состояния гидроагрегатов i и j :

$$h_i = h_j = 1,$$

тогда, из выражения (2.13) следует:

$$h = \min(h_i; h_j) = \min(1; 1) = 1,$$

из выражения (2.14):

$$\alpha = h \left(\frac{\alpha_i}{h_i} + \frac{\alpha_j}{h_j} \right) = 1 \left(\frac{\alpha_i}{1} + \frac{\alpha_j}{1} \right) = \alpha_i + \alpha_j, \quad (2.18)$$

из выражения (2.15):

$$\beta = h \left(\frac{\beta_i}{h_i} + \frac{\beta_j}{h_j} \right) = 1 \left(\frac{\beta_i}{1} + \frac{\beta_j}{1} \right) = \beta_i + \beta_j, \quad (2.19)$$

из выражения (2.16) с учетом (2.18):

$$\underline{m} = \underline{m}_i + \underline{m}_j - \alpha_i - \alpha_j + \alpha = \underline{m}_i + \underline{m}_j - \alpha_i - \alpha_j + \alpha_i + \alpha_j = \underline{m}_i + \underline{m}_j, \quad (2.20)$$

из выражения (2.17) с учетом (2.19):

$$\bar{m} = \bar{m}_i + \bar{m}_j + \beta_i + \beta_j - \beta = \bar{m}_i + \bar{m}_j + \beta_i + \beta_j - \beta_i - \beta_j = \bar{m}_i + \bar{m}_j. \quad (2.21)$$

Таким образом, результатом сложения интервалов $N_i = (\underline{m}_i, \bar{m}_i, \alpha_i, \beta_i)$ и $N_j = (\underline{m}_j, \bar{m}_j, \alpha_j, \beta_j)$ на основании выражений (2.18) – (2.21) будет:

$$N_{i+j} = (\underline{m}_i + \underline{m}_j, \bar{m}_i + \bar{m}_j, \alpha_i + \alpha_j, \beta_i + \beta_j). \quad (2.22)$$

Анализируя выражение (2.22) приходим к выводу, что *получение обобщенного нечеткого интервала при оценивании эксплуатационного состояния*

гидроагрегата или гидроблока происходит путем сложения нечетких интервалов всех его параметров.

Разработка математической модели получения оценок текущего эксплуатационного состояния гидроагрегата

Формулы для получения параметров обобщенного интервала эксплуатационного состояния гидроагрегатов $N_{OI} = (\underline{m}_{OI}, \bar{m}_{OI}, \alpha_{OI}, \beta_{OI})$ с учетом выражения (2.22) можно записать в виде следующей системы:

$$\begin{cases} \underline{m}_{OI} = \underline{m}_i + \underline{m}_j + \dots + \underline{m}_k; \\ \bar{m}_{OI} = \bar{m}_i + \bar{m}_j + \dots + \bar{m}_k; \\ \alpha_{OI} = 0; \\ \beta_{OI} = \beta_i + \beta_j + \dots + \beta_k, \end{cases} \quad (2.23)$$

где i, j, \dots, k – номера всех параметров состояния гидроблока, для которых справедливы выражения: $0 \leq \mu(\Pi_i) < 1$; $0 \leq \mu(\Pi_j) < 1$; ...; $0 \leq \mu(\Pi_k) < 1$. То есть, это все параметры, значения которых *вышли за пределы допустимых значений*.

Как видно из выражения (2.23), в обобщенном интервале отсутствует левый коэффициент нечеткости α_{OI} . Это условие было введено для получения наиболее объективной информации о состоянии гидроблока. Для того, чтобы доказать справедливость такого решения, приведем пример расчета.

Пример 1. Пусть на одном из гидроагрегатов сработали предупредительные сигнализации у трех защит (информация о параметрическом описании и функциях принадлежности нечетких интервалов параметров состояния представлена в Приложении А (табл. А.3):

- защита параметра №4 «Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы»;
- защита параметра №8 «Температура меди выше нормы»;
- защита параметра №51 «Отклонился уровень масла в ванне ВГП».

Например, фактические значения в момент времени t этих параметров составили:

- $\Pi_{\phi 4} = 35,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ (в относительных единицах 236,67);
- $\Pi_{\phi 8} = 95,8 \text{ } ^\circ\text{C}$ (в относительных единицах 479);
- $\Pi_{\phi 51} = 310 \text{ мм}$ (в относительных единицах 92,54).

Построим обобщенный нечеткий интервал эксплуатационного состояния для этого агрегата.

1) Параметрическое описание каждого из нечетких интервалов сработавших защит, а также их функции принадлежности были найдены ранее по методике изложенной в п. 2.6 и находятся в таблице А.3:

$$N_4 = (100; 233,33; 0; 33,33), \mu(\Pi_4) = 1 - 0,03(\Pi - 233,33);$$

$$N_8 = (100; 475; 0; 25), \mu(\Pi_8) = 1 - 0,04(\Pi - 475);$$

$$N_{51} = (100; 100; 10,45; 0), \mu(\Pi_{51}) = 0,0957 \cdot \Pi - 8,57.$$

2) Рассчитаем значения функций принадлежности для всех параметров и построим их нечеткие интервалы:

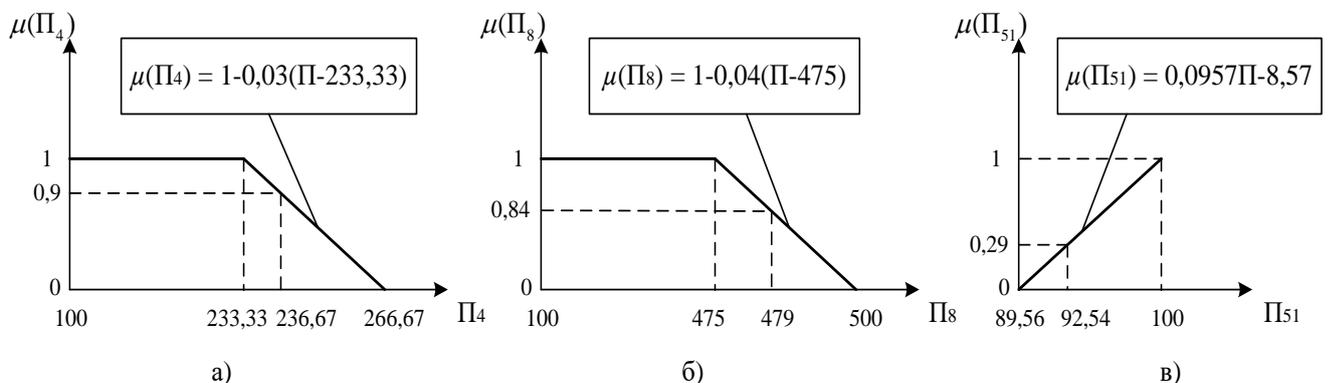


Рисунок 2.12 – Расчет значений функций принадлежности параметров

3) Построим обобщенный нечеткий интервал по выражению (2.23), принимая во внимание, что $\alpha_{OI} \neq 0$. Тогда:

$$\underline{m}_{OI} = \underline{m}_4 + \underline{m}_8 + \underline{m}_{51} = 100 + 100 + 100 = 300;$$

$$\overline{m}_{OI} = \overline{m}_4 + \overline{m}_8 + \overline{m}_{51} = 233,33 + 475 + 100 = 808,33;$$

$$\alpha_{OI} = \alpha_4 + \alpha_8 + \alpha_{51} = 0 + 0 + 10,45 = 10,45;$$

$$\beta_{OI} = \beta_4 + \beta_8 + \beta_{51} = 33,34 + 25 + 0 = 58,34.$$

Полученный обобщенный нечёткий интервал представлен на рисунке 2.13.

4) Найдем значение на обобщенном интервале, исходя из которого, определим значение его функции принадлежности:

$$\Pi_{\text{фОИ}} = \Pi_{\text{ф4}} + \Pi_{\text{ф8}} + \Pi_{\text{ф51}} = 236,67 + 479 + 92,54 = 808,21.$$

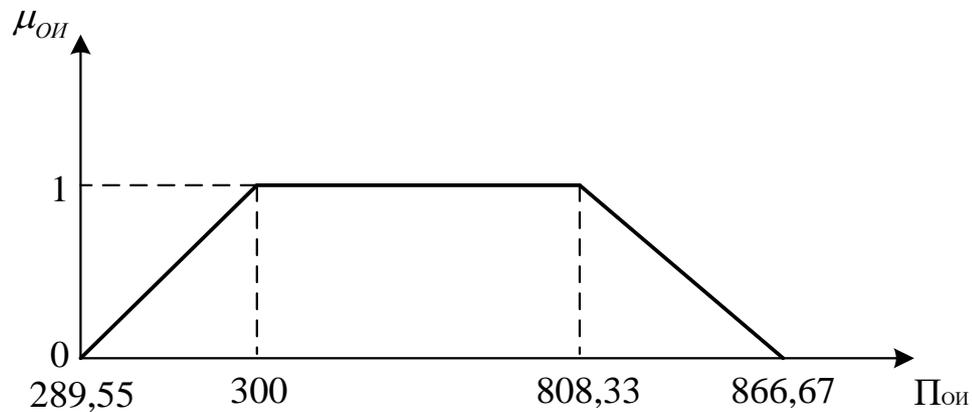


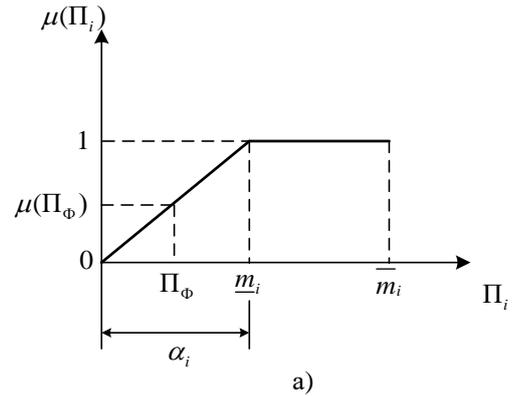
Рисунок 2.13 – Обобщенный нечеткий интервал эксплуатационного состояния гидроагрегата

Как видно из рисунка 2.13, при наложении значения $\Pi_{\text{фОИ}} = 808,21$ на ось абсцисс, получим $\mu_{\text{ОИ}} = 1$.

Очевидно, что результат неверный, поскольку два параметра из трех (№4 и №8) имеют значения функции принадлежности $\mu(\Pi_4) = 0,9$ и $\mu(\Pi_8) = 0,84$ (см. рисунок 2.12), и существенно отличаются от единицы, а параметр №51 имеет уже критически низкое значение $\mu(\Pi_{51}) = 0,29$. Поэтому, в данном случае говорить о *нормальной* работе гидроагрегата в целом никак нельзя.

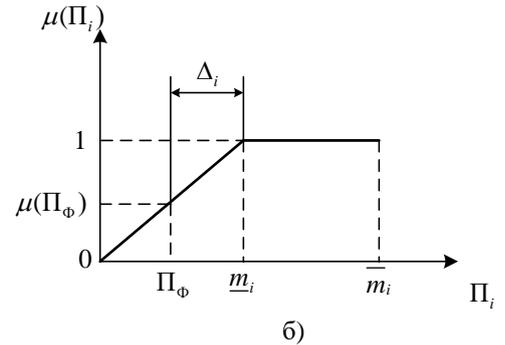
Для решения этой задачи, было предложено следующее: *привести все нечеткие интервалы параметров, у которых произошло срабатывание предупредительной сигнализации, к единому виду. В данном случае – к виду невозрастающего нечеткого интервала.* Нужно отметить, что приведение всех нечетких интервалов к неубывающему виду имеет тот же смысл и также могло быть применено. Рассмотрим все этапы такого «инвертирования» неубывающих нечетких интервалов:

Этап 1 (рисунок 2.14 а). На существующем неубывающем нечетком интервале параметра Π_i (с известными значениями \underline{m}_i , \bar{m}_i , α_i) найдем фактическое текущее значение параметра Π_Φ и значение функции принадлежности $\mu(\Pi_\Phi)$.



Этап 2 (рисунок 2.14 б). Рассчитаем глубину отклонения параметра Π_Φ от границы его нормальных значений:

$$\Delta_i = \underline{m}_i - \Pi_\Phi \quad (2.24)$$



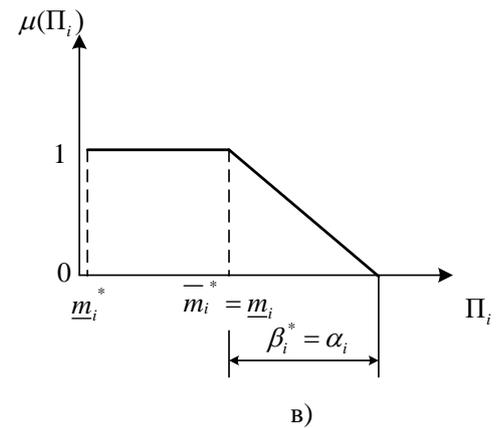
Этап 3 (рисунок 2.14 в). Перестроим неубывающий нечеткий интервал в невозрастающий по следующим формулам:

$$\bar{m}_i^* = \underline{m}_i \quad (2.25)$$

$$\underline{m}_i^* = \underline{m}_i - (\bar{m}_i - \underline{m}_i) = 2\underline{m}_i - \bar{m}_i \quad (2.26)$$

$$\alpha_i^* = 0 \quad (2.27)$$

$$\beta_i^* = \alpha_i \quad (2.28)$$



Этап 4 (рисунок 2.14 г). Отложим на новом невозрастающем интервале значение Δ_i вправо от \bar{m}_i^* и найдем значение $\mu(\Pi_\Phi^*)$.

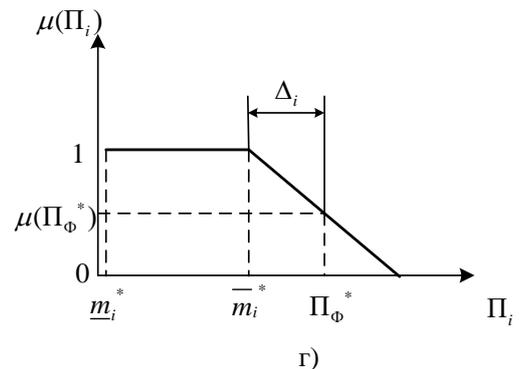


Рисунок 2.14 – Этапы преобразования нечеткого интервала из неубывающего вида в невозрастающий

Замечание 5. Поскольку вид функции принадлежности у преобразованного нечеткого интервала является симметричным отображением прежнего, то очевидно, что $\mu(\Pi_\Phi) = \mu(\Pi_\Phi^*)$. Это хорошо видно на рисунке 2.15.

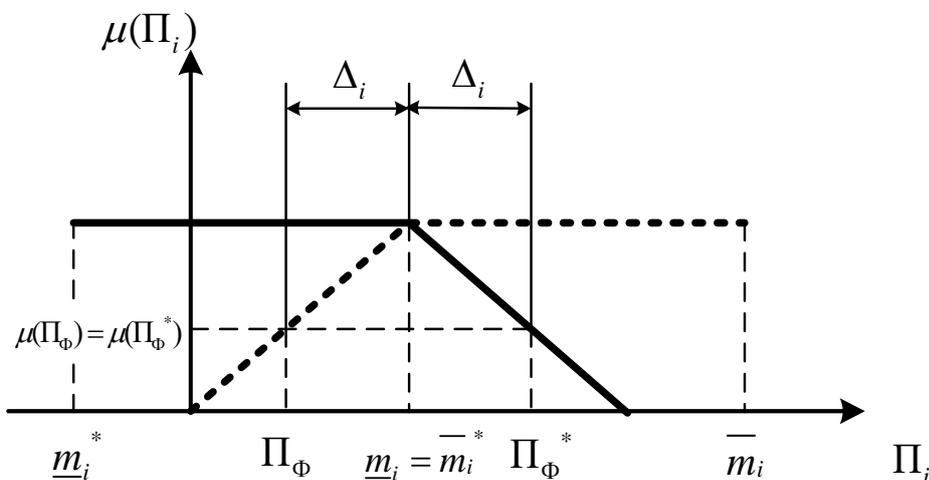


Рисунок 2.15 – К сравнению неубывающего и преобразованного невозрастающего нечетких интервалов

Также из сравнения преобразованного нечеткого интервала с первоначальным (рисунок 2.15) понятно, что в дальнейших расчетах нельзя использовать фактическое значение параметра Π_Φ , поскольку $\Pi_\Phi \neq \Pi_\Phi^*$. Тогда, вместо фактического текущего значения параметра можно использовать *фиктивную величину* Π_Φ^* , равную:

$$\Pi_\Phi^* = \underline{m}_i + \Delta_i \quad (2.29)$$

Пример 2. Вернемся к условию Примера 1, но изменим методику расчета, приняв во внимание все вышесказанное.

1) Начало расчета оставим без изменений, нечеткие интервалы и значения функций принадлежности изображены на рисунке 2.12.

2) Один из рассматриваемых параметров (№51) имеет неубывающий вид нечеткого интервала (рисунок 2.12 в). Приведем его к невозрастающему виду, используя выражения (2.24) – (2.28):

$$\Delta_{51} = \underline{m}_{51} - \Pi_{\Phi 51} = 100 - 92,54 = 7,46$$

$$\overline{m}_{51}^* = \underline{m}_{51} = 100$$

$$\underline{m}_{51}^* = 2\underline{m}_{51} - \overline{m}_{51} = 2 \cdot 100 - 100 = 100$$

$$\alpha_{51}^* = 0$$

$$\beta_{51}^* = \alpha_{51} = 10,45$$

Полученный нечеткий интервал представлен на рисунке 2.16 а.

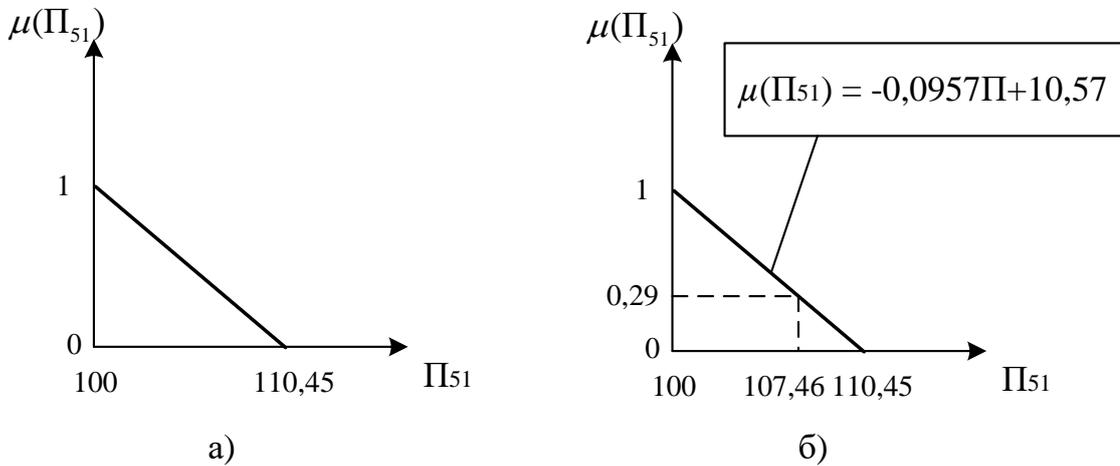


Рисунок 2.16 – Нечеткий интервал эксплуатационного параметра
«Отклонился уровень масла в ванне ВГП»

а) преобразованный вид; б) расчет значения функции принадлежности

3) Убедимся в справедливости Замечания 5 и найдем значение функции принадлежности параметра:

- по формуле (2.29) получим: $\Pi_{\Phi 51}^* = \underline{m}_{51} + \Delta_{51} = 100 + 7,46 = 107,46$
- найдем уравнение новой функции принадлежности:

Функция принадлежности имеет общий вид $\mu(\Pi) = -kx + b$, тогда:

$$k = \operatorname{tg} \theta = \frac{1}{\beta^*} = \frac{1}{10,45} = 0,0957$$

Подставим в выражение точку $(100; 1)$ и получим:

$$1 = -0,0957 \cdot 100 + b;$$

$$b = 1 + 9,57 = 10,57.$$

Тогда функция принадлежности имеет вид:

$$\mu(\Pi) = -0,0957\Pi + 10,57$$

- найдем значение функции принадлежности:

$$\mu(\Pi_{\Phi}^*) = \mu_{51}(107,46) = -0,0957 \cdot 107,46 + 10,57 = 0,29$$

Результат представлен на рисунке 2.16 б. Как видно из расчета, $\mu(\Pi_{\Phi 51}) = \mu(\Pi_{\Phi 51}^*) = 0,29$, следовательно, Замечание 5 справедливо для расчета обобщенного нечеткого интервала. Таким образом, при использовании метода построения обобщенного нечёткого интервала для анализа эксплуатационного состояния гидроблоков ГЭС важно не как изменилось значение параметра, а насколько сильно оно изменилось. Этот принцип, в числе других, был заложен в логику работы программной модели расчета ситуационных оценок оборудования, которая будет описана ниже.

4) Построим обобщенный нечеткий интервал по выражениям (2.23), принимая во внимание, что $\alpha_{OI} = 0$. Тогда:

$$\underline{m}_{OI} = \underline{m}_4 + \underline{m}_8 + \underline{m}_{51}^* = 100 + 100 + 100 = 300$$

$$\overline{m}_{OI} = \overline{m}_4 + \overline{m}_8 + \overline{m}_{51}^* = 233,33 + 475 + 100 = 808,33$$

$$\alpha_{OI} = 0$$

$$\beta_{OI} = \beta_4 + \beta_8 + \beta_{51}^* = 33,34 + 25 + 10,45 = 68,79$$

Полученный обобщенный интервал представлен на рисунке 2.17.

5) Найдем значение на обобщенном интервале, исходя из которого, определим значение его функции принадлежности:

$$\Pi_{\Phi OI} = \Pi_{\Phi 4} + \Pi_{\Phi 8} + \Pi_{\Phi 51}^* = 236,67 + 479 + 107,46 = 823,13.$$

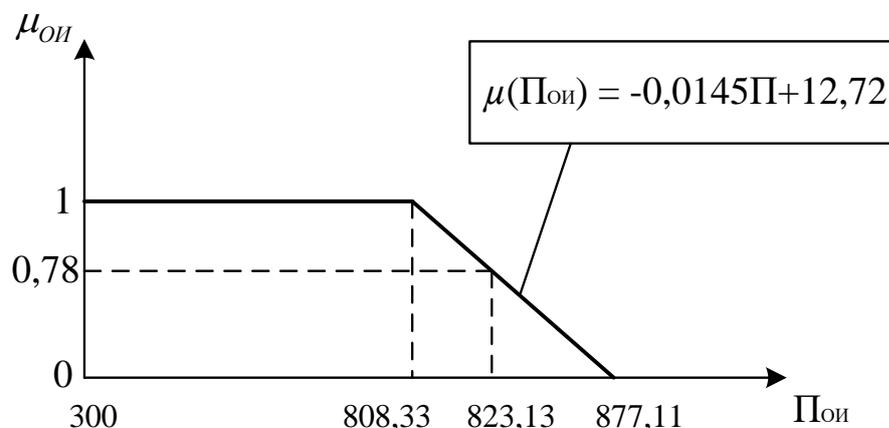


Рисунок 2.17 – Обобщенный нечеткий интервал эксплуатационного состояния гидроагрегата

Как видно из рисунка 2.17, при наложении значения $P_{\text{фОИ}} = 823,13$, получим $\mu_{\text{ОИ}} = 0,78$.

Результаты Примера 2, в котором были проведены расчеты с применением способа преобразования нечетких интервалов, показали более правдоподобный результат, чем результаты Примера 1, где подобной методики использовано не было.

Конечно, судить о правильности результатов, основываясь только на расчетах, приведенных выше, нельзя. Поэтому на основании предложенного способа с применением обобщенного нечеткого интервала была разработана модель расчета текущих оценок эксплуатационного состояния гидроагрегатов (или гидроблоков) «Оценка текущего состояния ГА». Рассмотрим принцип ее работы на структурной схеме, представленной на рисунке 2.18.

Основные особенности модели:

- Расчет производится для двух гидроагрегатов. В случае необходимости, число гидроагрегатов может быть увеличено.
- Каждый гидроагрегат содержит 18 эксплуатационных параметров генератора Новосибирской ГЭС, обозначенных в таблице 2.2. Количество расчетных параметров также может быть увеличено до числа используемых на агрегатах предупредительных защит.

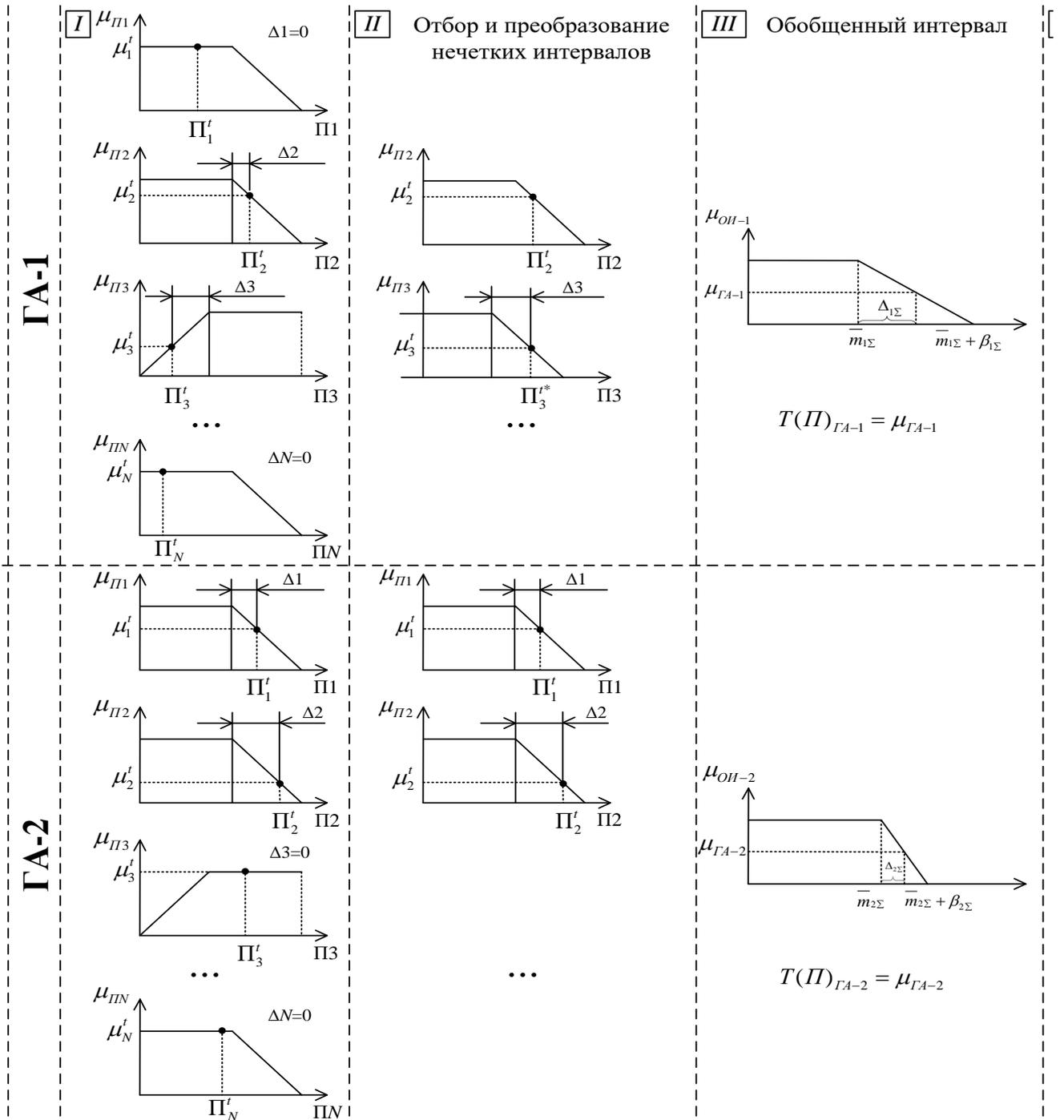


Рисунок 2.18 – Структурная схема компьютерной модели «Оценка текущего состояния ГА»

Таблица 2.2 – Параметры эксплуатационного состояния генератора НГЭС

№	Параметр состояния Генератора	Параметрическое описание нечеткого интервала в и.е.					Перевод всех значений в о.е.			
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала	Верхнее модальное значение нечеткого интервала	Нижнее предельное значение	Верхнее предельное значение	Ед. измерения	\underline{m}^*	\bar{m}^*	α^*	β^*
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	15	35	15,00	40,00	°С	100	233	0	34
2	Симметричные перегрузки	3200	3392	3200	3521	А	100	106	0	4
3	Несимметричные перегрузки	320	320	320	3201	А	100	100	0	900
4	Температура железа выше нормы	20	95	20	100	°С	100	475	0	25
5	Температура меди выше нормы	20	95	20	100	°С	100	475	0	25
6	Температура горячего воздуха	20	60	20	65	°С	100	300	0	25
7	Повышение температуры трансформатора СТС	40	150	40	170	°С	100	375	0	50
8	Перегрузка ротора	900	1785	900	3400	А	100	198	0	180
9	Перенапряжения ротора	400	400	400	1702	В	100	100	0	326
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	50	500	10	500	кОм	10	100	8	0

№	Параметр состояния Генератора	Параметрическое описание нечеткого интервала в и.е.					Перевод всех значений в о.е.			
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала	Верхнее модальное значение нечеткого интервала	Нижнее предельное значение	Верхнее предельное значение	Ед. измерения	\underline{m}^*	\bar{m}^*	α^*	β^*
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	20	70	20	75	°С	100	350	0	25
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	5	45	5	55	°С	100	900	0	200
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	670	700	670	740	мм ³	95,7	100	0	5,7
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	700	740	670	740	мм ³	100	105,7	4,3	0
15	Температура подшипника выше нормы ВГП и НГП	20	55	20	60	°С	100	275	0	25
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	5	45	5	55	°С	100	900	0	200
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	350	380	350	420	мм ³	92,1	100	0	10,5
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	380	420	350	420	мм ³	100	110,5	7,9	0

Разработанная программа производит расчет ситуационных оценок каждого гидроагрегата по алгоритму, представленному ниже (см. рисунок 2.18).

АЛГОРИТМ РАБОТЫ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

«Оценка текущего состояния ГА»

Этап I. Формирование исходных данных

Шаг 1. Для всех параметров, входящих в состав гидроагрегата, формируются нечеткие интервалы в виде четверки параметров $N_i = (\underline{m}_i, \bar{m}_i, \alpha_i, \beta_i)$. Информация об этих параметрах известна и содержится в Приложении А (табл. А.3).

Шаг 2. Происходит ввод фактических значений параметров на момент времени t – Π_i^t в именованных единицах. Значения вводятся вручную для проведения необходимых расчетов, однако, после проведения всех процедур по отладке и верификации модели, можно перейти к автоматическому вводу случайных значений, характеризующих состояние оборудования ГЭС на момент времени t (для максимального приближения работы программного обеспечения на ГЭС).

На этом подготовительные действия, производимые вручную, заканчиваются и начинается машинный расчет.

Шаг 3. Перевод значений Π_i^t из именованных в относительные единицы по известным формулам (2.3) – (2.5).

Шаг 4. Наложение каждого Π_i^t на соответствующий нечеткий интервал и получение функции принадлежности параметра $\mu(\Pi_i^t)$.

Шаг 5. Расчет текущей оценки каждого параметра: $T(\Pi_i^t) = \mu(\Pi_i^t)$.

Шаг 6. Расчет Δ_i по выражению (2.24).

Этап II. Отбор и преобразование нечетких интервалов

Шаг 1. Отбор сработавших защит параметров, для которых выполняется условие: $0 \leq \mu(\Pi_i^t) < 1$, где $\mu(\Pi_i^t)$ рассчитано на этапе I, шаг 4.

Шаг 2. Получение информации об изменении значения каждого параметра в большую или меньшую сторону от диапазона нормальных значений:

- производится расчет функции принадлежности i -го параметра от значения, отличающегося от Π_i^t на бесконечно малую величину $\partial\Pi_i^t$ – значение $\mu(\Pi_i^t - \partial\Pi_i^t)$;

- полученное значение сравнивается с уже известным $\mu(\Pi_i^t)$;
- если выполняется условие: $\mu(\Pi_i^t) - \mu(\Pi_i^t - \partial\Pi_i^t) > 0$, это значит, что параметр i вышел за пределы диапазона нормальных значений в *меньшую* сторону, то есть его нечеткий интервал имеет неубывающий вид (рисунок 2.19 а);
- если выполняется условие: $\mu(\Pi_i^t) - \mu(\Pi_i^t - \partial\Pi_i^t) < 0$, это значит, что параметр i вышел за пределы диапазона нормальных значений в *большую* сторону, то есть его нечеткий интервал имеет невозрастающий вид (рисунок 2.19 б).

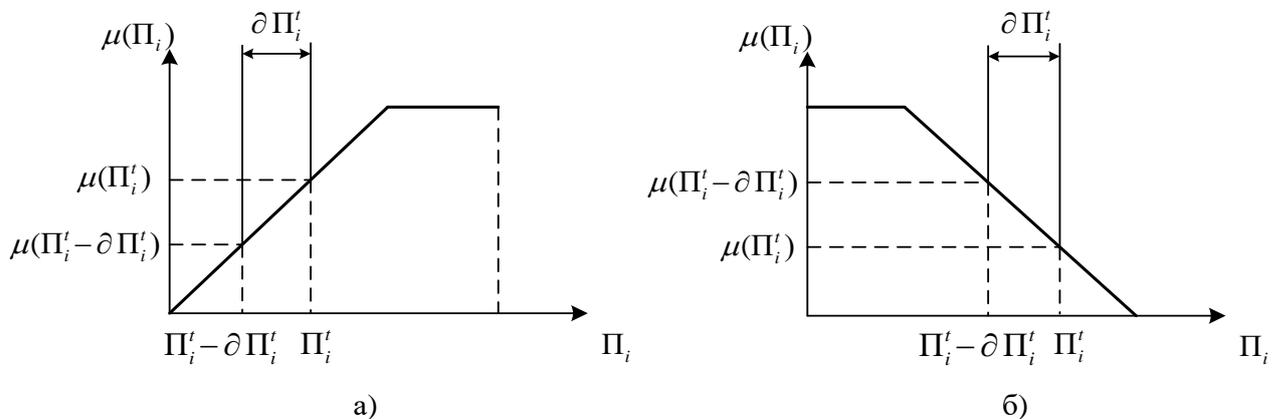


Рисунок 2.19 – Определение направления выхода значения параметра из диапазона нормальных значений

а) в меньшую сторону; б) в большую сторону

Шаг 3. Преобразование всех сработавших параметров с неубывающим нечетким интервалом в невозрастающий вид по выражениям (2.25) – (2.29).

Этап III. Получение обобщенного нечеткого интервала гидроагрегата

Шаг 1. Расчет значений $\underline{m}_{ОИ}$, $\bar{m}_{ОИ}$, $\alpha_{ОИ}$, $\beta_{ОИ}$ по выражениям (2.23) (методика изложена в Примере 2).

Шаг 2. Построение графика обобщенного интервала.

Шаг 3. Расчет уравнения функции принадлежности обобщенного нечеткого интервала гидроагрегата, а также получение её значения $\mu_{ГА-1}$.

Шаг 4. Расчет текущей оценки гидроагрегата: $T(\Pi)_{ГА-1} = \mu_{ГА-1}$.

Таким образом, на основании полученных текущих оценок, дежурный персонал будет иметь возможность быстро оценить фактическое эксплуатационное состояние всех гидроагрегатов [80].

2.9 Расчет оценок текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов при использовании различных методов

Как было сказано ранее, получение оценки эксплуатационного состояния гидроагрегатов возможно в виде прогнозной оценки. Результатом исследования стало выражение (2.12), позволяющее учитывать взаимное влияние параметров гидроагрегата при помощи коэффициентов k_{i-j} , полученных путем сбора информации от комиссии экспертов.

Это исследование позволило произвести сравнение расчетов, полученных при использовании выражения (2.12) и рассмотренной ранее модели. Таким образом, апробация и верификация модели представляет собой сравнительный анализ результатов расчетов оценок эксплуатационного состояния гидроагрегатов при одинаковых исходных данных. Приведем пример такого расчета.

Исходные данные: пусть в какой-либо момент времени t на гидроагрегате №1 (ГА-1) и гидроагрегате №2 (ГА-2) были зафиксированы показатели параметров генератора, приведенные в таблице 2.3 (текущие значения эксплуатационных параметров выбраны случайным образом).

Таблица 2.3 – Показания датчиков предупредительных защит

№	Параметр состояния Генератора	Ед. измерения	Значение параметра в момент времени t , и.е.		Перевод значений в относительные единицы	
			ГА-1	ГА-2	ГА-1	ГА-2
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	°C	20,70	33,10	138,00	220,67
2	Симметричные перегрузки	A	3250,00	3411,20	101,56	106,60
3	Несимметричные перегрузки	A	2536,10	1962,60	792,53	613,31
4	Температура железа выше нормы	°C	55,60	57,40	278,00	287,00
5	Температура меди выше нормы	°C	23,70	22,40	118,50	112,00
6	Температура горячего воздуха	°C	54,30	21,80	271,50	109,00
7	Повышение температуры трансформатора СТС	°C	102,70	127,30	256,75	318,25
8	Перегрузка ротора	A	3182,20	956,20	353,58	106,24
9	Перенапряжения ротора	B	631,50	1662,00	157,88	415,50
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	125,00	137,60	250,00	275,20
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	°C	26,90	33,20	134,50	166,00
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	°C	17,30	50,00	346,00	1000,00
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	мм ³	724,90	709,10	103,56	101,30
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
15	Температура подшипника выше нормы ВПП и НПП	°C	52,00	53,20	260,00	266,00
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	°C	11,50	41,30	230,00	826,00
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	416,40	100,00	109,58
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	мм ³	377,90	380,00	99,45	100,00

I. Расчет прогнозных оценок состояния гидроагрегатов

Рассчитаем прогнозные оценки эксплуатационного состояния гидроагрегатов с использованием методики, изложенной в п. 2.10. В расчетах используются данные, представленные в диссертационной работе [9].

Проанализировав текущие значения параметров из таблицы 2.3 и предельные значения этих параметров из таблицы 2.2, приходим к выводу, что предупредительная сигнализация сработала для следующих параметров:

- для ГА-1 - №3, №8, №9, №13, №18;
- для ГА-2 - №2, №3, №9, №12, №13, №17.

1. Рассчитаем текущие оценки параметров $T(P_i)$.

1.1. Уравнения функций принадлежности сработавших защит равны (см. таблицу А.3):

ГА-1	ГА-2
$\mu(P_3) = 1 - 0,0011(x - 100)$	$\mu(P_2) = 1 - 0,248(x - 106,03)$
$\mu(P_8) = 1 - 0,006(x - 198)$	$\mu(P_3) = 1 - 0,0011(x - 100)$
$\mu(P_9) = 1 - 0,003(x - 100)$	$\mu(P_9) = 1 - 0,003(x - 100)$
$\mu(P_{13}) = 1 - 0,175(x - 100)$	$\mu(P_{12}) = 1 - 0,005(x - 900)$
$\mu(P_{18}) = 0,127x - 11,667$	$\mu(P_{13}) = 1 - 0,175(x - 100)$
	$\mu(P_{17}) = 1 - 0,095(x - 100)$

1.2. Подставив соответствующие текущие значения из таблицы 2.3, получим:

ГА-1	ГА-2
$\mu(P_3) = 1 - 0,0011(792,53 - 100) = 0,238$	$\mu(P_2) = 1 - 0,248(106,60 - 106,03) = 0,859$
$\mu(P_8) = 1 - 0,006(353,58 - 198) = 0,066$	$\mu(P_3) = 1 - 0,0011(613,31 - 100) = 0,435$
$\mu(P_9) = 1 - 0,003(157,88 - 100) = 0,826$	$\mu(P_9) = 1 - 0,003(415,50 - 100) = 0,054$
$\mu(P_{13}) = 1 - 0,175(103,56 - 100) = 0,377$	$\mu(P_{12}) = 1 - 0,005(1000 - 900) = 0,500$
$\mu(P_{18}) = 0,127 * 99,45 - 11,667 = 0,963$	$\mu(P_{13}) = 1 - 0,175(101,30 - 100) = 0,773$
	$\mu(P_{17}) = 1 - 0,095(109,58 - 100) = 0,090$

1.3. Тогда, текущие оценки параметров, рассчитанные по выражению (2.6), равны:

ГА-1	ГА-2
$T(\Pi_3) = \mu(\Pi_3) = 0,238$	$T(\Pi_2) = \mu(\Pi_2) = 0,859$
$T(\Pi_8) = \mu(\Pi_8) = 0,066$	$T(\Pi_3) = \mu(\Pi_3) = 0,435$
$T(\Pi_9) = \mu(\Pi_9) = 0,826$	$T(\Pi_9) = \mu(\Pi_9) = 0,054$
$T(\Pi_{13}) = \mu(\Pi_{13}) = 0,377$	$T(\Pi_{12}) = \mu(\Pi_{12}) = 0,500$
$T(\Pi_{18}) = \mu(\Pi_{18}) = 0,963$	$T(\Pi_{13}) = \mu(\Pi_{13}) = 0,773$
	$T(\Pi_{17}) = \mu(\Pi_{17}) = 0,090$

2. Рассчитаем базовые оценки параметров $B(\Pi_i)$.

2.1. Меры превосходства параметров генератора по отношению к остальным параметрам гидроагрегата Pos_{Π_i} были получены в [9] и равны:

ГА-1	ГА-2
$Pos_{\Pi_2} = 0,04$	$Pos_{\Pi_2} = 0,03$
$Pos_{\Pi_8} = 0,01$	$Pos_{\Pi_3} = 0,04$
$Pos_{\Pi_9} = 0,134$	$Pos_{\Pi_9} = 0,134$
$Pos_{\Pi_{13}} = 0,017$	$Pos_{\Pi_{12}} = 0,083$
$Pos_{\Pi_{18}} = 0,089$	$Pos_{\Pi_{13}} = 0,017$
	$Pos_{\Pi_{17}} = 0,031$

2.2. Базовые оценки параметров $B(\Pi_i)$ рассчитаем по выражению (2.10):

ГА-1	ГА-2
$B(\Pi_3) = 1 - Pos_{\Pi_3} = 1 - 0,04 = 0,96$	$B(\Pi_2) = 1 - Pos_{\Pi_2} = 1 - 0,03 = 0,97$
$B(\Pi_8) = 1 - Pos_{\Pi_8} = 1 - 0,01 = 0,99$	$B(\Pi_3) = 1 - Pos_{\Pi_3} = 1 - 0,04 = 0,96$
$B(\Pi_9) = 1 - Pos_{\Pi_9} = 1 - 0,134 = 0,866$	$B(\Pi_9) = 1 - Pos_{\Pi_9} = 1 - 0,134 = 0,866$
$B(\Pi_{13}) = 1 - Pos_{\Pi_{13}} = 1 - 0,017 = 0,983$	$B(\Pi_{12}) = 1 - Pos_{\Pi_{12}} = 1 - 0,083 = 0,917$
$B(\Pi_{18}) = 1 - Pos_{\Pi_{18}} = 1 - 0,089 = 0,911$	$B(\Pi_{13}) = 1 - Pos_{\Pi_{13}} = 1 - 0,017 = 0,983$
	$B(\Pi_{17}) = 1 - Pos_{\Pi_{17}} = 1 - 0,031 = 0,969$

3. Тогда, результирующие оценки параметров, у которых сработала предупредительная сигнализация, рассчитаем по выражению (2.11):

ГА-1	ГА-2
$J(\Pi_3) = B(\Pi_3) \cdot T(\Pi_3) = 0,228$	$J(\Pi_2) = B(\Pi_2) \cdot T(\Pi_2) = 0,833$
$J(\Pi_8) = B(\Pi_8) \cdot T(\Pi_8) = 0,065$	$J(\Pi_3) = B(\Pi_3) \cdot T(\Pi_3) = 0,418$
$J(\Pi_9) = B(\Pi_9) \cdot T(\Pi_9) = 0,715$	$J(\Pi_9) = B(\Pi_9) \cdot T(\Pi_9) = 0,047$
$J(\Pi_{13}) = B(\Pi_{13}) \cdot T(\Pi_{13}) = 0,371$	$J(\Pi_{12}) = B(\Pi_{12}) \cdot T(\Pi_{12}) = 0,459$
$J(\Pi_{18}) = B(\Pi_{18}) \cdot T(\Pi_{18}) = 0,877$	$J(\Pi_{13}) = B(\Pi_{13}) \cdot T(\Pi_{13}) = 0,760$
	$J(\Pi_{17}) = B(\Pi_{17}) \cdot T(\Pi_{17}) = 0,087$

4. Коэффициенты взаимного влияния параметров также найдены в [9].

Таблица 2.4 – Коэффициенты взаимного влияния k_{i-j} (фрагмент)

$i \backslash j$	2	3	8	9	12	13	17	18
2	-	0,361	0,639	0,306	0,5	0,306	0,306	0,222
3	0,36	-	0,61	0,42	0,33	0,31	0,31	0,28
8	0,53	0,5	-	0,61	0,28	0,25	0,25	0,25
9	0,42	0,42	0,56	-	0,25	0,28	0,28	0,28
12	0,25	0,25	0,28	0,25	-	0,69	0,25	0,25
13	0,28	0,28	0,28	0,28	0,53	-	0,25	0,25
17	0,28	0,28	0,28	0,28	0,25	0,22	-	0
18	0,28	0,28	0,28	0,28	0,25	0,22	0	-

5. Рассчитаем прогнозные оценки параметров гидроагрегатов по выражению (2.12) с учетом коэффициентов взаимного влияния параметров из таблицы 2.4:

- для ГА-1:

$$F(\Pi_3) = J(\Pi_3) + k_{3-8} \cdot B_8 + k_{3-9} \cdot B_9 + k_{3-13} \cdot B_{13} + k_{3-18} \cdot B_{18} = \\ = 0,228 + 0,61 \cdot 0,99 + 0,42 \cdot 0,866 + 0,31 \cdot 0,983 + 0,28 \cdot 0,911 = 1,755$$

$$F(\Pi_8) = J(\Pi_8) + k_{8-3} \cdot B_3 + k_{8-9} \cdot B_9 + k_{8-13} \cdot B_{13} + k_{8-18} \cdot B_{18} = \\ = 0,065 + 0,5 \cdot 0,96 + 0,61 \cdot 0,866 + 0,25 \cdot 0,983 + 0,25 \cdot 0,911 = 1,547$$

$$F(\Pi_9) = J(\Pi_9) + k_{9-3} \cdot B_3 + k_{9-8} \cdot B_8 + k_{9-13} \cdot B_{13} + k_{9-18} \cdot B_{18} = \\ = 0,715 + 0,42 \cdot 0,96 + 0,56 \cdot 0,99 + 0,28 \cdot 0,983 + 0,28 \cdot 0,911 = 2,203$$

$$F(\Pi_{13}) = J(\Pi_{13}) + k_{13-3} \cdot B_3 + k_{13-8} \cdot B_8 + k_{13-9} \cdot B_9 + k_{13-18} \cdot B_{18} = \\ = 0,371 + 0,28 \cdot 0,96 + 0,28 \cdot 0,99 + 0,28 \cdot 0,866 + 0,25 \cdot 0,911 = 1,387$$

$$F(\Pi_{18}) = J(\Pi_{18}) + k_{18-3} \cdot B_3 + k_{18-8} \cdot B_8 + k_{18-9} \cdot B_9 + k_{18-13} \cdot B_{13} = \\ = 0,877 + 0,28 \cdot 0,96 + 0,28 \cdot 0,99 + 0,28 \cdot 0,866 + 0,22 \cdot 0,983 = 1,882$$

- для ГА-2:

$$F(\Pi_2) = J(\Pi_2) + k_{2-3} \cdot B_3 + k_{2-9} \cdot B_9 + k_{2-12} \cdot B_{12} + k_{2-13} \cdot B_{13} + k_{2-17} \cdot B_{17} = \\ = 0,833 + 0,361 \cdot 0,96 + 0,306 \cdot 0,866 + 0,5 \cdot 0,917 + 0,306 \cdot 0,983 + 0,306 \cdot 0,969 = 2,5$$

$$F(\Pi_3) = J(\Pi_3) + k_{3-2} \cdot B_2 + k_{3-9} \cdot B_9 + k_{3-12} \cdot B_{12} + k_{3-13} \cdot B_{13} + k_{3-17} \cdot B_{17} = \\ = 0,418 + 0,36 \cdot 0,97 + 0,42 \cdot 0,866 + 0,33 \cdot 0,917 + 0,31 \cdot 0,983 + 0,31 \cdot 0,969 = 2,039$$

$$F(\Pi_9) = J(\Pi_9) + k_{9-2} \cdot B_2 + k_{9-3} \cdot B_3 + k_{9-12} \cdot B_{12} + k_{9-13} \cdot B_{13} + k_{9-17} \cdot B_{17} = \\ = 0,047 + 0,42 \cdot 0,97 + 0,42 \cdot 0,96 + 0,25 \cdot 0,917 + 0,28 \cdot 0,983 + 0,28 \cdot 0,969 = 1,633$$

$$F(\Pi_{12}) = J(\Pi_{12}) + k_{12-2} \cdot B_2 + k_{12-3} \cdot B_3 + k_{12-9} \cdot B_9 + k_{12-13} \cdot B_{13} + k_{12-17} \cdot B_{17} = \\ = 0,459 + 0,25 \cdot 0,97 + 0,25 \cdot 0,96 + 0,25 \cdot 0,866 + 0,69 \cdot 0,983 + 0,25 \cdot 0,969 = 2,079$$

$$F(\Pi_{13}) = J(\Pi_{13}) + k_{13-2} \cdot B_2 + k_{13-3} \cdot B_3 + k_{13-9} \cdot B_9 + k_{13-12} \cdot B_{12} + k_{13-17} \cdot B_{17} = \\ = 0,76 + 0,28 \cdot 0,97 + 0,28 \cdot 0,96 + 0,28 \cdot 0,866 + 0,53 \cdot 0,917 + 0,25 \cdot 0,969 = 2,271$$

$$F(\Pi_{17}) = J(\Pi_{17}) + k_{17-2} \cdot B_2 + k_{17-3} \cdot B_3 + k_{17-9} \cdot B_9 + k_{17-12} \cdot B_{12} + k_{17-13} \cdot B_{13} = \\ = 0,087 + 0,28 \cdot 0,97 + 0,28 \cdot 0,96 + 0,28 \cdot 0,866 + 0,25 \cdot 0,917 + 0,22 \cdot 0,983 = 1,315$$

6. *Наименьшей* прогнозной оценкой, а значит и *наихудшим* эксплуатационным состоянием обладают параметры:

- у ГА-1 - $F(\Pi_{13}) = F_{\text{ГА-1}} = 1,387$;
- у ГА-2 - $F(\Pi_{17}) = F_{\text{ГА-2}} = 1,315$.

Поскольку $F_{\text{ГА-1}} > F_{\text{ГА-2}}$, то можно сделать вывод о том, что ГА-2 обладает *худшим* эксплуатационным состоянием, чем ГА-1 на момент времени t .

7. В заключение, *нормируем* прогнозные оценки гидроагрегатов:

$$F_{\Sigma} = F_{\text{ГА-1}} + F_{\text{ГА-2}} = 1,387 + 1,315 = 2,702;$$

$$F_{\text{ГА-1}}^* = \frac{F_{\text{ГА-1}}}{F_{\Sigma}} = \frac{1,387}{2,702} = 0,51;$$

$$F_{\text{ГА-2}}^* = \frac{F_{\text{ГА-2}}}{F_{\Sigma}} = \frac{1,315}{2,702} = 0,49.$$

II. Расчет с использованием обобщённого нечеткого интервала

Произведем расчет при тех же исходных данных в соответствии с алгоритмом, представленном в п. 2.11.

- для ГА-1:

1. Параметры гидроагрегата, вышедшие за пределы нормальных значений (по таблице 2.3): $\Pi_3, \Pi_8, \Pi_9, \Pi_{13}, \Pi_{18}$.
2. Параметры гидроагрегата, представленные в п.1, имеющие невозрастающий вид нечеткого интервала ($\alpha = 0$ по таблице 2.2) и не требующие преобразования: $\Pi_3, \Pi_8, \Pi_9, \Pi_{13}$.
3. Параметры гидроагрегата, представленные в п.1, имеющие неубывающий вид нечеткого интервала ($\beta = 0$ по таблице 2.2) и требующие преобразования: Π_{18} .
4. Преобразуем нечеткие интервалы параметров, представленных в п. 3 в невозрастающие по выражениям (2.25)-(2.29):

$$N_{18} = (100; 110,5; 7,9; 0)$$

$$\overline{m}_{18}^* = \underline{m}_{18} = 100$$

$$\underline{m}_{18}^* = 2\underline{m}_{18} - \overline{m}_{18} = 2 \cdot 100 - 110,5 = 89,5$$

$$\alpha_{18}^* = 0$$

$$\beta_{18}^* = \alpha_{18} = 7,9$$

$$N_{18}^* = (89,5; 100; 0; 7,9)$$

5. Построим обобщённый нечеткий интервал по выражениям (2.23) с использованием таблицы 2.2

5.1. Параметры ОНИ:

$$\underline{m}_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-1}} = \underline{m}_3 + \underline{m}_8 + \underline{m}_9 + \underline{m}_{13} + \underline{m}_{18}^* = 100 + 100 + 100 + 95,7 + 100 = 495,7$$

$$\overline{m}_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-1}} = \overline{m}_3 + \overline{m}_8 + \overline{m}_9 + \overline{m}_{13} + \overline{m}_{18}^* = 100 + 198 + 100 + 100 + 89,5 = 587,5$$

$$\alpha_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-1}} = 0$$

$$\beta_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-1}} = \beta_3 + \beta_8 + \beta_9 + \beta_{13} + \beta_{18}^* = 900 + 180 + 326 + 5,7 + 7,9 = 1419,6$$

5.2. Построим обобщенный нечеткий интервал и найдем его функцию принадлежности:

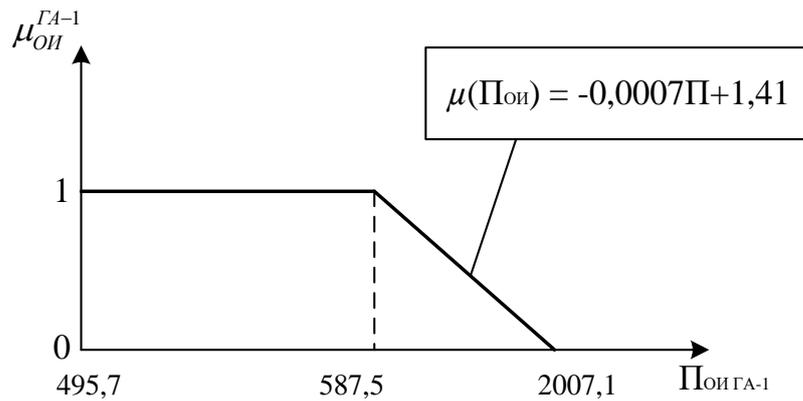


Рисунок 2.20 – Обобщенный нечеткий интервал ГА-1

6. Определим оценку текущего эксплуатационного состояния ГА-1, используя его обобщённый нечеткий интервал на рисунке 2.20:

6.1. Сумма текущих значений параметров, представленных в п. 1 в относительных единицах (по таблице 2.3):

$$\Pi_{\Sigma}^{\text{ГА-1}} = \Pi_3 + \Pi_8 + \Pi_9 + \Pi_{13} + \Pi_{18} = 792,53 + 353,58 + 157,88 + 103,56 + 99,45 = 1507$$

6.2. Текущая оценка состояния:

$$T(\Pi)_{\text{ГА-1}} = \mu(\Pi)_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-1}} = -0,0007 \cdot 1507 + 1,41 = 0,355$$

• для ГА-2:

1. Параметры гидроагрегата, вышедшие за пределы нормальных значений (по таблице 2.3): $\Pi_2, \Pi_3, \Pi_9, \Pi_{12}, \Pi_{13}, \Pi_{17}$.
2. Параметры гидроагрегата, представленные в п. 1, имеющие невозрастающий вид нечеткого интервала ($\alpha = 0$ по таблице 2.2) и не требующие преобразования: $\Pi_2, \Pi_3, \Pi_9, \Pi_{12}, \Pi_{13}, \Pi_{17}$.
3. Параметры гидроагрегата, представленные в п. 1, имеющие неубывающий вид нечеткого интервала ($\beta = 0$ по таблице 2.2) и требующие преобразования: нет.
4. Преобразования нечетких интервалов параметров, представленных в п. 3 в невозрастающие не требуется.
5. Построим обобщённый нечеткий интервал по выражениям (2.23) с использованием таблицы 2.2

5.1. Параметры ОНИ:

$$\begin{aligned} \underline{m}_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-2}} &= \underline{m}_2 + \underline{m}_3 + \underline{m}_9 + \underline{m}_{12} + \underline{m}_{13} + \underline{m}_{17} = 100 + 100 + 100 + 100 + 95,7 + 92,1 = 587,8 \\ \overline{m}_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-2}} &= \overline{m}_2 + \overline{m}_3 + \overline{m}_9 + \overline{m}_{12} + \overline{m}_{13} + \overline{m}_{17} = 106 + 100 + 100 + 900 + 100 + 100 = 1406 \\ \alpha_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-2}} &= 0 \\ \beta_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-2}} &= \beta_2 + \beta_3 + \beta_9 + \beta_{12} + \beta_{13} + \beta_{17} = 4 + 900 + 326 + 200 + 5,7 + 10,5 = 1446,2 \end{aligned}$$

5.2. Построим обобщенный нечеткий интервал и найдем его функцию принадлежности:

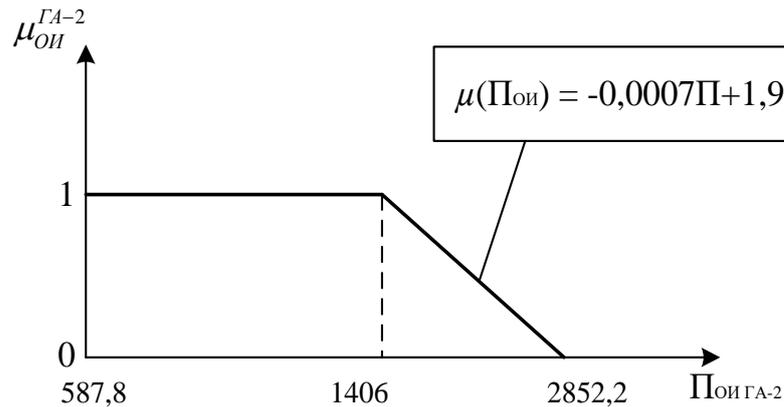


Рисунок 2.21 – Обобщенный нечеткий интервал ГА-2

6. Определим оценку текущего эксплуатационного состояния ГА-2, используя его обобщённый нечеткий интервал на рисунке 2.21:

6.1. Сумма текущих значений параметров, представленных в п. 1 в относительных единицах (по таблице 2.3):

$$\begin{aligned} \Pi_{\Sigma}^{\text{ГА-2}} &= \Pi_2 + \Pi_3 + \Pi_9 + \Pi_{12} + \Pi_{13} + \Pi_{17} = \\ &= 106,6 + 613,31 + 415,5 + 1000 + 101,3 + 109,58 = 2346,29 \end{aligned}$$

6.2. Текущая оценка состояния:

$$T(\Pi)_{\text{ГА-2}} = \mu(\Pi)_{\text{ОИ}}^{\text{ГА-2}} = -0,0007 \cdot 2346,29 + 1,98 = 0,338$$

Как видно из значений *текущих оценок* гидроагрегатов, полученных в результате, $T(\Pi)_{\text{ГА-1}} > T(\Pi)_{\text{ГА-2}}$, следовательно, можно сделать вывод о том, что ГА-2 также обладает *худшим* эксплуатационным состоянием, чем ГА-1 на момент времени t .

Нормируем текущие оценки гидроагрегатов:

$$T_{\Sigma} = T_{GA-1} + T_{GA-2} = 0,355 + 0,338 = 0,693;$$

$$T_{GA-1}^* = \frac{T_{GA-1}}{T_{\Sigma}} = \frac{0,355}{0,693} = 0,51;$$

$$T_{GA-2}^* = \frac{T_{GA-2}}{T_{\Sigma}} = \frac{0,338}{0,693} = 0,49.$$

Отметим, что результаты, полученные обоими способами, одинаковы.

Произведем ещё ряд подобных опытов и представим результаты в таблице 2.5, а также на рисунке 2.22. Текущие значения эксплуатационных параметров гидроагрегатов получены по нормальному закону распределения случайных величин в Приложении А (табл. А.4).

Таблица 2.5 – Результаты аналитических расчетов и моделирования ситуаций на гидроагрегатах

Номер расчетного эксперимента	Показатель нормированной оценки состояния гидроагрегата			
	Метод получения прогнозной оценки агрегата		Метод получения обобщённого нечеткого интервала агрегата	
	ГА-1	ГА-2	ГА-1	ГА-2
1	0,60	0,40	0,58	0,42
2	0,33	0,67	0,37	0,63
3	0,55	0,45	0,52	0,48
4	0,70	0,30	0,66	0,34
5	0,76	0,24	0,80	0,20

Анализ результатов

Отметим, что значения прогнозных оценок, полученных путем аналитического расчета прогнозной оценки по выражению (2.12) схожи с текущими оценками, полученными в результате расчета методом построения обобщённого нечеткого интервала. Учитывая тот факт, что для проведения аналитического расчета требуется наличие коэффициентов взаимного влияния k_{i-j} , отыскание которых представляет собой трудоемкий, затяжной и достаточно дорогостоящий процесс, моделирование ситуации является *более предпочтительным* методом расчета, ввиду его универсальности [81].

Как видно из рисунка 2.22, полученные результаты, хоть и имеют различные значения, но не противоречат друг другу в рамках принятия решений. Другими словами, ответ на вопрос: «Какой гидроагрегат в настоящий момент имеет худшее эксплуатационное состояние?» оба метода дают *однозначный и одинаковый*.

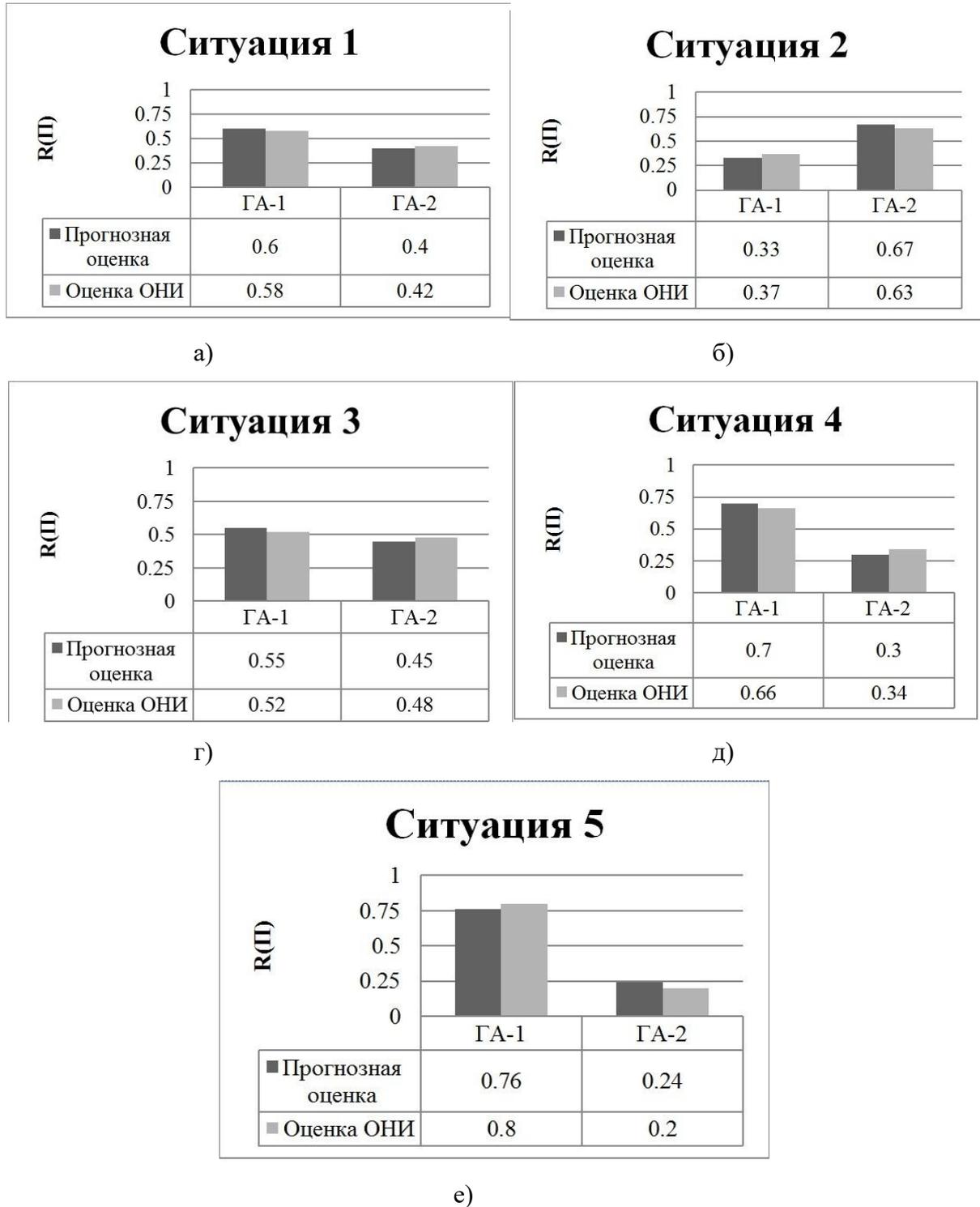


Рисунок 2.22 – Результаты проведенных экспериментов

Выводы по главе 2

1. Показан способ анализа параметров оборудования ГЭС – гидроагрегатов или гидроблоков при использовании методов теории возможностей.

2. Понятие «обобщенного нечеткого интервала» расширяет возможности нечеткой логики для анализа эксплуатационного состояния уже не отдельных параметров, а гидроагрегата в целом. Это дает возможность производить ЛПР сравнительный анализ состояния всех гидроагрегатов на ГЭС прежде, чем принимать соответствующие управленческие решения.

3. На основании понятия обобщенного нечёткого интервала была разработана математическая модель расчета ситуационных оценок гидроагрегатов, результаты которой не противоречат результатам ранее предложенной методики расчета прогнозных оценок.

4. Полученная модель обладает, в свою очередь, рядом преимуществ, среди которых:

- исключение из процедуры формирования обобщенного показателя состояния оборудования экспертных оценок, что существенно повышает качество и объективность описания ситуации,
- отсутствие громоздких баз данных (в виде коэффициентов взаимного влияния параметров);
- удобство использования (простой интерфейс модели);
- универсальность использования для любых гидроэлектростанций (отсутствие пересчета коэффициентов взаимного влияния параметров для новой ГЭС и их базовых оценок);
- возможность проведения расчетов в темпе производственного процесса.

5. Полученные данные, а также расчетные алгоритмы, позволяют создать информационную базу для реализации подсистем СППР и РУСА. Создание подобной системы не требует больших капиталовложений, так как она строится

на базе существующих средств автоматики и компьютерной техники гидроэлектростанции.

6. Всё вышесказанное позволяет говорить о том, что разработанный метод учёта текущего эксплуатационного состояния (в виде реализованной модели) позволит ЛПР повысить скорость и качество принимаемых решений, что в свою очередь, увеличит эксплуатационный ресурс оборудования станции ввиду его более бережного использования.

3 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧНОСТИ РЕЖИМА РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТОВ МЕТОДАМИ ТЕОРИИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

3.1 Энергетические характеристики гидроагрегатов и ГЭС

Как было сказано в п. 2.1, основным показателем для получения оценки экономичности текущего режима работы агрегата на станции является величина расхода энергоресурса, в данном случае – расхода воды через турбины гидроагрегатов. По-другому этот показатель называется *коэффициентом полезного действия* – КПД ГЭС [2, 20, 82, 83]. Следовательно, КПД каждого из гидроагрегатов является основным показателем экономичности его функционирования, поскольку связан с денежными издержками работы оборудования, входящего в его состав. Соответственно, чем выше КПД агрегата, тем меньше стоимость производства электроэнергии на станции.

На основании сказанного, можно утверждать, что оценку, или степень, экономичности режима работы гидроагрегата можно определить, исходя из его энергетических характеристик.

Основные сведения о характеристиках гидротурбин

Как известно, конструкция гидроагрегата состоит из гидравлической турбины и гидрогенератора. Каждый из указанных элементов обладает своими *энергетическими характеристиками*. Эти характеристики связывают между собой следующие параметры: вырабатываемая мощность N , расход воды Q , текущий напор (разница между уровнями верхнего и нижнего бьефов ГЭС) H и коэффициент полезного действия η . Также характеристики могут учитывать некоторые конструктивные особенности гидроагрегатов, например, число оборотов турбины n , степень открытия направляющего аппарата и прочие. Универсальные характеристики турбин определяют взаимосвязь всех перечисленных выше параметров, а эксплуатационные – лишь части из них. Все энергетические характеристики имеют свою область использования.

На основе характеристик гидротурбины и генератора строятся энергетические характеристики гидроагрегата и станции. Рассмотрим каждую из них подробнее [84].

1. *Универсальные характеристики гидротурбин* связывают их мощность с расходом, КПД, и напором, а также технические характеристики турбины (угол поворота лопасти, открытие направляющего аппарата и т.д. (рисунок 3.1). Эти характеристики строятся на основе испытаний, проводимых заводом-изготовителем. Они очень информативны, однако не удобны в эксплуатации.

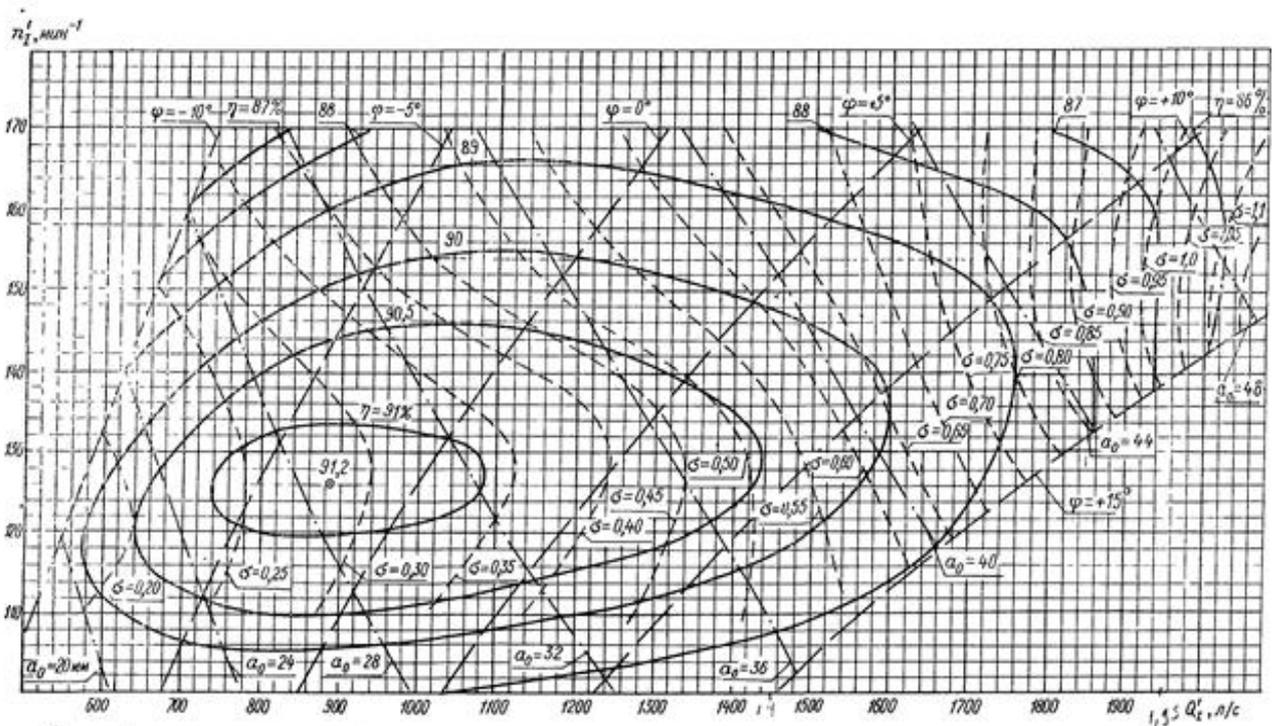


Рисунок 3.1 – Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 30/800-В-06

Упрощенным вариантом универсальной характеристики является эксплуатационная характеристика (рисунок 3.2). Она описывает связь таких параметров как мощность турбины, напор, расход и КПД. На её основе легче осуществлять поиск оптимальных режимов работы гидротурбины.

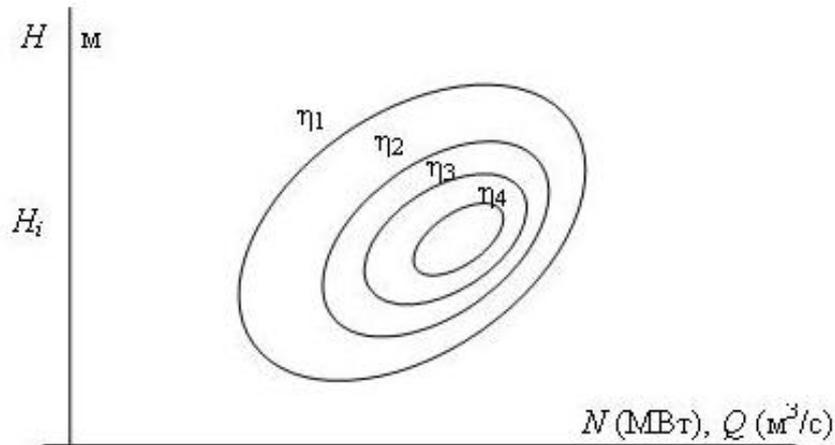


Рисунок 3.2 – Эксплуатационная характеристика турбины

На основе этой характеристики может быть построена рабочая характеристика.

2. *Рабочая характеристика* представляет собой зависимость КПД турбины от мощности, вырабатываемой генератором $\eta = f(N)$ при постоянном напоре. Соответственно, при различных значениях напора рабочие характеристики одной и той же турбины будут отличаться. Таким образом, имеет место совокупность или семейство характеристик для каждой турбины и гидроагрегата. КПД турбины представляет собой отношение получаемой полезной мощности турбины к той мощности водяного потока, которая подводится в турбинную камеру: $\eta = \frac{N_{пол}}{N_{подв}}$.

Показатель напора, равно как и мощность ГЭС, может изменяться, следовательно, КПД турбин также является переменной величиной. На рисунке 3.3 а показана зависимость КПД турбины от вырабатываемой ей мощности при трех значениях напора. Можно отметить, что при каждом отдельном напоре, КПД турбины достигает максимального значения при разных значениях мощности.

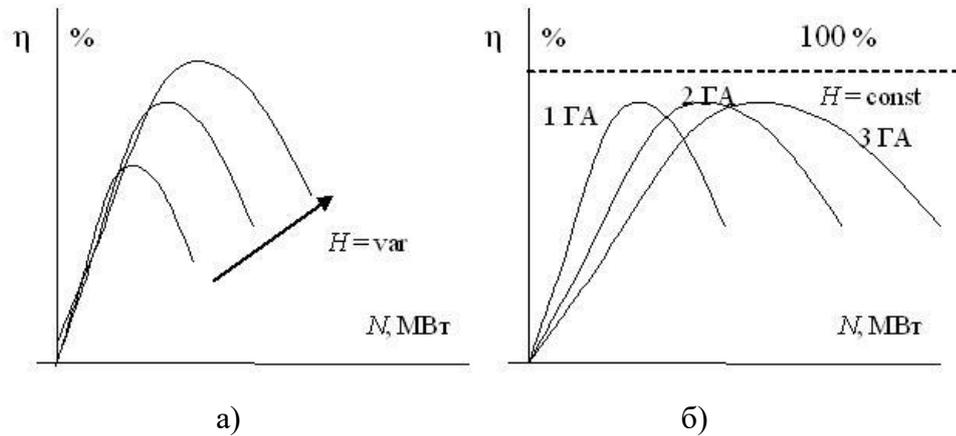


Рисунок 3.3 – Рабочая характеристика: а) для турбины; б) для ГЭС

Также известно, что рабочие характеристики различных типов гидротурбин отличаются. Из рисунка 3.4 видно, что эксплуатационные качества ковшевых (кривая 1) и поворотно-лопастных турбин (кривая 2) лучше, чем у радиально-осевых (кривая 3) и пропеллерных (кривая 4), ввиду того, что максимальное значение КПД у первых двух типов турбин мало изменяется при достаточно широком диапазоне изменения мощности. Это говорит о высокой эффективности их работы. Наибольшее значение КПД каждой из турбин соответствует диапазону 70-95% от их номинальной мощности.

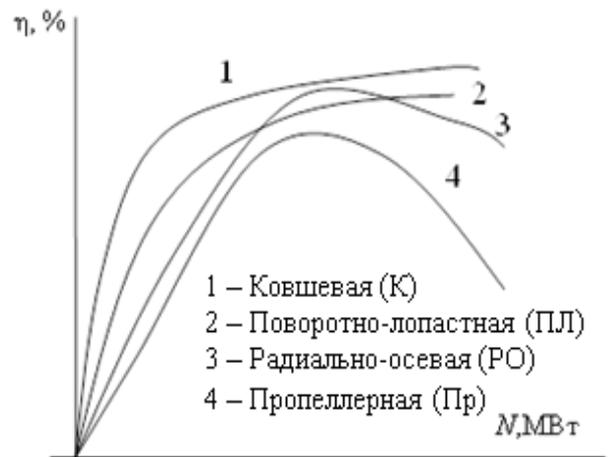


Рисунок 3.4 – Рабочие характеристики различных типов турбин

3. *Расходная характеристика* связывает показатели расхода, напора и мощности гидротурбины. Известно, что величина расхода воды, подведенная к турбине, пропорциональна подведенной мощности потока: $N_{подв} = 9,81QH$. Значит, расходная характеристика позволяет определить два показателя в процессе эксплуатации: мощность турбины при напоре H и расходе Q , расход воды через турбину при мощности N и напоре H . Расходные характеристики

гидротурбины также строятся для различных напоров, поэтому представляют собой семейство кривых (рисунок 3.5 а).

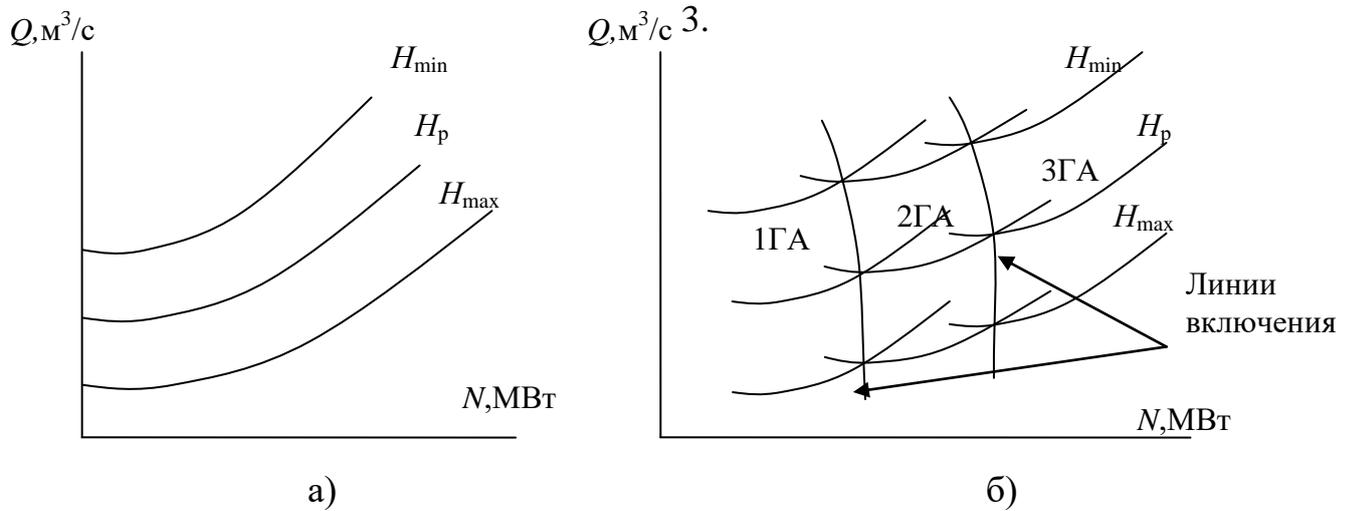


Рисунок 3.5 – Расходные характеристики: а) турбины, б) ГЭС

4. Удельная характеристика турбины указывает на величину расхода воды на единицу мощности и может быть рассчитана на базе расходной характеристики по выражению:

$$q_{\text{уд}} = \frac{Q}{N}.$$

На рисунке 3.6, а представлены удельные характеристики турбины для трех величин напора – минимального, максимального и расчетного. Важно отметить, что точка минимального расхода энергоресурса соответствует точке максимума КПД.

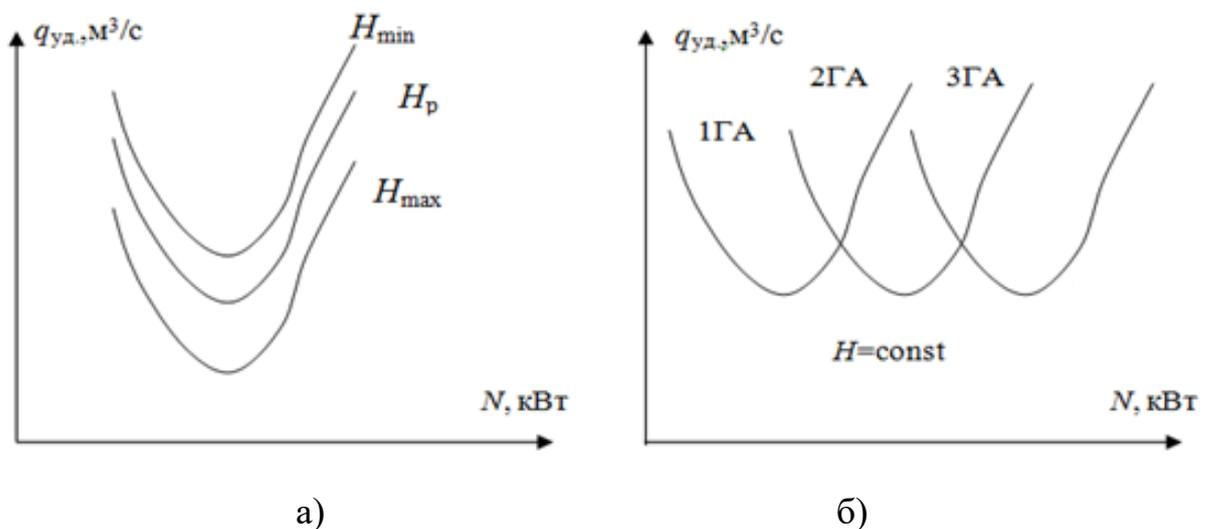


Рисунок 3.6 – Удельные характеристики: а) турбины; б) ГЭС

5. Дифференциальная характеристика турбины (характеристика относительных приростов) показывает величину изменения расхода воды при малом приращении вырабатываемой мощности $q = \frac{\Delta Q}{\Delta N}$ (рисунок 3.7 а). Она также может быть рассчитана на основе расходной характеристики.

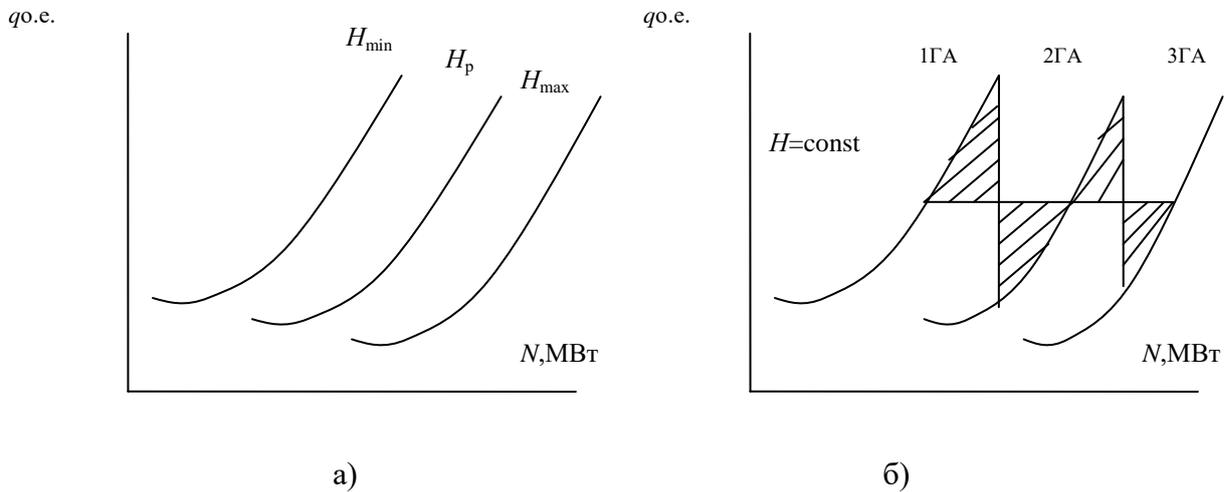


Рисунок 3.7 – Дифференциальные характеристики: а) турбины; б) ГЭС

Характеристика генератора

Основная функция гидрогенератора – преобразование механической энергии вращения турбины в электрическую. Активная мощность генератора связана с мощностью турбины следующим соотношением:

$$N_G = N_T \cdot \eta_G,$$

где N_G – мощность генератора, N_T – мощность турбины, η_G – КПД генератора.

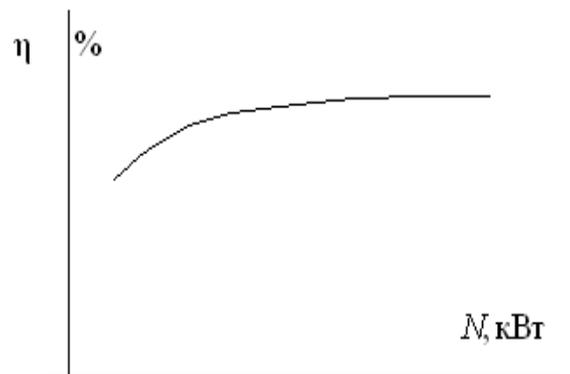


Рисунок 3.8 – Рабочая характеристика генератора

Главной энергетической характеристикой генератора является его рабочая характеристика $\eta = f(N, \cos \varphi)$, которая показана на рисунке 3.8. На данной характеристике можно заметить, что КПД генератора практически не зависит от его мощности и остаётся неизменным при значительных колебаниях нагрузки.

Нелинейная часть характеристики указывает на падение КПД генератора в зоне низких мощностей, однако при нагрузке, равной 25 % от наибольшей, КПД генератора обычно не падает ниже 90-91 % [20].

Энергетические характеристики гидроагрегата и станции

Энергетические характеристики гидроагрегатов связывают те же параметры, что и характеристики турбин. Поэтому вид всех энергетических характеристик для агрегата имеют вид, представленный на рисунках 3.1-3.7, однако меняются значения мощности и КПД в виду наличия потерь в генераторах. Что касается характеристик ГЭС, то они определяются количеством гидроагрегатов на станции. Далее примем, что все агрегаты станции одинаковы.

На рисунке 3.5 б показаны расходные характеристики ГЭС, имеющей в составе три агрегата. Точка пересечения характеристик работы одного и двух агрегатов (кривые 1 и 2) указывает на ту величину мощности станции, при которой работа одного гидроагрегата становится невыгодной с точки зрения затрачиваемого расхода воды. Аналогичным образом показана точка перехода работы двух агрегатов на три – на пересечении характеристик 2 и 3. Такие точки называются *точками включения*. На рисунке 3.5 б показаны расходные характеристики ГЭС для трех напоров. Соединение точек перехода позволяет получить *линии включения* гидроагрегатов. Таким образом, расходная характеристика станции для каждого значения напора есть *нижняя огибающая* расходных характеристик каждого гидроагрегата.

На рисунке 3.3 б представлена рабочая характеристика для трех агрегатов при $H = \text{const}$. По аналогии с расходной характеристикой, верхняя огибающая будет представлять рабочую характеристику станции.

На рисунках 3.6 б и 3.7 б показаны удельная и дифференциальная характеристики ГЭС соответственно. Все представленные характеристики служат для решения задач внутростанционной оптимизации, например, таких как определение состава работающего оборудования, оптимальное распределения активной мощности и др. Для получения актуальных энергетических

характеристик, на станциях периодически должны производиться *натурные испытания*.

3.2 Натурные энергетические испытания гидроагрегатов и построение их характеристик

Цель натурных энергетических испытаний – это определение текущих энергетических параметров и характеристик основного и вспомогательного оборудования станции. В перечень энергетических испытаний входят:

- замеры расходов воды через турбины с целью определения КПД агрегатов;
- испытания механической части гидроагрегата;
- проверка настроек параметров систем регулирования и автоматики;
- испытания электрической части гидроагрегата, в т. ч. определение КПД генератора.

Далее, рассмотрим процедуру проведения натурных энергетических испытаний на гидроэлектростанции [84].

Определение КПД турбины

При испытаниях гидроагрегатов для определения КПД производится построение его рабочих характеристик – зависимости между КПД и мощностью агрегата $\eta_a = f(N_a)$. Производится также тарировка постоянных расходомеров.

Для определения КПД необходимо произвести измерение следующих величин [85, 86]:

- 1) расход воды – непосредственным измерением;
- 2) мощность гидроагрегата на шинах генератора – обычно производится двумя ваттметрами класса 0,2–0,5, включаемыми через измерительные трансформаторы, либо с помощью счетчика мощности;
- 3) КПД генератора – по данным завода-изготовителя либо по результатам испытаний генератора;

- 4) мощность гидроагрегата на шинах генератора – обычно производится двумя ваттметрами класса 0,2–0,5, включаемыми через измерительные трансформаторы, либо с помощью счетчика мощности.

Одновременно замеряются скорость вращения турбины и показания постоянного расходомера. Колебания нагрузки и напора при проведении отдельных опытов допускаются в пределах $\pm 2\%$, а скорости вращения – не выше $\pm 1\%$ от среднего значения в данном цикле испытаний.

Испытания агрегата производятся при различных режимах его работы от холостого хода до максимальной нагрузки с интервалами записей через 10% номинальной мощности при увеличении нагрузки и через 20% при ее уменьшении.

Измерение расхода

Наиболее сложной и трудоемкой операцией при проведении натурных испытаний является определение расхода – объема воды, протекающего через входное сечение спиральной камеры за одну секунду:

$$Q = v \cdot F, \quad (3.1)$$

где v – средняя скорость воды в сечении, м/с, F – площадь сечения, перпендикулярного направлению потока, м².

Рассмотрим основные способы измерения расхода при испытаниях гидротурбин, применяемые в настоящее время.

Во время измерения расхода воды методом *гидравлического удара* производится запись изменения давления, производимого массой жидкости, в двух сечениях трубопровода при закрытии направляющего аппарата турбины. Такой метод измерения называется дифференциальным. Расстояние между выбранными сечениями должно составлять не менее двух диаметров трубопровода, а произведение длины участка между выбранными сечениями (в м) на среднюю скорость потока (в м/с) в данном участке при наибольшей нагрузке агрегата должна достигать не менее 20 [87].

Процедура измерения проводится следующим образом: в мерных сечениях трубопровода просверливается не менее двух отверстий диаметром 8-10 мм и соединяются коллектором. Затем оба коллектора присоединяются трубками к специальному прибору для записи давления. Площадь полученной диаграммы, ограниченной кривой давления, дает возможность определить расход воды по выражению (3.2).

$$Q = \frac{F \cdot g}{L} \cdot a + q, \quad (3.2)$$

где F – площадь поперечного сечения трубопровода, м^2 ; g – ускорение силы тяжести, $\text{м}/\text{с}^2$; a – площадь диаграммы, $\text{м} \cdot \text{с}$; q – утечки воды через закрытый направляющий аппарат, $\text{м}^3/\text{с}$; L – расстояние между мерными сечениями, м .

Утечки воды через закрытый направляющий аппарат определяются по объему вытекания воды из напорного трубопровода при закрытом верхнем затворе. Точность определения расхода методом гидравлического удара высока, но его применение требует сложной специальной аппаратуры и высококвалифицированного персонала.

Наиболее распространенным способом определения расхода воды является применение *гидрометрических вертушек*. Этот метод заключается в определении средних скоростей потока вертушками, установленными в определенных точках мерного створа, либо медленно и равномерно перемещаемыми из одного крайнего положения в другое. Общее число точек замера скоростей в сечении принимается:

$$z = (15 \dots 25) \cdot \sqrt{F},$$

где F – площадь мерного створа, м^2 .

Измеряемые вертушками данные во время испытаний автоматически записываются. По полученным записям строятся кривые распределения скоростей в мерном створе, по которым затем и определяется расход воды по выражению (3.1).

Основой *акустического* метода измерения расхода является наблюдение того или иного эффекта, проявляющегося при проходе акустических колебаний

через поток жидкости. Почти все акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот и поэтому называются ультразвуковыми.

Принцип действия ультразвуковых расходомеров может быть построен на различных способах измерения. Существуют два основных способа, в зависимости от взаимного расположения векторов направления потока жидкости и распространения звуковой волны.

Первый способ основан на измерении отклонения луча ультразвуковой волны при прохождении его через движущийся поток воды от нормали, построенной к вектору скорости потока. Второй способ отличается от первого тем, что луч ультразвуковой волны направляют под небольшим углом, относительно перпендикуляра, проведенного от вектора скорости потока воды, и принимают после многократного отражения от стенок трубопровода, как показано на рисунке 3.9 а. Этот способ значительно увеличивает чувствительность конструкции и повышает точность. Следует отметить, что коррозия и загрязнение внутренних стенок трубопровода способны сильно исказить показания прибора. Также на показания расходомера могут повлиять такие факторы, как температура воды, кинематическая вязкость и загрязнение.

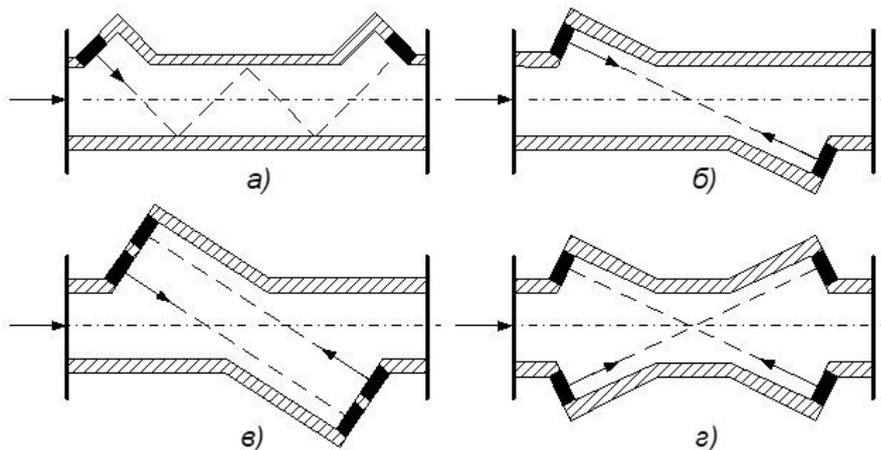


Рисунок 3.9 – Конструкции преобразователей ультразвуковых расходомеров

Для исключения влияния указанных факторов на скорость звука и повышения точности измерений, используют способ, при котором измеряют разность распространения ультразвуковой волны в направлении потока и против него. Ультразвуковой луч при этом направляют под углом к направлению

движения потока. На рисунке 3.9 б показана одноканальная, а на рисунке 3.9, в, г – двухканальные конструкции преобразователей расходомеров.

При расположении излучающего и принимающего акустические колебания преобразователей под углом θ к оси трубопровода, то луч пройдет путь длиной L под углом α , равный $\alpha = 90^\circ - \theta$. Обозначим через v_L скорость потока, усредненную по длине L . Проекция скорости v_L на направление L будет равняться $v_L \cdot \cos \alpha$. Если акустические колебания направлены в сторону движения потока, то время τ_1 прохождения ими расстояния L определяется выражением:

$$\tau_1 = \frac{L}{c + v_L \cos \alpha}$$

где c - скорость распространения акустических колебаний в неподвижной жидкости.

При обратном направлении акустических колебаний время τ_2 прохождения ими той же расстояния определится выражением:

$$\tau_2 = \frac{L}{c - v_L \cos \alpha}$$

Вычитая τ_2 от τ_1 , получим:

$$\Delta \tau = \tau_2 - \tau_1 = \frac{2L}{c^2} \cdot \frac{v_L \cos \alpha}{1 - \frac{v_L \cos \alpha}{c}}$$

Учитывая, что $v_L \cdot \cos \alpha / c < 10^{-3}$, получим:

$$\Delta \tau = \frac{2Lv_L \cos \alpha}{c^2} \quad (3.3)$$

Таким образом, разность времен Δt прямо пропорциональна скорости v_L . В данном способе различают несколько разновидностей.

При использовании *время-импульсного* метода, измеряется разность времени прохождения коротких импульсов в направлении потока жидкости и против него (Δt) по пути длиной L . Эта разница связана со средней скоростью потока v_L выражением (3.3). Однако Δt зависит от скорости распространения ультразвуковых волн в среде и это вносит погрешность в измерения, но

существуют способы компенсации этой погрешности, например, установкой дополнительной пары резонаторов.

Зависимость $\Delta\tau$ от расхода Q определяется по формуле:

$$\Delta\tau = \frac{2LQB}{c^2 - (\sin(\beta QB))^2},$$

где L – путь ультразвукового луча; Q – расход; B (Re , ρ , μ , t , P , ε , D) – функция, зависящая от параметров измеряемой среды и параметров трубопровода:

Re – число Рейнольдса измеряемой среды;

ρ – плотность измеряемой среды;

μ – вязкость измеряемой среды;

t – температура измеряемой среды;

P – давление измеряемой среды;

ε – шероховатость трубопровода;

D – диаметр трубопровода;

c – скорость ультразвука в измеряемой среде;

β – угол ввода ультразвукового луча относительно вертикали.

В *частотно-импульсном* методе каждый импульс (или пачка импульсов), поступивший в приемник, возбуждает генерацию нового импульса. Измеряя частоту повторения импульсов по потоку и против него, находят их разность Δf . Зависимость Δf связана с расходом Q по следующей формуле:

$$\Delta f = \frac{\sin(\beta QB)}{L}$$

Преимуществом данного метода является отсутствие зависимости получаемой характеристики от скорости звука.

Основу *фазового* метода составляет измерение разности фаз сигнала по потоку и против него. В этом методе используется тот факт, что при изменении скорости потока воды сигнал приходит к приемнику с разной фазой. Действительно, если начальные фазы обоих звуковых колебаний, которые имеют период T и частоту f , абсолютно одинаковые, получим:

$$\Delta\varphi = \frac{2\pi\Delta\tau}{T} = 2\pi f \Delta\tau \quad (3.4)$$

Подставляя значения (3.3) в (3.4), получим выражение, определяющее зависимость между $\Delta\varphi$ и средней скоростью потока v_L на расстоянии L :

$$\Delta\varphi = \frac{2Lv_L\omega \cos \alpha}{c^2},$$

где $\omega = 2\pi f$ - круговая частота колебаний.

Зависимость $\Delta\varphi$ от расхода Q определяется выражением:

$$\Delta\varphi = \omega \cdot \frac{2LQB}{c^2 - (\sin(\beta QB))^2}$$

Существует еще одна разновидность ультразвуковых расходомеров – *доплеровские* расходомеры. Доплеровский метод определения расхода основан на возникновении сдвига частот при отражении звукового луча от подвижной частицы или неоднородности потока, например, от газового пузырька:

$$\Delta f_D = \frac{f_1(\cos(\alpha_1) - \cos(\alpha_2))QB}{c}$$

Недостатком метода является требование наличия таких неоднородностей в потоке жидкости.

Использование ультразвукового метода для измерения расхода требует наличия участка прямолинейного водовода, в котором должны размещаться пьезопреобразователи. В высоконапорных гидростанциях такие водоводы есть, а на низконапорных русловых – нет.

Известен способ применения ультразвуковых расходомеров на низконапорных гидроэлектростанциях, не имеющих подводных водоводов, когда ультразвуковой расходомер устанавливается на раме, размещаемой в пазах сороудерживающих решеток или в пазах аварийно-ремонтных затворов. Такой способ может быть использован только для испытаний гидротурбинного оборудования и не может являться эксплуатационным, когда требуется выполнять непрерывный контроль за величинами расхода и объемом стока в течение длительного времени, так как пазы сороудерживающих решеток и аварийно-

ремонтных затворов не могут быть длительно заняты посторонним оборудованием.

Для реализации ультразвукового замера расхода на гидроагрегате возможно размещение пьезопреобразователей, как показано на рисунке 3.10 (реализовано на Нижне-Камской ГЭС).

Один из акустических преобразователей (АП1 на рисунке 3.10) устанавливается на стенке спиральной камеры, второй преобразователь (АП2 на рисунке 3.10) – на одной из статорных колонн. Выбор мест установки акустических преобразователей определяется, как правило, исходя из оптимального сочетания условий расположения акустического луча в области спиральной камеры со стабильно сформировавшимся потоком и минимальной протяженности кабелей при выводе их из проточной части.

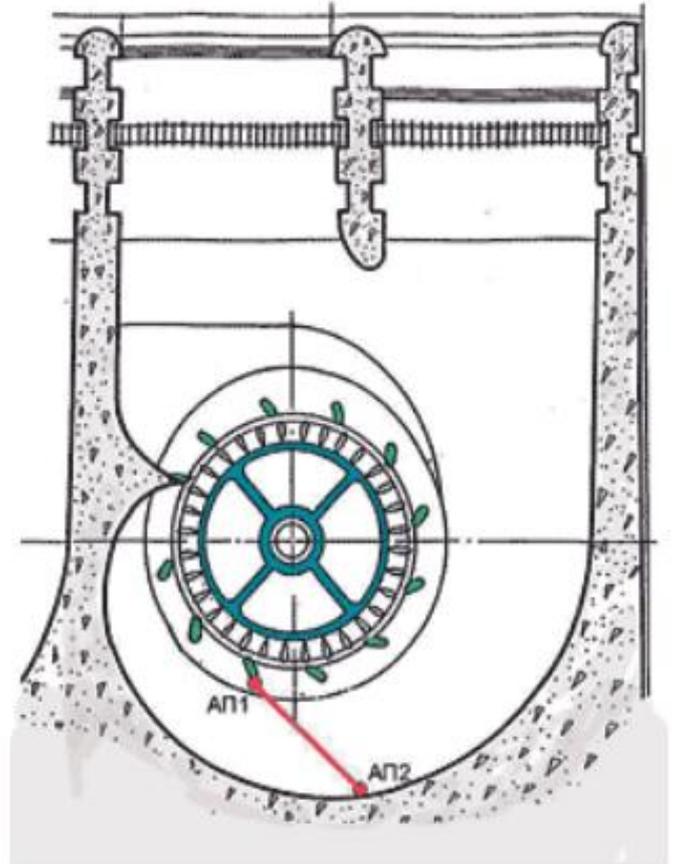


Рисунок 3.10 – Разрез спиральной камеры характеристики различных типов турбин

Измерение напора

При определении напора ГЭС следует произвести замеры следующих отметок [88]:

- в сечении у входа в турбину;
- верхнего бьефа в напорном бассейне;
- нижнего бьефа у выхода из отсасывающей трубы.

Рабочий напор гидравлической турбины определяется разностью энергий на входе в турбину и на выходе из нее. Уровни воды определяются по водомерным рейкам с сантиметровыми делениями либо лимниграфами. Погрешность замеров при этом должна быть не более $\pm 0,5$ мм.

Для замера давлений применяются трубчатые или ртутные манометры, а также поверочные поршневые прессы. Поверочный пресс позволяет определять давление с точностью до 0,05%.

Скорость вращения агрегата контролируется при испытании точным стрелочным частотомером. Во время измерения расхода воды при испытании скорость вращения агрегата не должна колебаться более чем на $\pm 1,0\%$.

Тарировка постоянных расходомеров

Постоянный контроль параметров гидроагрегата осуществляется только при непрерывных замерах расхода воды через турбину. Эту задачу можно решить при помощи постоянных расходомеров, действующих по принципу измерения разности давлений в разных точках напорного трубопровода или спиральной камеры. Расположение мерных точек показано на рисунке 3.11.

Опытным путем установлено, что разность давлений в двух точках криволинейного потока связана с протекающим расходом воды равенством:

$$Q = k \cdot h^x,$$

где Q – расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$; h – перепад давления, мм; k – постоянный коэффициент; x – показатель степени, колеблющийся около 0,5 (0,47 - 0,54).

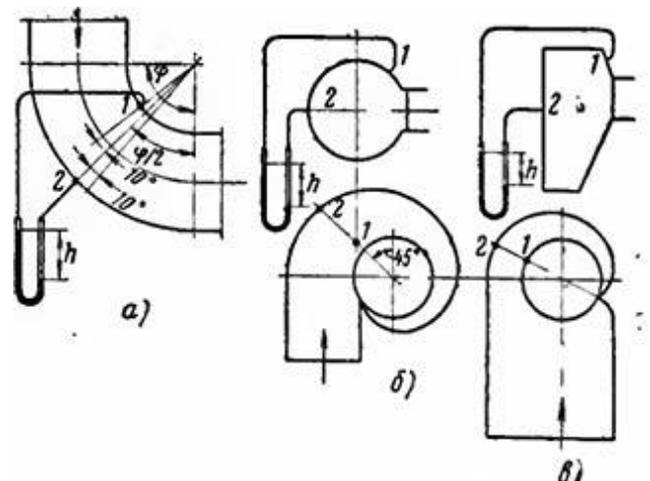


Рисунок 3.11 – Расположение мерных точек расходомеров.

- а) - колено трубопровода;
- б) - металлическая спираль;
- в) - бетонная спираль

Тарировка расходомера позволяет связать показания датчиков давления с расходом воды на агрегате. Сопоставляя замеры перепада давления постоянным расходомером с рассчитанным значением расхода воды, строится соответствующий график зависимости (рисунок 3.12). Как видно на рисунке, график представляет собой прямую линию (или почти прямую при x , не равном 0,5), угол наклона которой определяется коэффициентом k .

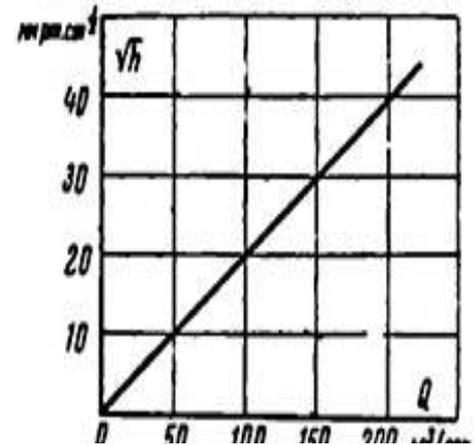


Рисунок 3.12 – График зависимости перепада давления от расхода воды

3.3 Исследование целесообразности использования теории возможностей для анализа экономичности текущего режима работы гидроагрегатов

Как неоднократно отмечалось, для разработки алгоритма получения оценки экономичности текущего режима работы агрегата в момент принятия решения, необходимо знать его фактический КПД. Отметим, что в данном случае больший интерес представляет КПД турбины гидроагрегата, поскольку величина КПД генератора изменяется мало (см. рисунок 3.8) и, следовательно, не может в значительной степени повлиять на КПД агрегата в целом.

Задачу получения фактического КПД гидротурбины, как было показано в п. 3.1 можно решить на основе использования их энергетических характеристик, в частности рабочих характеристик турбин. Однако до настоящего времени эта задача решается, как правило, только проведением натуральных испытаний, описанных в п. 3.2, чаще относительным методом и реже – абсолютным (ввиду высокой сложности, длительности и стоимости). Интервалы между испытаниями исчисляются годами, а иногда и десятилетиями, поэтому говорить о точных характеристиках не представляется возможным [2, 21, 82]. Построение натуральных энергетических характеристик по абсолютному способу (т. е. при

непосредственных измерениях расхода воды), как известно, дает наилучшие результаты по точности, но для получения технических характеристик в темпе процесса он неприемлем, так как гидроагрегат при испытаниях из процесса управления исключается.

Использование точных ультразвуковых расходомеров достаточно эффективно могло бы решить задачу получения энергетических характеристик в темпе процесса, если бы не два обстоятельства: во-первых, существующий устойчивый дефицит на них, и, во-вторых, ограниченность области их использования (только для высоконапорных ГЭС, имеющих цилиндрический профиль спиральной камеры). Вопрос оснащения низконапорных ГЭС ультразвуковыми расходомерами остается до сих пор открытым [21].

Подводя итог сказанному выше, отметим, что для разработки методов оценки экономичности текущего режима работы гидроагрегата необходимо использовать энергетические (рабочие) характеристики его турбины, которые имеют ряд особенностей, среди которых:

- сложность получения;
- большая недостоверность;
- зачастую – полное отсутствие на станции.

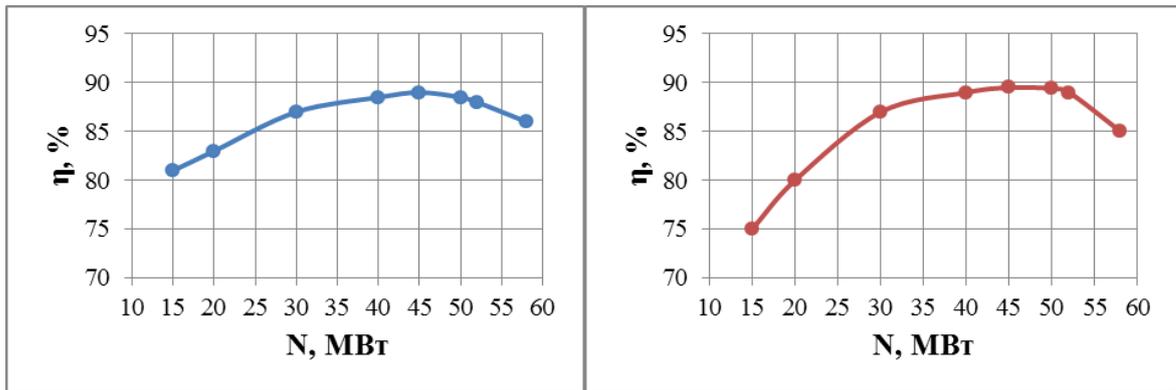
Все эти особенности необходимо учесть при разработке математических методов расчета оценки экономичности.

Ввиду того, что информация о текущем КПД агрегата является неточной (нечёткой), напрашивается вывод о том, что здесь, как и в случае оценки эксплуатационного состояния, возможно использование *теории возможностей*.

3.4 Модель получения оценки экономичности текущего режима работы гидроагрегата

В качестве исходной информации используются рабочие или универсальные характеристики турбины рабочего колеса гидроагрегата. В

качестве примера на рисунке 3.13 представлены характеристики агрегатов №А и №В Новосибирской ГЭС [89, 90].



а) б)
Рисунок 3.13 – Рабочие характеристики турбин гидроагрегатов
а) гидроагрегат № А, б) гидроагрегат № В

По ряду причин, рабочие характеристики могут менять форму кривой: смещается её максимум, сильно снижаются показатели на отрезке минимальных мощностей и т. п. – всё это указывает на износ гидроагрегата. Поскольку агрегаты на станции эксплуатируются в различных режимах, то и рабочие характеристики их гидротурбин будут искажаться по-разному [91]. В связи с вышеуказанными особенностями, возникает необходимость учета изменчивости характеристик и их корректировка, поскольку имеющаяся на гидроэлектростанции информация со временем теряет свою актуальность.

С учетом вышеуказанных в п. 3.3. замечаний, построение нечеткого интервала показателя экономичности турбины производится в следующей последовательности:

1. На рабочей (универсальной) характеристике турбины агрегата следует определить фактические значения КПД $\eta_{\text{факт}}$ для всего диапазона мощностей турбины (чем меньше интервал между соседними значениями мощности, тем точнее расчет).

2. Необходимо учесть погрешность построения рабочей характеристики агрегата, вызванную погрешностями приборов измерения расхода и напора станции. Погрешность различных приборов варьируется в пределах 2-15% [88, 92,

93], в отсутствие данных о конкретной ГЭС, примем некую среднюю величину погрешности, равную 6%.

3. Также необходимо учесть изменчивость кривой КПД в сторону её ухудшения, вызванную износом агрегата. Изменчивость характеристик может достигать порядка 2-7% [21, 89, 94], примем среднюю величину износа, равную 4%.

4. В итоге, получим следующие диапазоны для построения нечеткого интервала:

- $[\eta_{\text{факт}} - 6\%; \eta_{\text{факт}} + 6\%]$ – отрезок *нормальных значений*, в котором лежит значение КПД агрегата с учетом погрешности измерений;
- $[\eta_{\text{факт}} - 10\%; \eta_{\text{факт}} - 6\%)$ - полуинтервал *допустимых значений* КПД агрегата с учетом «старения» рабочей характеристики.

Покажем процесс построения нечёткого интервала в графическом виде на рисунке 3.14.

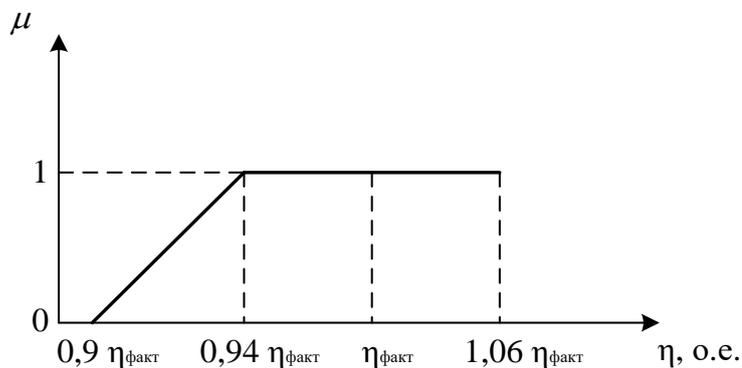


Рисунок 3.14 – Построение нечеткого интервала характеристики гидроагрегата

Далее, перейдем к определению *оценки* экономичности текущего режима работы. Очевидно, что экономичность работы гидроагрегатов – это сравнительная оценка их рабочих характеристик. Поэтому уровень экономичности одного агрегата над другим выражается показателем превосходства, рассчитанным для их нечетких интервалов, построенных для значений КПД в точках одинаковой мощности. Тогда, для определения оценок экономичности используем способ расчета *показателей превосходства*, изложенный в п. 2.8.

Поскольку нечеткий интервал имеет неубывающий вид (см. рисунок 3.14), расчет производится по следующему выражению:

$$Nec(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2) = \max\left(0, \min\left(1, \left(\frac{m_1 - m_2 + \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}\right)\right)\right),$$

где $Nec(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2)$ – необходимость того, что наименьшие значения параметра Y_1 будут по меньшей мере равны наименьшим значениям параметра Y_2 ; $m_1, m_2, \alpha_1, \alpha_2$ – параметрическое описание нечетких интервалов.

Также необходимо учесть, что изменяющееся в зависимости от вырабатываемой мощности значение КПД (или фактический КПД) означает, что оценка экономичности также должна изменяться. Учитывая нелинейность характера изменения $\eta(N)$ выразить оценку экономичности в виде функциональной зависимости довольно затруднительно. Таким образом, текущую оценку экономичности работы гидроагрегата в виде нечеткого интервала необходимо получить в каждой точке рабочей характеристики при текущем (или запланированном) значении мощности агрегата (рисунок 3.15).

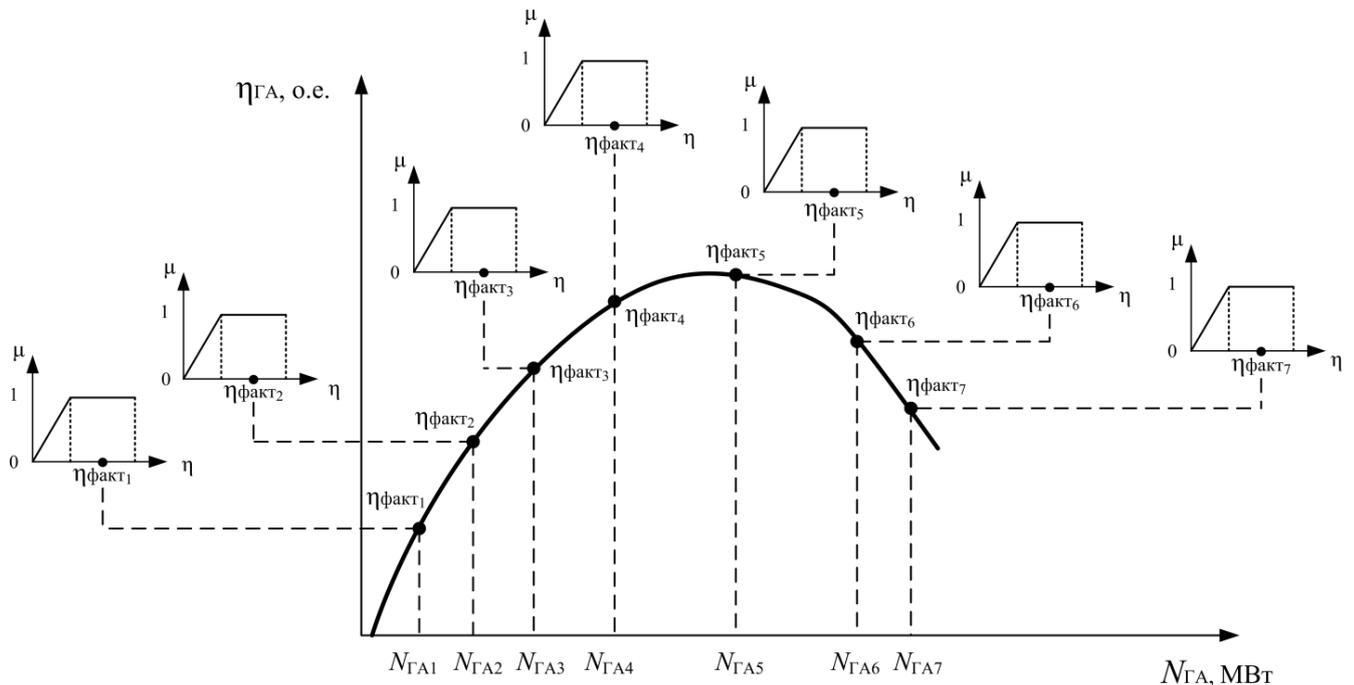


Рисунок 3.15 – Способ преобразования рабочей характеристики гидроагрегата для получения нечетких интервалов точек КПД

Руководствуясь вышесказанным, приведем пример расчета оценок экономичности текущего режима работы двух гидроагрегатов и сравним их.

1. Выберем несколько расчетных точек на рабочих характеристиках гидроагрегатов (рисунок 3.13).

Таблица 3.1 – Расчетные точки для построения нечетких интервалов

Мощность турбины N , МВт	15	30	45	58
Значение КПД ГА-А $\eta_{\text{факт}}$, о.е.	81	87	89	86
Значение КПД ГА-Б $\eta_{\text{факт}}$, о.е.	75	87	89,5	85

2. Используя графическое изображение (рисунок 3.14), построим нечеткие интервалы показателей КПД агрегатов для каждого значения мощности турбины.

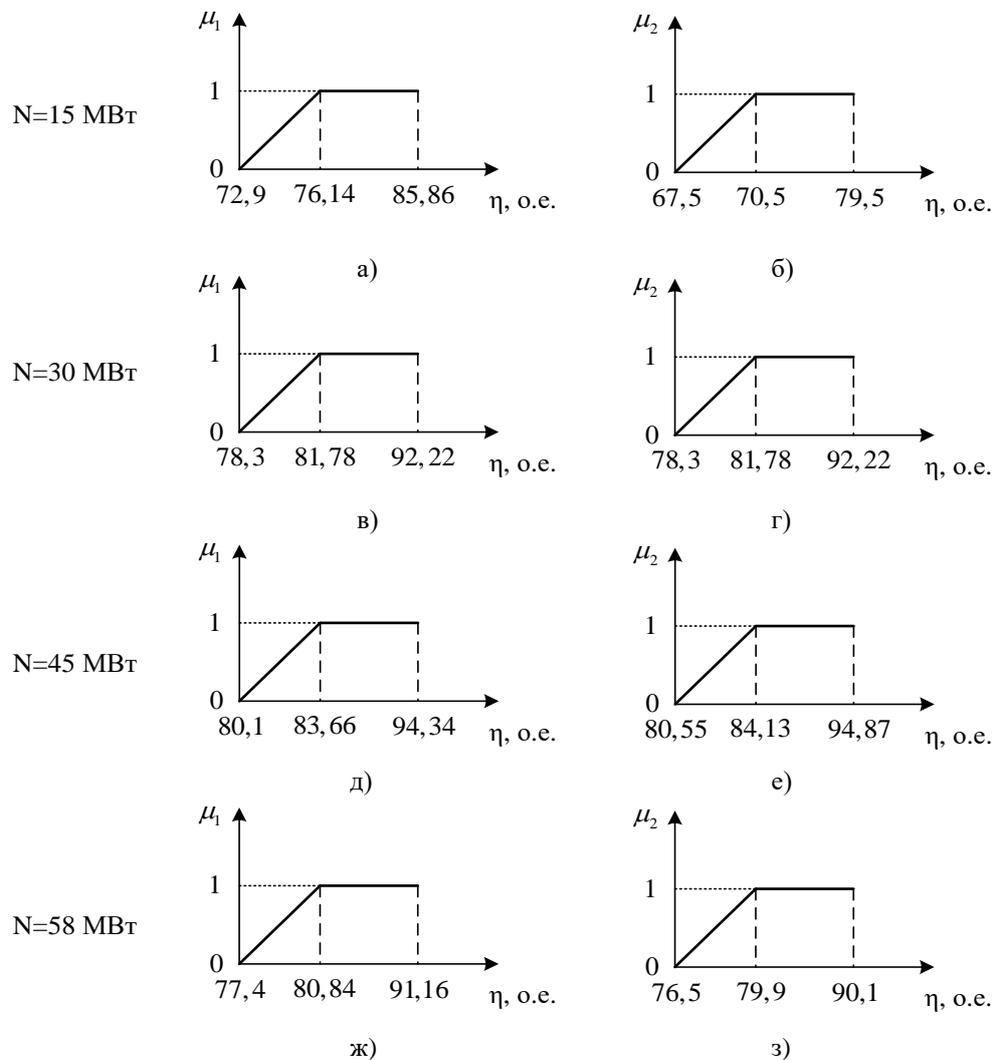


Рисунок 3.16 – Нечеткие интервалы показателей КПД турбин
а), в), д), ж) - гидроагрегат № А; б), г), е), з) - гидроагрегат № В

Рассчитаем показатели превосходства нечетких интервалов в табличной форме (таблица 3.2) и представим результат в графической форме (рисунок 3.17).

Таблица 3.2 – Расчет показателей превосходства

Мощность турбины	N=15 МВт		N=30 МВт		N=45 МВт		N=58 МВт	
Гидроагрегат	ГА-А	ГА-Б	ГА-А	ГА-Б	ГА-А	ГА-Б	ГА-А	ГА-Б
Параметрическое описание нечеткого интервала в виде $N = (m, \bar{m}, \alpha, \beta)$ – по рисунку 3.16	$N=(76,14; 85,86; 3,24; 0)$	$N=(70,5; 79,5; 3; 0)$	$N=(81,78; 92,22; 3,48; 0)$	$N=(81,78; 92,22; 3,48; 0)$	$N=(83,66; 94,34; 3,56; 0)$	$N=(84,13; 94,87; 3,58; 0)$	$N=(80,84; 91,16; 3,44; 0)$	$N=(79,9; 90,1; 3,4; 0)$
Показатель превосходства $Nec(\underline{Y}_i \geq \underline{Y}_j)$ – по выражению (3.1)	1	0	0,5	0,5	0,44	0,56	0,63	0,37

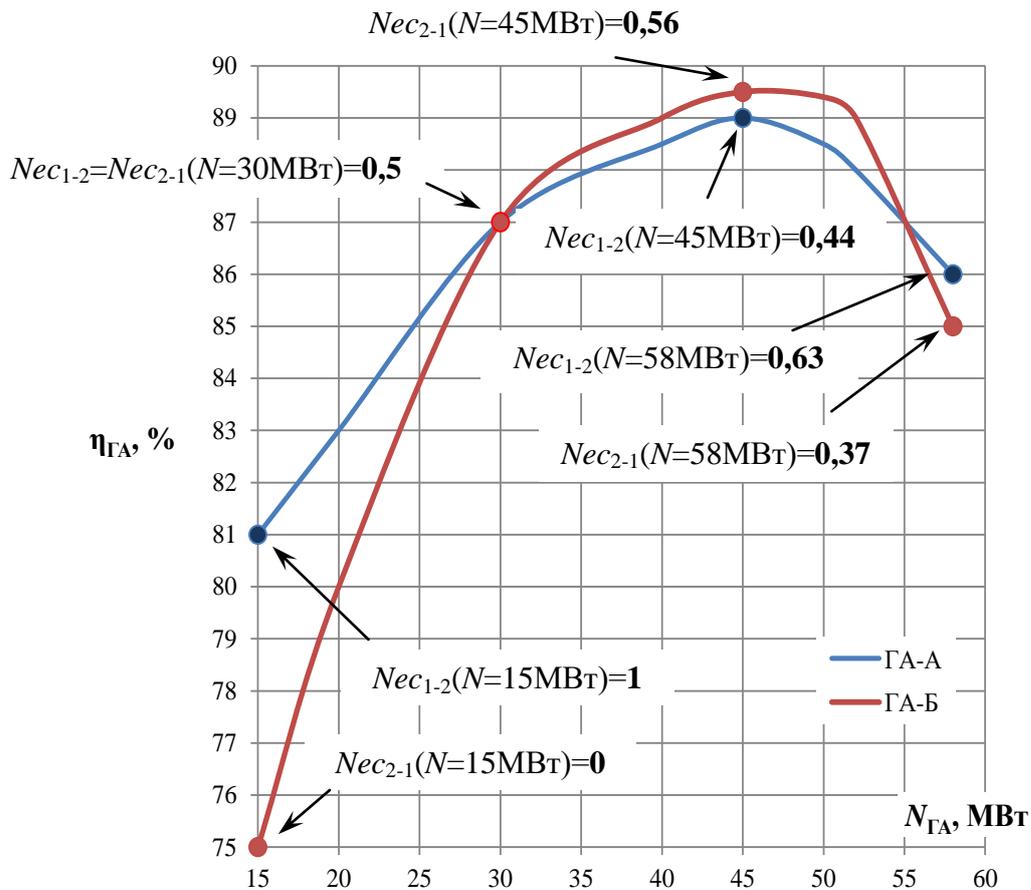


Рисунок 3.17 – Рабочие характеристики гидроагрегатов с показателями превосходства $Nec(\underline{Y}_i \geq \underline{Y}_j)$

Как видно из рисунка 3.17, показатели превосходства, которые назовем *оценками экономичности текущего режима работы* гидроагрегатов, в точках одинаковой мощности пропорционально выше для того гидроагрегата, у которого выше КПД в этой точке. В точке пересечения рабочих характеристик (равных КПД) оценка разделилась пополам. Таким образом, делаем вывод, что оценка экономичности текущего режима работы гидроагрегата верно характеризует работу гидроагрегата согласно его рабочей характеристике. Другими словами, *рабочие (универсальные) характеристики могут быть положены в основу расчета оценки экономичности текущего режима работы агрегата*, т.е.

$$E(\eta)_{i-j} = Nec\left(\underline{Y}_i \geq \underline{Y}_j\right),$$

где $E(\eta)_{i-j}$ – текущая оценка экономичности режима работы i -го гидроагрегата по сравнению с работой j -го гидроагрегата.

На основании предложенного метода построения нечетких интервалов фактических КПД была разработана модель расчета оценок экономичности режима гидроагрегатов «Оценка экономичности режима работы ГА». Принцип ее работы показан на структурной схеме, рисунок 3.18.

Основные особенности модели:

- Расчет производится для двух гидроагрегатов. В случае необходимости, число гидроагрегатов может быть увеличено.
- В качестве рабочих характеристик турбин гидроагрегатов могут быть приняты энергетические характеристики, полученные после последних натурных испытаний на станции или заводские эксплуатационные кривые.

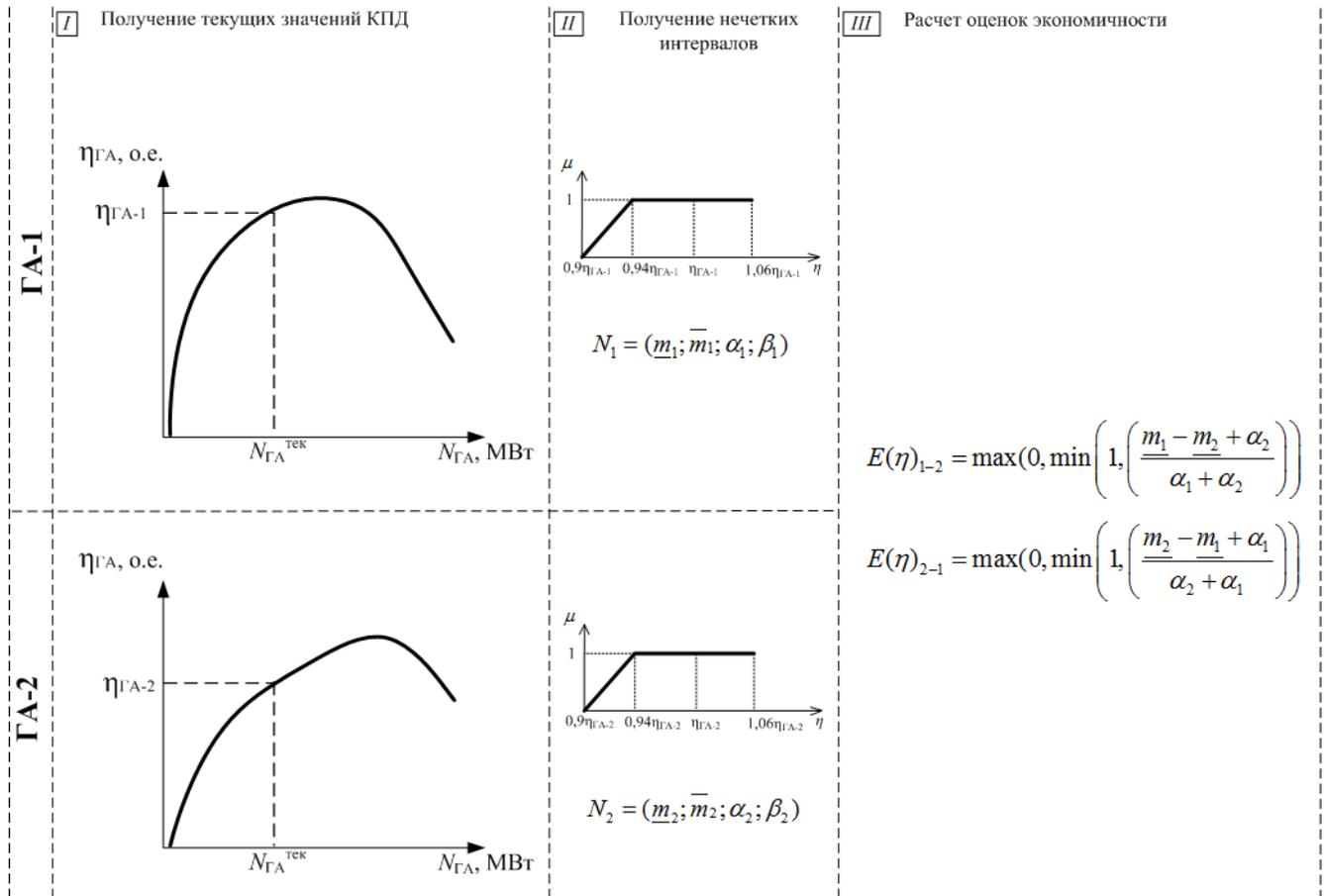


Рисунок 3.18 – Структурная схема компьютерной модели
«Оценка экономичности режима работы ГА»

3.5 Определение оптимального количества агрегатов на ГЭС с использованием оценки экономичности текущего режима работы

Покажем возможное практическое применение разработанной модели «Оценка экономичности режима работы ГА». Предположим, на гидроэлектростанции имеется 4 свободных агрегата с рабочими характеристиками, представленными на рисунке 3.19. Определим, сколько агрегатов необходимо загрузить, чтобы ГЭС выработала мощность 100 МВт при условии максимальной экономии энергоресурса.

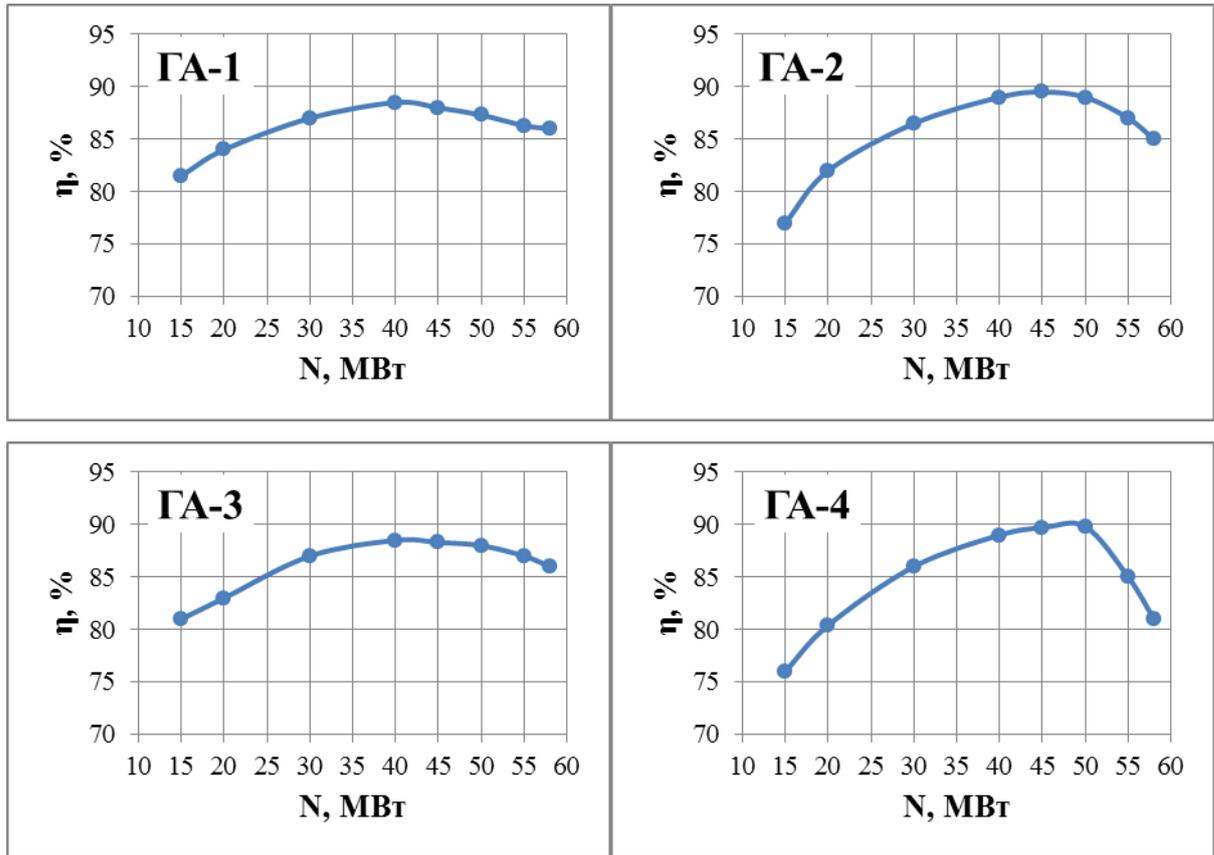


Рисунок 3.19 – Рабочие характеристики гидроагрегатов на ГЭС (пример)

Решение:

1. Минимальное количество агрегатов, необходимое для выработки 100 МВт мощности – 2. Тогда мощность каждого из них составит 50 МВт. КПД агрегатов при этом будут равны:

$$\eta_{\text{ГА-1}}(50 \text{ МВт}) = 87,3\%; \quad \eta_{\text{ГА-2}}(50 \text{ МВт}) = 89\%;$$

$$\eta_{\text{ГА-3}}(50 \text{ МВт}) = 88\%; \quad \eta_{\text{ГА-4}}(50 \text{ МВт}) = 89,8\%.$$

Как видно, значения КПД очень близки и однозначно выбрать два агрегата затруднительно, особенно, учитывая неточную информацию, полученную от рабочих характеристик. Поэтому заменим значения КПД агрегатов оценками экономичности работы. Расчет оценок аналогичен расчету базовых оценок, описанному в п. 2.8 с учетом построения нечетких интервалов по методу п. 3.4. Представим результат в табличной форме.

Таблица 3.3 – Расчет оценок экономичности режима работы ГА при $N_{ГА}=50$ МВт

ГА	$\eta_{\text{факт}}, \%$	Параметрическое описание нечеткого интервала	Меры превосходства	Оценка экономичности $E(\eta)=\min(Nec_{i-j})$
ГА-1	87,3	$N=(82,06; 92,54; 3,49; 0)$	$Nec_{1-2} = 0,28$ $Nec_{1-3} = 0,41$ $Nec_{1-4} = 0,18$	0,18
ГА-2	89,0	$N=(83,66; 94,34; 3,56; 0)$	$Nec_{2-1} = 0,72$ $Nec_{2-3} = 0,63$ $Nec_{2-4} = 0,40$	0,40
ГА-3	88,0	$N=(82,72; 93,28; 3,52; 0)$	$Nec_{3-1} = 0,59$ $Nec_{3-2} = 0,37$ $Nec_{3-4} = 0,27$	0,27
ГА-4	89,8	$N=(84,41; 95,19; 3,59; 0)$	$Nec_{4-1} = 0,82$ $Nec_{4-2} = 0,60$ $Nec_{4-3} = 0,73$	0,60

Как видно из таблицы 3.3, при загрузке двух агрегатов мощностью 50 МВт, необходимо включить в работу ГА-2 и ГА-4 как самые экономичные. Средняя оценка экономичности режима работы ГЭС при этом составит **0,5**.

2. Мощность каждого из агрегатов при загрузке трех штук составит 33 МВт. КПД агрегатов при этом будут равны:

$$\eta_{ГА-1}(33 \text{ МВт}) = 87,7\%; \quad \eta_{ГА-2}(33 \text{ МВт}) = 87,5\%;$$

$$\eta_{ГА-3}(33 \text{ МВт}) = 87,6\%; \quad \eta_{ГА-4}(33 \text{ МВт}) = 86,8\%.$$

Таблица 3.4 – Расчет оценок экономичности режима работы ГА при $N_{ГА}=33$ МВт

ГА	$\eta_{\text{факт}}, \%$	Параметрическое описание нечеткого интервала	Меры превосходства	Оценка экономичности $E(\eta)=\min(Nec_{i-j})$
ГА-1	87,7	$N=(82,44; 92,96; 3,51; 0)$	$Nec_{1-2} = 0,53$ $Nec_{1-3} = 0,51$ $Nec_{1-4} = 0,62$	0,51
ГА-2	87,5	$N=(82,25; 92,75; 3,50; 0)$	$Nec_{2-1} = 0,47$ $Nec_{2-3} = 0,49$ $Nec_{2-4} = 0,59$	0,47
ГА-3	87,6	$N=(82,34; 92,86; 3,50; 0)$	$Nec_{3-1} = 0,49$ $Nec_{3-2} = 0,51$ $Nec_{3-4} = 0,61$	0,49
ГА-4	86,8	$N=(81,59; 92,01; 3,47; 0)$	$Nec_{4-1} = 0,38$ $Nec_{4-2} = 0,41$ $Nec_{4-3} = 0,39$	0,38

Как видно из таблицы 3.4, при загрузке трех агрегатов мощностью 33 МВт, необходимо включить в работу ГА-1, ГА-2 и ГА-3 как самые экономичные. Средняя оценка экономичности режима работы ГЭС при этом составит **0,49**.

3. Мощность каждого из агрегатов при загрузке четырех штук составит 25 МВт. КПД агрегатов при этом будут равны:

$$\eta_{\text{ГА-1}}(25 \text{ МВт}) = 85,7\%; \quad \eta_{\text{ГА-2}}(25 \text{ МВт}) = 84,5\%;$$

$$\eta_{\text{ГА-3}}(25 \text{ МВт}) = 85,0\%; \quad \eta_{\text{ГА-4}}(25 \text{ МВт}) = 83,5\%.$$

Таблица 3.5 – Расчет оценок экономичности режима работы ГА при $N_{\text{ГА}}=25$ МВт

ГА	$\eta_{\text{факт}}, \%$	Параметрическое описание нечеткого интервала	Меры превосходства	Оценка экономичности $E(\eta)=\min(Nec_{i-j})$
ГА-1	85,7	$N=(80,56; 90,84; 3,43; 0)$	$Nec_{1-2} = 0,66$ $Nec_{1-3} = 0,59$ $Nec_{1-4} = 0,80$	0,59
ГА-2	84,5	$N=(79,43; 89,57; 3,38; 0)$	$Nec_{2-1} = 0,34$ $Nec_{2-3} = 0,43$ $Nec_{2-4} = 0,64$	0,34
ГА-3	85,0	$N=(79,90; 90,10; 3,40; 0)$	$Nec_{3-1} = 0,41$ $Nec_{3-2} = 0,57$ $Nec_{3-4} = 0,70$	0,41
ГА-4	83,5	$N=(78,49; 88,51; 3,34; 0)$	$Nec_{4-1} = 0,20$ $Nec_{4-2} = 0,36$ $Nec_{4-3} = 0,30$	0,20

Как видно из таблицы 3.5, при загрузке четырех агрегатов на мощность 25 МВт, средняя оценка экономичности режима работы ГЭС при этом составит **0,39**.

4. Проанализировав п. 1-3 расчета, сделаем вывод, что наиболее экономичным вариантом выдачи мощности 100 МВт на ГЭС в условиях текущей ситуации является загрузка ГА-2 и ГА-4 на мощность 50 МВт.

Выводы по главе 3

1. Рабочие (универсальные) характеристики турбины гидроагрегата могут быть положены в основу расчета оценки экономичности текущего режима его работы.

2. Как показывает практика, рабочие характеристики не всегда являются достоверными, поэтому оценка должна рассчитываться с использованием методов теории возможностей, поскольку это позволяет производить сравнение между собой не значения КПД агрегатов, а их нечеткие интервалы.

3. Оценка экономичности текущего режима работы гидроагрегата предложенным способом позволяет учитывать изменчивость рабочей характеристики гидроагрегата за счет погрешностей измерения параметров агрегата, особенно, расхода воды, а также старения и износа рабочего колеса турбины .

4. Метод расчета оценки экономичности режима работы допускает использование любых имеющихся в наличии рабочих характеристик, в том числе, заводских. Это расширяет возможности программы «Оценка экономичности режима работы ГА» для работы на любых ГЭС.

5. Разработанная модель «Оценка экономичности режима работы ГА» ориентирована на использовании ее в разрабатываемых подсистемах СППР и РУСА нового типа. Это позволит существенно повысить эффективность оперативного управления за счет дополнительной экономии гидроресурса на станции.

4 МОДЕЛИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ И РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ АГРЕГАТОВ НА ГЭС

4.1 Место подсистем СППР и РУСА в контуре ситуационного управления гидроэлектростанцией

Изменение текущей ситуации в электроэнергетической системе, которая характеризуется рядом параметров текущего режимного состояния, как правило, вызывает ответную реакцию системы управления в виде выработки соответствующего управляющего воздействия. На заключительной фазе оперативного управления осуществляется изменение состава работающего в ЭЭС оборудования и топологии сети. Именно на этой фазе принятое решение реализуется в виде одношагового или цепочки одношаговых решений.

Общеизвестно, что одной из важных задач управления на заключительной фазе является выбор состава работающего оборудования в ЭЭС, которая заключается во включении-отключении определенного числа и состава оборудования, распределения нагрузки между введенным в работу оборудованием [95]. С позиции управления электрическими станциями, необходимо решить также и задачу выбора состава генерирующего оборудования и степени его загрузки, что говорит о многоцелевом характере управления станцией.

Поскольку процесс ситуационного управления составом агрегатов на станции обладает свойством двойственности, его можно рассмотреть с двух позиций, а именно:

1. *Процесс управления* (принятия решения) осуществляется ЛПР с использованием возможностей подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений (СППР).

2. *Процесс регулирования* осуществляется с помощью режимной и технологической автоматики станции, в частности, подсистемой рационального управления составом агрегатов (РУСА).

Место работы обеих подсистем в общем информационном пространстве управления на ГЭС показано на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Информационная среда при управлении гидроэлектростанцией

В качестве критериев ситуационного управления составом агрегатов на ГЭС используются два критерия – *эксплуатационная надежность* и *оценка экономичности* режима работы каждого отдельного гидроагрегата и ГЭС в целом.

Поскольку управление энергосистемой в целом осуществляется с обязательным выполнением требований по качеству и надежности электроснабжения при минимальных суммарных затратах на производство и распределение энергии [21], оба критерия могут и должны быть учтены в процессе оперативного ситуационного управления. Однако приоритетность каждого из них может быть различна. Например, при управлении оборудованием в режимах, опасных для его работоспособности, в качестве приоритетного, необходимо рассматривать критерий эксплуатационной надежности. В режиме выдачи гарантированной мощности (в периоды малой водности года) существенно увеличивается себестоимость выработки электроэнергии, ввиду

значительного снижения величины её отдачи в энергосистему. В таком случае, на первый план выходит критерий максимальной экономичности работы агрегатов. Таким образом, необходимо разработать гибкие математические модели и алгоритмы, отвечающие требованиям поиска оптимальных состава, числа и загрузки гидроагрегатов с учётом мнения ЛПР о требуемых оптимизационных критериях.

Рассмотрим основные этапы создания, принципы работы и взаимодействие с ЛПР каждой из разрабатываемых подсистем.

4.2 Разработка подсистемы поддержки принятия решений на ГЭС

Способность вырабатывать решения – это одно из интереснейших и важнейших явлений, происходящих в процессе управления.

Если представить гидроэлектростанцию в качестве системы взаимосвязанных функционирующих объектов, то процесс ее функционирования на каждом шаге можно определить, как переход из одного пространства состояния (исходного) в другое (конечное), характеризующееся желаемыми свойствами. Если исходное и конечное пространства не совпадают, то можно говорить о наличии противоречия (конфликта). Устранение этого противоречия (разрешение конфликта) и понимается как выработка решения. При этом различают две проблемы выработки решения: поиск решения и принятие решения.

Под *поиском решения* понимается *определение последовательности состояний, переводящих систему из исходного пространства состояний в конечное*. При этом предполагается, что существуют технически реализуемые правила перехода из одного состояния в другое. В большинстве случаев существует не одна, а множество таких последовательностей, т. е. образуется множество альтернативных переходов, называемое *множеством альтернатив*. Тогда *принятие решения* является *выбором альтернативы из имеющегося множества* [20]. Предоставить ЛПР набор альтернатив – и есть задача

подсистемы СППР. Помимо функций, обозначенных в п. 1.4, СППР на ГЭС должна не противоречить требованиям, предъявляемым к системам мониторинга технического состояния оборудования, описанных в ГОСТ Р 55260.2.2-2013, ГОСТ Р 55260.3.2-2013, СТО РусГидро 02.01.059-2011 [96-98] и др.

Сопоставив между собой все выводы и положения, которые были указаны в тексте диссертации выше, приходим к выводу, что система поддержки принятия решений должна базироваться на *трех оценках*:

1. $T(\Pi)$ – текущая оценка эксплуатационного состояния агрегата, полученная методом построения обобщенного нечёткого интервала. Данный метод описан в главе 2 диссертации.

2. $E(\eta)$ – текущая оценка экономичности режима работы агрегата, полученная методом сравнительного анализа рабочих характеристик турбин гидроагрегатов. Метод расчета этой оценки описан в главе 3 диссертации.

3. $C(k)$ – комплексная оценка, учитывающая текущее эксплуатационное состояние и экономичность выработки электроэнергии гидроагрегатом и рассчитанная с учетом k – степени приоритетности одного критерия управления над другим. Способ получения этой оценки описан далее.

Рассмотрим возможность практической реализации принципов ситуационного управления для решения задачи многоцелевого управления составом агрегатов на гидростанции с использованием системы СППР, основанной на аппарате теории возможностей.

Предположим, что выбор о включении в работу лежит между двумя гидроагрегатами – ГА-1 и ГА-2, эксплуатационная надежность которых, выраженная значениями функции принадлежности обобщённого нечеткого интервала, равна соответственно:

$$T_{ГА-1}^* = 0,27;$$

$$T_{ГА-2}^* = 0,63.$$

Рабочие характеристики гидроагрегатов соответствуют указанным на рисунке 3.13. Оценки экономичности текущего режима работы обоих агрегатов рассчитываются по указанному в п. 3.4 алгоритму. Комплексная, или

компромиссная, оценка, учитывающая оба оптимизационных критерия, может быть рассчитана по следующему выражению [99]:

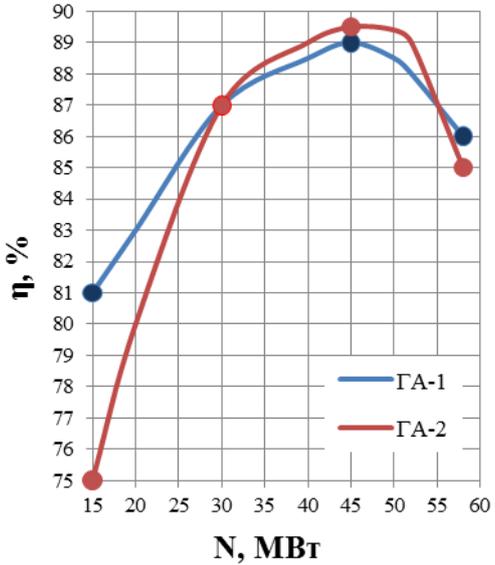
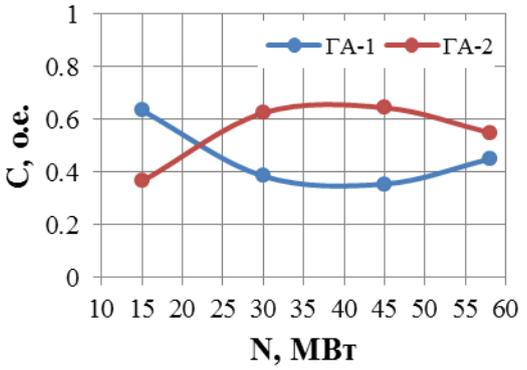
$$C_{i-j} = k \cdot T_{i-j} + (1-k) \cdot E_{i-j}, \quad (4.1)$$

где C_{i-j} – комплексная оценка i -го гидроагрегата по отношению к j -му гидроагрегату; k – коэффициент приоритетности критерия эксплуатационного состояния над экономичностью режима работы; T_{i-j} – оценка эксплуатационного состояния i -го гидроагрегата по сравнению с j -м гидроагрегатом, E_{i-j} – оценка экономичности режима работы i -го гидроагрегата по сравнению с работой j -го гидроагрегата.

Определяющий критерий управления должен быть выбран ЛПР самостоятельно, путём задания коэффициента k . Исходя из этого, ему должны быть предоставлены рассчитанные ситуационные оценки. Приведем пример принятия решения о выборе гидроагрегата в зависимости от требуемой вырабатываемой мощности, которое может принять ЛПР, основываясь на критериях эксплуатационной надёжности, экономичности режима работы гидроагрегата или компромиссе между ними. Представим полученную информацию в виде таблицы 4.1 [100].

В данном случае, задачи выбора состава и загрузки агрегатов по критерию эксплуатационной надёжности, либо критерию максимальной экономичности являются однокритериальными, в то время как поиск компромисса между ними (в том числе и с разной долей приоритетности) – есть *решение многокритериальной задачи*. В приведенном примере, при расчете комплексной оценки C , коэффициент k составил 0,5, что говорит о равной степени приоритетности обоих критериев. В случае если ЛПР хочет использовать компромиссный критерий управления, но считает, например, что надёжность агрегата должна преобладать над его экономичностью, он может задать более высокий коэффициент приоритетности k .

Таблица 4.1 – Таблица альтернативных решений о выборе гидроагрегатов

Критерий управления	Значения оценок ГА-1/ГА-2		Решение о включении гидроагрегата и его загрузки
Эксплуатационная надежность	0,27/0,73		15–60 МВт – ГА-2
Экономичность	<i>N</i> , МВт	Оценка E_{i-j}	 <p>15–30 МВт – ГА-1 30–55 МВт – ГА-2 55–60 МВт – ГА-1</p>
	15	1/0	
	30	0,5/0,5	
	45	0,44/0,56	
	58	0,63/0,37	
Эксплуатационная надежность и экономичность работы	<i>N</i> , МВт	Оценка C_{i-j} по выражению (4.1) при $k=0,5$	 <p>15–22 МВт – ГА-1 22–58 МВт – ГА-2</p>
	15	0,635/0,365	
	30	0,385/0,625	
	45	0,355/0,645	
	58	0,45/0,55	

Как видно из таблицы 4.1, рекомендации системы СППР о вводе в работу каждого из гидроагрегатов в зависимости от требуемой мощности может быть различным и зависит от выбранного ЛПР критерия управления станцией – работе

по критерию максимальной эксплуатационной надёжности, максимально возможной экономичности или исходя из некоего компромисса:

- Если в качестве приоритетного был выбран критерий эксплуатационной надёжности, то на всём диапазоне рабочих мощностей следует выбрать гидроагрегат ГА-2, поскольку оценка текущего эксплуатационного состояния этого агрегата превосходит оценку ГА-1.
- Если управление ГЭС происходит по критерию максимального КПД, то исходя из анализа рабочих характеристик агрегатов, ГА-1 должен работать в диапазоне мощностей от 15 до 30 и от 55 до 58 МВт, поскольку здесь его КПД выше. Диапазон мощностей от 30 до 55 МВт остаётся за гидроагрегатом ГА-2.
- При попытке учесть оба фактора, гидроагрегат ГА-1 стоит загружать в диапазоне от 15 до 22 МВт, поскольку КПД этого агрегата при низких мощностях намного превышает КПД ГА-2, что нивелирует его низкую оценку надёжности. Если агрегату необходимо задать мощность, превышающую 22 МВт, то следует выбрать ГА-2, поскольку лучшее эксплуатационное состояние начинает преобладать над значением КПД этого агрегата.

Также отметим, что оценка надёжности, или работоспособности, гидроагрегатов позволяет осуществлять непрерывный мониторинг текущего состояния оборудования, не допуская аварийных режимов, то есть производить *превентивное управление станцией*. Оценка экономичности текущего режима работы гидроагрегатов можно рассматривать в качестве показателя расхода воды в верхнем бьефе, что наиболее важно в маловодные периоды для соблюдения водно-энергетического режима водохранилища ГЭС. Компромиссная оценка, в свою очередь, позволяет соблюдать максимально возможную экономичность при сохранении высокого уровня надёжности работы станции.

Таким образом, использование аппарата теории возможностей позволяет не только обобщать разнородную информацию, стекающуюся в центр управления и ЛПР, но и производить оценку текущей ситуации на ГЭС с разных сторон [78].

Все указанные выше вычисления, несомненно, можно автоматизировать и представить в виде программного обеспечения. Первым шагом на пути к этому стала программа «Определение оптимальных режимов работы гидроагрегатов на ГЭС с учётом параметров их текущего состояния», разработанная в комплексе MatLAB, имеющая свидетельство о регистрации программы для ЭВМ (Приложение Б.1). Интерфейс программы, иллюстрирующий пример расчета из таблицы 4.1 при заданной мощности агрегата 15 МВт, представлен на рисунке 4.2. Программа позволяет рассчитывать все необходимые оценки для двух гидроагрегатов. При необходимости, их количество может быть увеличено.

Система поддержки принятия решений
 "Определение оптимальных режимов работы гидроагрегатов на ГЭС с учётом параметров их текущего состояния"

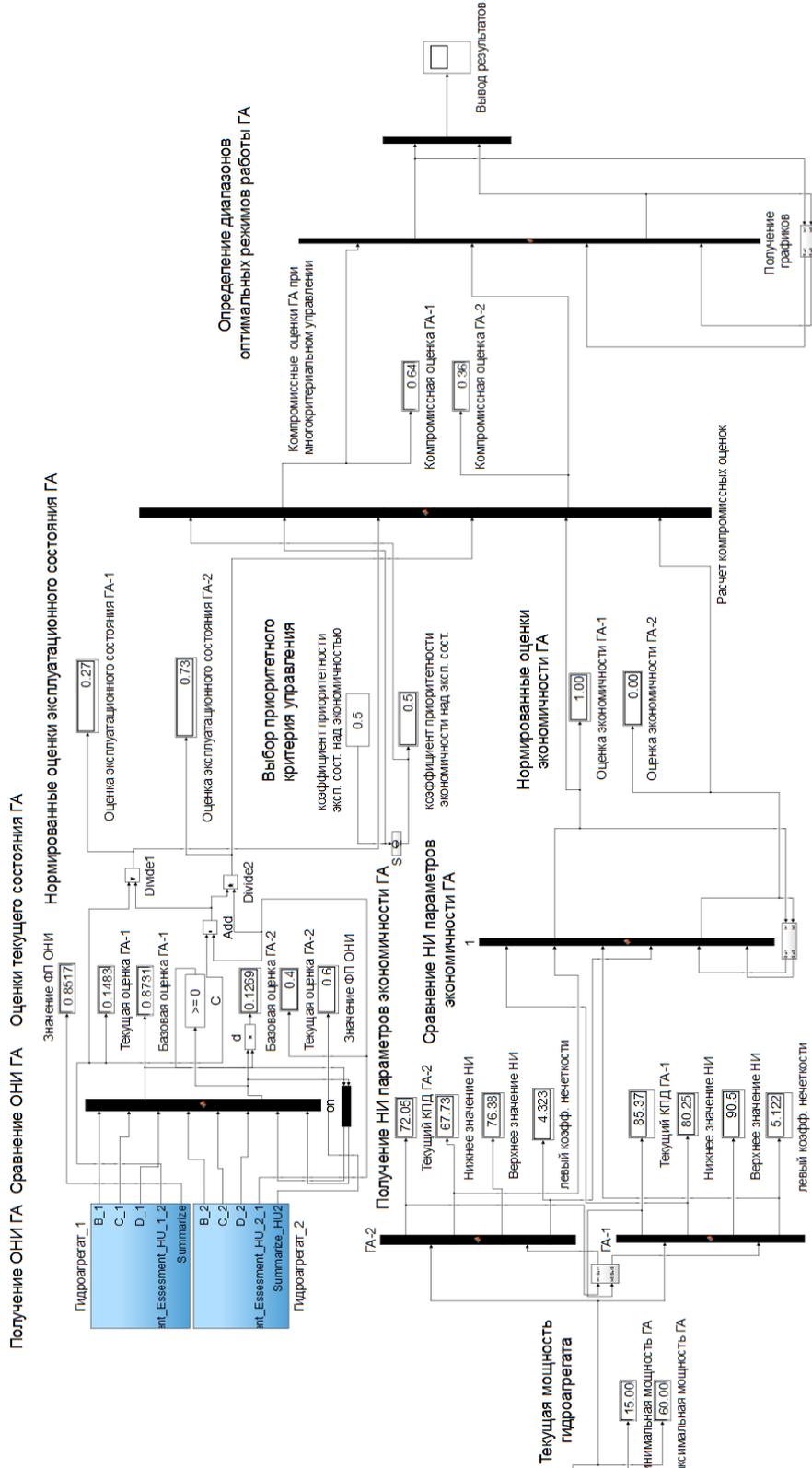


Рисунок 4.2 – Интерфейс программы-системы поддержки принятия решений

4.3 Разработка подсистемы рационального управления составом агрегатов на ГЭС

Как уже говорилось выше, что задача выбора состава работающего оборудования решается в рамках *внутристанционной оптимизации* и особенно актуальна для тех станций, которые имеют возможность полноценно участвовать в регулировании активной мощности, частоты, реактивной мощности и напряжения. Такими функциями, как известно, в большинстве случаев обладают гидроэлектростанции. В свою очередь, регулирование режима ГЭС по активной мощности непосредственно связано с регулированием напряжения на шинах станции и реактивной мощности. Поэтому, важную роль здесь играет подсистема рационального управления составом агрегатов, или РУСА, которая взаимосвязана с системой группового регулирования возбуждения ГЭС посредством общих информационных потоков и алгоритмических связей. В основу управления режимами ГЭС, при создании подсистемы РУСА, были положены следующие принципы [2]:

1. Задачи оптимальной загрузки агрегатов по активной и реактивной мощности решаются отдельно друг от друга.
2. Любое изменение числа и состава гидроагрегатов координируется, исходя из условия поддержания необходимого уровня напряжения на шинах станции и загрузки агрегатов реактивной мощностью. В некоторых случаях (низкий запас реактивной мощности, необходимость перевода из одного режима в другой) число и состав агрегатов выбирается на основе заведомо и жестко определенных принципов координации.

В рамках настоящей диссертации *рассмотрим подсистему РУСА только с позиции инструмента по поиску оптимальной загрузки агрегатов по активной мощности.*

Задачи внутростанционной оптимизации

Оптимизация – это выбор наилучшего варианта из множества возможных вариантов с учетом заданных ограничений. Слово «оптимальный» должно означать, что некий объект или же процесс, лучше, чем другие отвечают определенным показателям – критериям оптимальности. Задача оптимизационного процесса заключается в нахождении методики, позволяющей из множества допустимых решений выбрать такие, при которых значения управляемых параметров удовлетворяют заданным ограничениям и обращают в минимум или максимум целевую функцию [101]. Чтобы провести оптимизацию, необходимы: математическая модель объекта, целевая функция, метод оптимизации и оптимизационный алгоритм. К задачам внутростанционной оптимизации относятся:

Внутростанционная оптимизация подразумевает решения трех основных задач:

- Задача №1.* Выбор оптимального числа работающих агрегатов на станции.
- Задача №2.* Выбор оптимального состава работающего оборудования (выбор станционных номеров).
- Задача №3.* Оптимальное распределение нагрузки (активной мощности) между агрегатами.

В качестве исходной информации при внутростанционной оптимизации используется:

1. Данные о текущем состоянии оборудования.
2. Критерии оптимизации.
3. Ограничения.

В качестве *исходных данных* задается график нагрузки на гидроэлектростанции, а также расходные характеристики гидроагрегатов.

$$N_{\text{ГЭС}} = f(t)$$

$$Q = Q_i(N_i; H_i)$$

Во внутростанционных задачах оптимизации режимов используются обычно технические *критерии*: минимум расхода энергоресурса (топлива или воды), максимум КПД, минимум потерь энергии. Это допустимо, поскольку другие составляющие затрат (условно-постоянные) не меняются от режима работы агрегатов станции. Следовательно, оптимальным будет такой режим, при котором для станции выполняется условие минимизации расхода воды на ГЭС, или же максимизация коэффициента полезного действия на станции. Два эти критерия являются одинаковым по своей сути, однако представлены в разных размерностях.

$$Q_{\text{ГЭС}} \rightarrow \min \equiv \eta_{\text{ГЭС}} \rightarrow \max$$

Далее рассмотрим используемые *ограничения*.

Для повышения точности управления числом и составом агрегатов необходимо учесть те ограничения, которые накладываются на режим работы ГЭС вследствие изменения его текущего эксплуатационного состояния, а также различных требований системного характера, определяющих режим работы станции в ЭЭС [82]. Их можно классифицировать по двум признакам, исходя из общей картины информационного пространства систем управления, схематично представленной на рисунке 4.1:

Безусловные ограничения жестко заданы и строго контролируются на предмет их обязательного исполнения. К таким ограничениям можно отнести: ограничения по мощности турбины и перегрузочной способности генератора, контроль нарушения предела передаваемой мощности по отходящей ЛЭП, обязательное число и состав работающих гидроагрегатов для соблюдения требований к надежности режима работы ЭЭС и др. Игнорирование безусловных ограничений однозначно приводит к отрицательным или даже катастрофическим последствиям. Этот вид ограничений относительно просто учесть в алгоритмах внутростанционной оптимизации, в которые они могут быть заложены заранее. В качестве таких ограничений выделим следующие:

1. Ограничения в виде равенств, которые в теории оптимизации имеют название *балансовых ограничений*: мощность гидроэлектростанции в каждый

момент времени t представляет собой сумму мощностей агрегатов в момент времени t :

$$N_{\text{ГЭС}}^t = \sum_{i=1}^n N_i^t,$$

где N_i^t – мощность i -го гидроагрегата в момент времени t , n – количество гидроагрегатов на станции.

2. Ограничения, заданные в виде неравенств.

- Ограничение по минимальному числу работающих агрегатов:

$$Z \geq Z_{\min}$$

- Ограничение по обязательному составу:

$$A \geq A_{\text{обязат.}}$$

- Ограничение по мощности гидроагрегатов, которая в любой момент времени должна находиться в пределах от минимально допустимой (по условию минимальной скорости вращения турбины или ЛОТ) до максимальной (по условию максимально допустимого перегрева генератора гидроагрегата или ЛОГ):

$$N_{a\min} \leq N_i^t \leq N_{a\max}$$

- Ограничение по мощности гидроэлектростанции, аналогичное предыдущему:

$$N_{\text{ГЭС}\min} \leq N_{\text{ГЭС}}^t \leq N_{\text{ГЭС}\max}$$

- Ограничение по минимизации пуско-остановочных операций на станции:

$$d \leq d_{\text{зад.}}$$

Условные или «превентивные» ограничения отличаются тем, что степень важности их выполнения должна быть рассчитана и как бы «дозирована». К таким ограничениям относится значительная часть информации систем контроля за электрическими, механическими, тепловыми, вибрационными параметрами, срабатывание предупредительной сигнализации на агрегатном уровне,

поддержание оптимального регулировочного диапазона по активной мощности на стационарном уровне и другие. Учет фактического эксплуатационного состояния гидроагрегатов в виде условных ограничений зависит от изменения текущей ситуации и возможен только при оперативном управлении текущим режимом ГЭС.

Подход к процессу диагностики текущего эксплуатационного состояния агрегатов на ГЭС можно организовать с использованием методов теории возможностей. Проведенные выше исследования показали, что для получения оценки технического состояния гидроагрегата, все его эксплуатационные параметры нужно представить в виде нечетких интервалов соответствующего типа (см. главу 2). Создав модель, определяющую текущую оценку эксплуатационного состояния агрегатов, основанную на данных принципах, возможно учитывать показатели надежности последних при выборе оптимального состава работающего оборудования ГЭС и его загрузки [32, 102].

Выбор оптимизационного метода для анализа режимов работы гидроагрегатов

Рассмотрим возможность использования некоторых классических оптимизационных методов для решения задачи внутристанционной оптимизации.

Метод неопределенных множителей Лагранжа

Данный метод оптимизации позволяет отыскать условный экстремум непрерывной функции, являющейся максимумом или минимумом при выполнении дополнительных условий, а именно: учету ограничений в форме равенств и неравенств.

Критерием оптимизации на гидроэлектростанции является максимум КПД турбины каждого из гидроагрегатов:

$$\eta(N) \rightarrow \max$$

К недостаткам данного метода с точки зрения применения его для решения задач внутристанционной оптимизации следует отнести то, что этот метод нельзя

использовать для решения оптимизационных *задач №1 и №2*, относящихся к классу оптимизационных задач целочисленного программирования.

Таким образом, метод неопределенных множителей Лагранжа позволяет решать задачу оптимального распределения нагрузки между агрегатами. При этом должно выполняться требование к энергетическим характеристикам гидроагрегатов с точки зрения монотонности и разрывов непрерывности. Это связано с дополнительной корректировкой энергетических характеристик, что приводит к некоторой потере точности оптимизационного решения.

Градиентные методы

Градиентные методы оптимизации относятся к итерационным методам, которые позволяют найти оптимальное значение экстремума функции с заданной степенью точности.

Метод обладает простотой исполнения, за которой, однако, кроется необходимость выполнения большого числа итераций. Обладает такими же недостатками, что и метод равенства относительных приростов.

Метод динамического программирования

Метод динамического программирования не выдвигает каких-либо требований к виду агрегатных характеристик и в этом смысле обладает универсальными возможностями. Оптимизация в данном случае рассматривается как многошаговый процесс, где решение определяется не сразу, а последовательно шаг за шагом. По мере выполнения шагов, происходит постепенное уменьшение конкурентоспособных вариантов, и в завершении остается один или несколько, которые сравниваются между собой.

Данный метод удобен для реализации с использованием компьютерной техники, однако, как и градиентные методы, подразумевает выполнение высокого числа итераций, требующее больших временных затрат.

К существенному достоинству этого метода следует отнести то, что его применение позволяет одновременно решать все три задачи внутростанционной оптимизации.

Метод полного перебора вариантов

Суть метода – последовательно, шаг за шагом, осуществлять полный перебор всех возможных вариантов с последующим поиском наилучшего.

Метод полного перебора вариантов не требует выполнения условия дифференцируемости функций, однако его реализация потребует расчета, пожалуй, самого высокого числа итераций (для ГЭС может исчисляться количеством 10^6 [2]).

Метод направленного перебора вариантов

Представляет собой модернизированный вариант метода полного перебора вариантов и позволяет осуществлять целенаправленный поиск оптимального решения из некоторой выборки допустимых вариантов.

Данный метод позволяет определить оптимальный состав (и, соответственно, число) агрегатов за меньшее число итераций, по сравнению с полным перебором и динамическим программированием. К числу основных недостатков метода можно отнести возможную сложность описания алгоритма сужения рассматриваемых вариантов. В данном случае ограничение по числу рассматриваемых для включения в работу агрегатов достигается путем сопоставления рабочих мощностей гидротурбин и требуемой мощности выработки ГЭС. Тем самым, в рамках настоящих исследований, описанных выше трудностей не возникает, что делает этот метод наиболее актуальным для проведения оптимизационных расчетов.

Решение задачи поиска оптимального состава гидроагрегатов методом направленного перебора вариантов

Рассмотрим суть метода.

Оптимизация числа агрегатов достигается *направленным перебором вариантов*, которые формируются по заданному критерию. Формирование вариантов по числу агрегатов производится из возможных вариантов обеспечения заданной нагрузки P в пределах от минимального Z_{\min} до максимального Z_{\max} .

Если применить направленный поиск лучшего варианта от Z_{\min} , то число возможных вариантов по Z может быть уменьшено. При Z_{\min} работает наименьшее возможное число агрегатов. Последовательно увеличивая число агрегатов на один, можно определить оптимальное решение по числу агрегатов при минимуме расхода воды.

Наилучшее сочетание агрегатов для заданного числа Z выбирают, сравнивая характеристики работающих агрегатов при равномерном распределении нагрузки.

Процесс поиска оптимального состава агрегатов показан на рисунке 4.3. Если $Z=2$, то оптимальный КПД будет при работе агрегатов 3 и 4. При $Z=3$ оптимальное сочетание дают агрегаты 1, 3, 4. Оптимальный состав определяется по ранжированному ряду значений КПД агрегатов при равных мощностях. На первое место ставится агрегат с лучшим КПД, а затем агрегаты располагаются в порядке ухудшения их КПД. Естественно, что первые Z агрегатов этого ряда и обуславливают оптимальный состав. Может быть несколько равнозначных составов. Это дает возможность найти такие варианты для всего периода оптимизации, которые дают наименьшее число пусков и остановов [2].

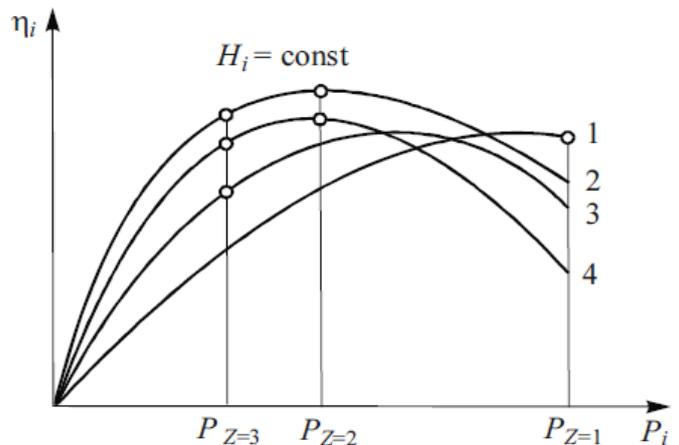


Рисунок 4.3 – К методике определения оптимального состава агрегатов при равномерном распределении нагрузки агрегата

Сформулируем алгоритм метода:

1. Ограничение по числу гидроагрегатов

- Определяется минимальное число работающих агрегатов, которые предназначены для покрытия мощности станции в определенный интервал времени, которая определяется из графика нагрузки, или задана фактическим значением:

$$Z_{\min} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{N_a^{\max}}, \quad (4.2)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^t$ – мощность гидроэлектростанции; N_a^{\max} – максимальное значение мощности гидроагрегата (предельная мощность).

- Максимальное число агрегатов определяется как отношение мощности гидроэлектростанции к минимальному значению мощности гидроагрегата:

$$Z_{\max} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{N_a^{\min}}, \quad (4.3)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^t$ – мощность гидроэлектростанции; N_a^{\min} – минимальное значение мощности гидроагрегата.

Если применить направленный поиск наилучшего варианта от Z_{\min} , то число возможных вариантов по Z может быть уменьшено. При Z_{\min} работает наименьшее возможное число агрегатов. Последовательно увеличивая число агрегатов на один, появляется возможность определить оптимальное решение по числу агрегатов при минимуме расхода воды.

2. Определение оптимального состава гидроагрегатов при равномерном распределении нагрузки. Наилучшее сочетание агрегатов Z для диапазона значений от минимального до максимального выбирают, сравнивая характеристики работающих агрегатов при равномерном распределении нагрузки. Рассмотрим рабочие характеристики для трех гидроагрегатов представленных на рисунке 4.4.

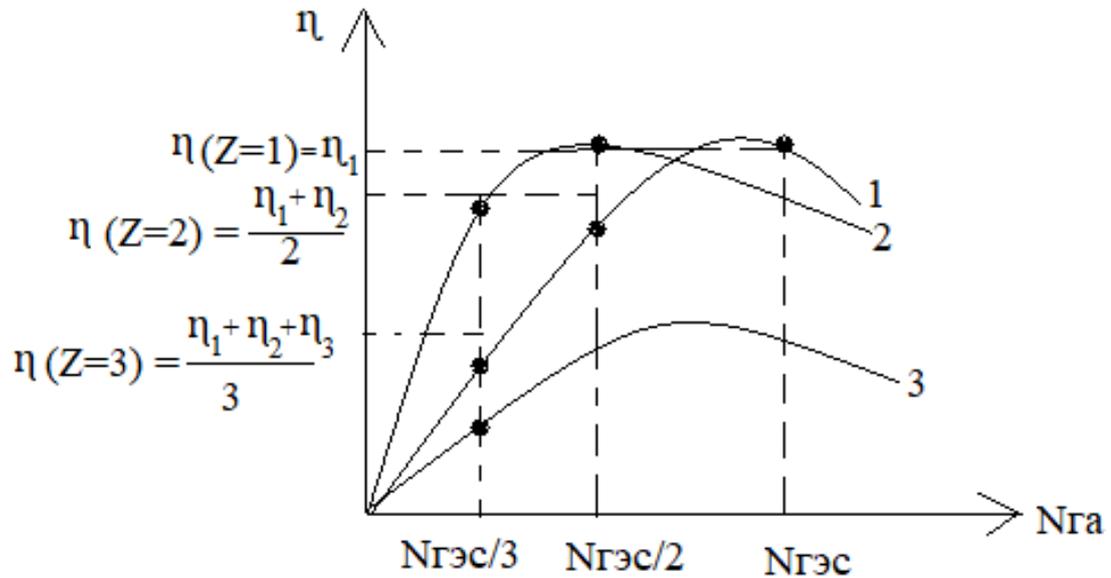


Рисунок 4.4 – Определение оптимального состава агрегатов

- Мощность гидроэлектростанции $N_{ГЭС}$ можно покрыть одним агрегатом $Z = 1$; $A = 1$, где A – состав агрегатов, который выбирался исходя из внутростанционного критерия максимального КПД. Тогда $\eta_{Z=1} = \eta_1$.
- Мощность гидроэлектростанции можно покрыть двумя агрегатами $Z = 2$; Оптимальным составом является $A = 1, 2$. Тогда

$$\eta_{Z=2} = \frac{\eta_1 + \eta_2}{2}.$$

- Мощность гидроэлектростанции при работе трех агрегатов $Z = 3$;

$$A = 2, 1, 3; \eta_{Z=3} = \frac{\eta_1 + \eta_2 + \eta_3}{3}.$$

- Оптимальный состав определяется по ранжированному ряду значений КПД агрегатов при равных мощностях. На первое место ставится агрегат с лучшим КПД, а затем агрегаты располагаются в порядке ухудшения их КПД.
- Критерий поиска: Если КПД при работе с одним агрегатом больше КПД при работе с двумя агрегатами, то дальнейший перебор не имеет смысла, поскольку коэффициент полезного действия будет

уменьшаться. В данном случае $\eta_{z=1} > \eta_{z=2}$, поэтому дальнейшие расчеты не имеют смысла, оптимальным составом является

$$A_{\text{опт}} = 1, N_{\text{а опт}} = N_{\text{ГЭС}}.$$

В результате выполнения двух выше показанных приемов сокращается зона поиска оптимальных решений управления составом агрегатов на ГЭС.

Выбор оптимального состава гидроагрегатов с учетом их эксплуатационного состояния

Внедрим в описанный выше метод направленного перебора вариантов оценку текущего эксплуатационного состояния гидроагрегата. Расчет оценки методом построения его обобщенного нечеткого интервала приведен в п. 2.11. Полученные данные позволяют построить ранжированный ряд станционных номеров гидроагрегатов по показателю оценки их эксплуатационной надежности.

Исходя из полученного ряда, можно построить ранжированный ряд агрегатов, опираясь на который проводится выбор оптимального числа агрегатов на станции.

Данный способ проводится в несколько этапов:

1. Аналогично методу направленного перебора вариантов вводится ограничение по числу гидроагрегатов по выражениям (4.2), (4.3).

2. Рассмотрим рабочие характеристики тех же гидроагрегатов, что были представлены на рисунке 4.4, при условии, что ранжированный ряд по убыванию оценок эксплуатационного состояния выглядит так: ГА–2, ГА–3, ГА–1 (рисунок 4.5).

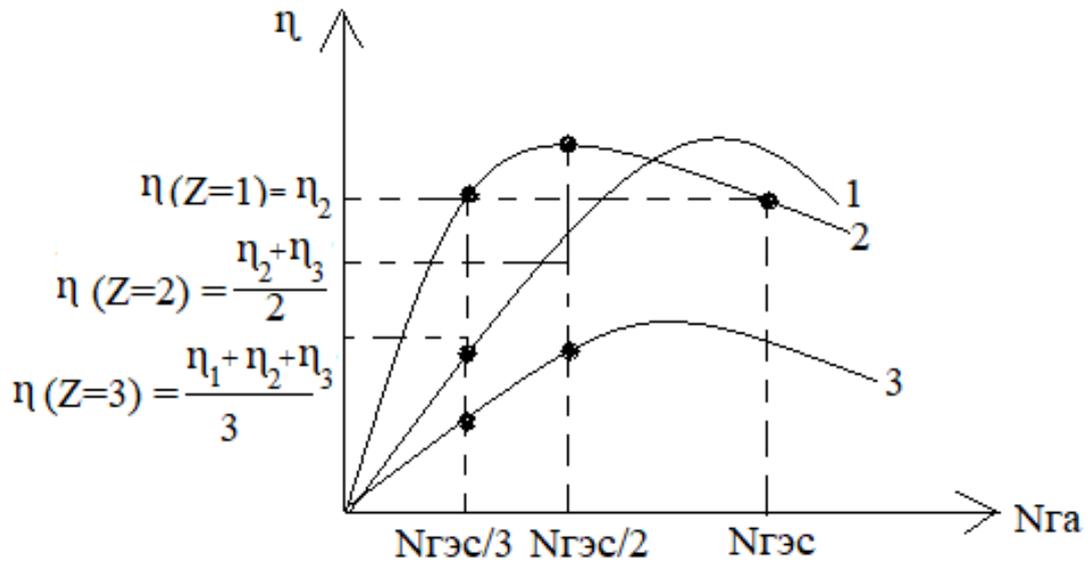


Рисунок 4.5 – Определение оптимального состава агрегатов с учетом эксплуатационного состояния

- Оптимальный состав определяется по ранжированному ряду значений надежности агрегатов при равных мощностях. На первое место ставится агрегат с лучшим показателем надежности, а затем агрегаты располагаются в порядке ухудшения их эксплуатационного состояния.
- Мощность гидроэлектростанции $N_{ГЭС}$ можно покрыть одним агрегатом $Z = 1$; $A = 2$, Тогда $\eta_{Z=1} = \eta_2$.
- Мощность гидроэлектростанции можно покрыть двумя агрегатами $Z = 2$; тогда состав агрегатов: $A = 2, 3$. Тогда $\eta_{Z=2} = \frac{\eta_2 + \eta_3}{2}$.
- Мощность гидроэлектростанции при работе трех агрегатов $Z=3$;

$$A = 2, 3, 1; \eta_{Z=3} = \frac{\eta_2 + \eta_3 + \eta_1}{3}$$
- Итоговый оптимальный состав выбирается исходя из максимально полученного значения КПД, и корректируется с учетом поставленных всех ограничений.

Покажем описанные ранее способы выбора оптимального состава оборудования на станции на примере задачи и сравним результаты.

Исходные данные: Предположим, на гидроэлектростанции имеется 4 свободных гидроагрегата с рабочими характеристиками, показанными на рисунке 4.6. Мощность турбины гидроагрегата изменяется в диапазоне от 15 до 60 МВт. Тогда располагаемая мощность гидроэлектростанции составляет от 15 до 240 МВт. Рассмотрим процесс выбора оптимального состава оборудования при условии, что необходимая текущая мощность станции – 100 МВт.

Ранжированный ряд, составленный по убыванию оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов следующий:

ГА – 1, ГА – 3, ГА – 2, ГА – 4.

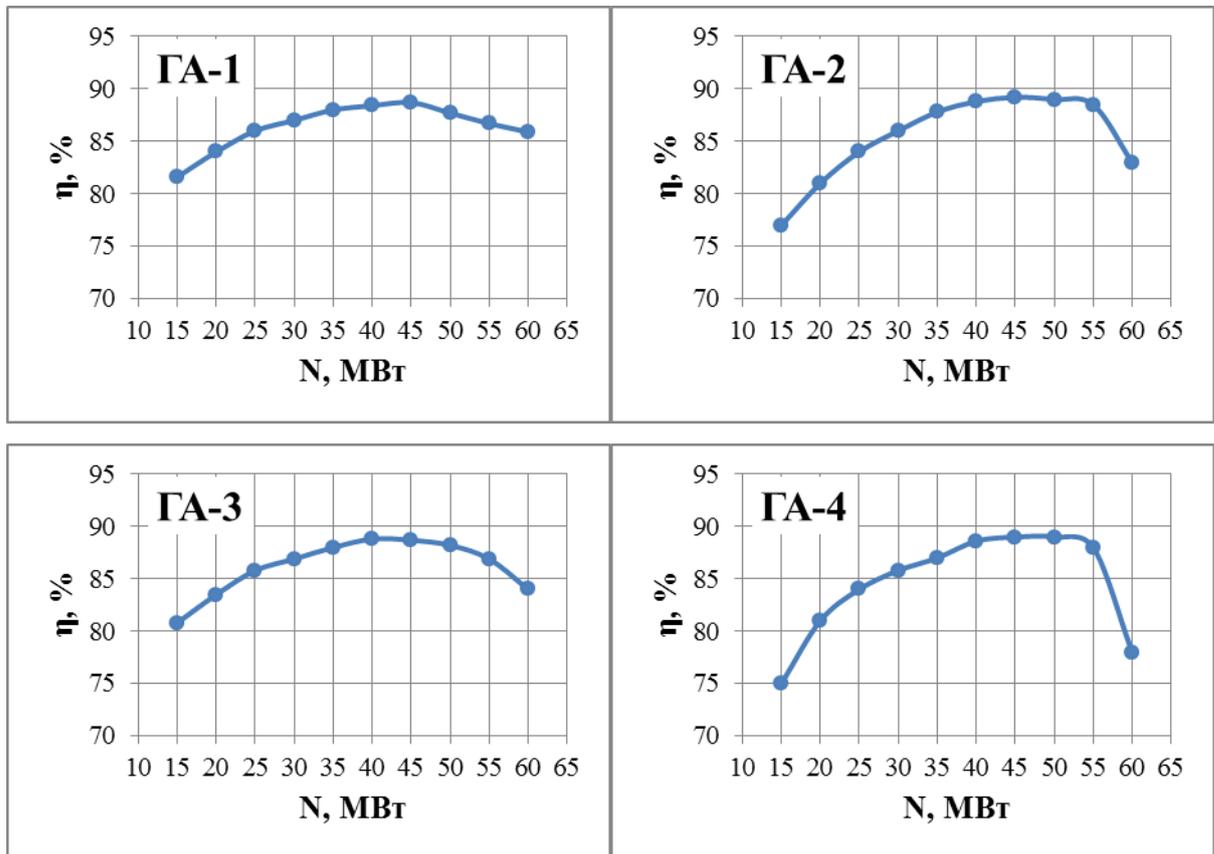


Рисунок 4.6 – Рабочие характеристики гидроагрегатов на ГЭС (пример)

Способ 1. Метод направленного перебора вариантов

Ограничим перебор по числу агрегатов, используя выражения (4.2), (4.3):

$$Z_{\min} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{N_a^{\max}} = \frac{100 \text{ МВт}}{60 \text{ МВт}} = 1,67 = 2 \text{ шт.}$$

$$Z_{\max} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{N_a^{\min}} = \frac{100 \text{ МВт}}{15 \text{ МВт}} = 6,67 = 7 \text{ шт.}$$

Поскольку на станции всего 4 гидроагрегата, тогда $Z_{\max} = 4$ шт.

Таким образом, была сокращена зона поиска оптимального решения и будут рассмотрены агрегаты в количестве от 2 до 4.

1) При работе двух гидроагрегатов ($Z=2$) мощность каждого агрегата определяем отношением $N_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{Z} = \frac{100 \text{ МВт}}{2 \text{ шт}} = 50 \text{ МВт}$. Следуя критерию максимизации коэффициента полезного действия, $\eta \rightarrow \eta_{\max}$ при:

$$A = 2, 4$$

Таким образом, КПД станции при работе двух агрегатов с равномерной загрузкой:

$$\eta_{Z=2} = \frac{\eta_2(50) + \eta_4(50)}{2} = \frac{89\% + 89\%}{2} = 89\%$$

2) При работе трех гидроагрегатов ($Z=3$) мощность каждого агрегата определяем отношением $N_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{Z} = \frac{100 \text{ МВт}}{3 \text{ шт}} = 33,3 \text{ МВт}$, $\eta \rightarrow \eta_{\max}$ при:

$$A = 1, 3, 2$$

Среднее значение КПД станции при работе трех агрегатов с равномерной загрузкой:

$$\eta_{Z=3} = \frac{\eta_1(33,3) + \eta_3(33,3) + \eta_2(33,3)}{3} = \frac{87,7\% + 87,7\% + 87,25\%}{3} = 87,55\%$$

3) При работе четырех гидроагрегатов ($Z=4$) мощность каждого агрегата определяем отношением $N_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{Z} = \frac{100 \text{ МВт}}{4 \text{ шт}} = 25 \text{ МВт}$, $\eta \rightarrow \eta_{\max}$ при:

$$A = 1, 3, 2, 4.$$

Среднее значение КПД станции при работе четырех агрегатов с равномерной загрузкой:

$$\eta_{Z=4} = \frac{\eta_1(25) + \eta_3(25) + \eta_2(25) + \eta_4(25)}{4} = \frac{86\% + 85,8\% + 84\% + 84\%}{4} = 84,95\%$$

Оптимальным коэффициентом полезного действия $\eta_{\text{опт}}$ является максимальный КПД из полученных при разном количестве работающих агрегатов, тогда:

$$\eta_{\text{опт}} = \max \{ \eta_{Z=2}; \eta_{Z=3}; \eta_{Z=4} \} = \max \{ 89\%; 87,55\%; 84,95\% \} = \eta_{Z=2} = 89\%$$

Оптимальный состав агрегатов:

$$Z_{\text{опт}} = 2, A_{\text{опт}} = \text{ГА-2, ГА-4}, N_{\text{ГАопт}} = 50 \text{ МВт}, \eta_{\text{ГЭС}} = 89\%$$

Способ 2. Метод направленного перебора вариантов с учетом оценки текущего эксплуатационного состояния гидроагрегатов.

Ограничим перебор по числу агрегатов, используя выражения (4.2), (4.3):

$$Z_{\min} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{N_a^{\max}} = \frac{100 \text{ МВт}}{60 \text{ МВт}} = 1,67 = 2 \text{ шт.}$$

$$Z_{\max} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{N_a^{\min}} = \frac{100 \text{ МВт}}{15 \text{ МВт}} = 6,67 = 7 \text{ шт.}$$

Поскольку на станции всего 4 гидроагрегата, тогда $Z_{\max} = 4$ шт.

Таким образом, была сокращена зона поиска оптимального решения и будут рассмотрены агрегаты в количестве от 2 до 4.

1) При работе двух гидроагрегатов ($Z=2$) мощность каждого агрегата определяем отношением $N_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{Z} = \frac{100 \text{ МВт}}{2 \text{ шт}} = 50 \text{ МВт}$. Следуя ранжированному ряду агрегатов:

$$A = 1, 3$$

Таким образом, КПД станции при работе двух агрегатов с равномерной загрузкой:

$$\eta_{Z=2} = \frac{\eta_1(50) + \eta_3(50)}{2} = \frac{87,7\% + 88,2\%}{2} = 87,95\%$$

2) При работе трех гидроагрегатов ($Z=3$) мощность каждого агрегата определяем отношением $N_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^t}{Z} = \frac{100 \text{ МВт}}{3 \text{ шт}} = 33,3 \text{ МВт}$, состав агрегатов:

$$A = 1, 3, 2$$

Среднее значение КПД станции при работе трех агрегатов с равномерной нагрузкой:

$$\eta_{Z=3} = \frac{\eta_1(33,3) + \eta_3(33,3) + \eta_2(33,3)}{3} = \frac{87,7\% + 87,7\% + 87,25\%}{3} = 87,55\%$$

3) При работе четырех гидроагрегатов ($Z=4$) мощность каждого агрегата определяем отношением $N_{ГА} = \frac{N'_{ГЭС}}{Z} = \frac{100 \text{ МВт}}{4 \text{ шт}} = 25 \text{ МВт}$, $\eta \rightarrow \eta_{\max}$ при:

$$A = 1, 3, 2, 4.$$

Среднее значение КПД станции при работе четырех агрегатов с равномерной нагрузкой:

$$\eta_{Z=4} = \frac{\eta_1(25) + \eta_3(25) + \eta_2(25) + \eta_4(25)}{4} = \frac{86\% + 85,8\% + 84\% + 84\%}{4} = 84,95\%$$

Оптимальным коэффициентом полезного действия $\eta_{\text{опт}}$ является максимальный КПД из полученных при разном количестве работающих агрегатов, тогда:

$$\eta_{\text{опт}} = \max \{ \eta_{Z=2}; \eta_{Z=3}; \eta_{Z=4} \} = \max \{ 87,95\%; 87,55\%; 84,95\% \} = \eta_{Z=2} = 87,95\%$$

Оптимальный состав агрегатов:

$$Z_{\text{опт}} = 2, A_{\text{опт}} = \text{ГА-1, ГА-3}, N_{\text{ГАопт}} = 50 \text{ МВт}, \eta_{\text{ГЭС}} = 87,95\%$$

Вывод: оптимальные количество агрегатов и их нагрузка не противоречат друг другу в обоих методах, однако составы, в зависимости от того, учитывалась ли оценка текущего эксплуатационного состояния агрегатов или нет, различны. С точки зрения экономичности, максимальный КПД станции достигается при использовании метода направленного перебора вариантов, в котором оценка текущей надежности гидроагрегата не учитывается. При учете оценки эксплуатационного состояния гидроагрегата КПД станции уменьшается, что достаточно очевидно, ввиду того, что на место приоритета максимального КПД становится компромисс между экономичностью и надежностью выработки. Вследствие последней особенности, второй способ расчета более предпочтителен.

С учетом всего сказанного выше, сформулируем полный алгоритм поиска оптимального состава агрегатов на ГЭС.

АЛГОРИТМ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ГИДРОАГРЕГАТОВ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

1. *Получение исходной информации с датчиков защит ГА.*

На первом этапе происходит сбор информации о текущем состоянии параметров с датчиков защит гидроагрегатов.

2. *Перевод параметров ГА из именованных единиц в относительные.*

На втором этапе, используя методы теории возможностей, полученные значения состояния параметров переводятся из именованных единиц в относительные единицы.

3. *Расчет значений функций принадлежности параметров ГА.*

На третьем этапе рассчитываются значения функций принадлежности параметров гидроагрегатов.

4. *Получение ранжированного ряда гидроагрегатов на основе оценки их текущего состояния ГА.*

На четвертом этапе осуществляется построение обобщённых нечётких интервалов агрегатов и получение оценок $T(\Pi)$. Далее производится ранжирование агрегатов от самого надёжного к менее надёжному.

5. *Определение оптимального состава и загрузки ГА методом направленного перебора вариантов.*

На заключительном этапе алгоритма поиска оптимального состава гидроагрегатов на ГЭС используется метод направленного перебора вариантов с учетом оценки текущего состояния гидроагрегатов. Данный метод является компромиссным, поскольку учитывает и надежность, то есть текущее состояние гидроагрегата в темпе производственного процесса и экономичность режима, тем самым позволяя осуществлять *многокритериальную оптимизацию* на станции.

Согласно указанному алгоритму, была разработана программа «Оптимизация состава гидроагрегатов на ГЭС с использованием методов теории возможностей» в комплексе MatLAB, имеющая свидетельство о регистрации программы для ЭВМ (Приложение Б.2). Интерфейс программы, иллюстрирующий пример расчёта при использовании рабочих характеристик,

указанных на рисунке 4.9, представлен на рисунке 4.7. Программа позволяет определять оптимальный состав из четырех гидроагрегатов. При необходимости, их количество может быть увеличено. В качестве дополнительной справочной информации, ЛПР может получить графики рекомендуемых мощностей для каждого агрегата (рисунок 4.8).

Подсистема рационального управления составом агрегатов "Оптимизация состава гидроагрегатов на ГЭС с использованием методов теории возможностей"

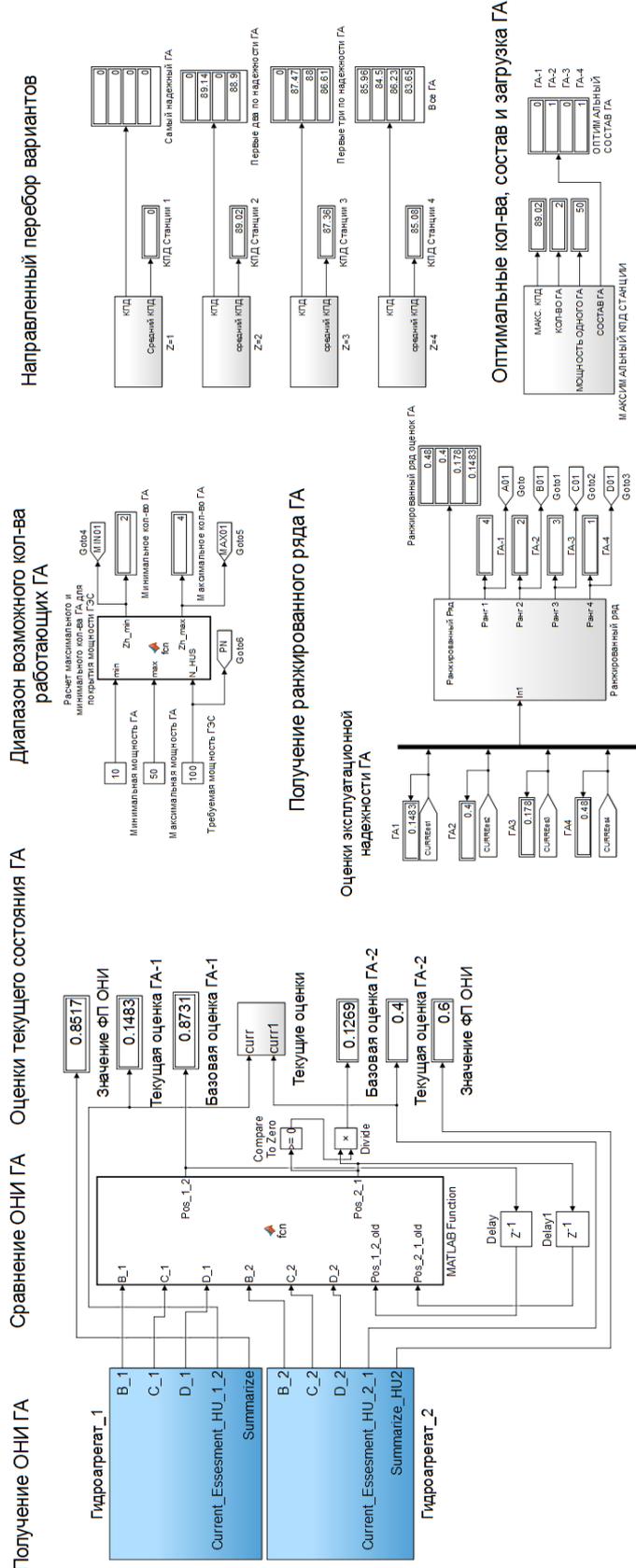


Рисунок 4.7 – Интерфейс программы поиска оптимального состава гидроагрегатов

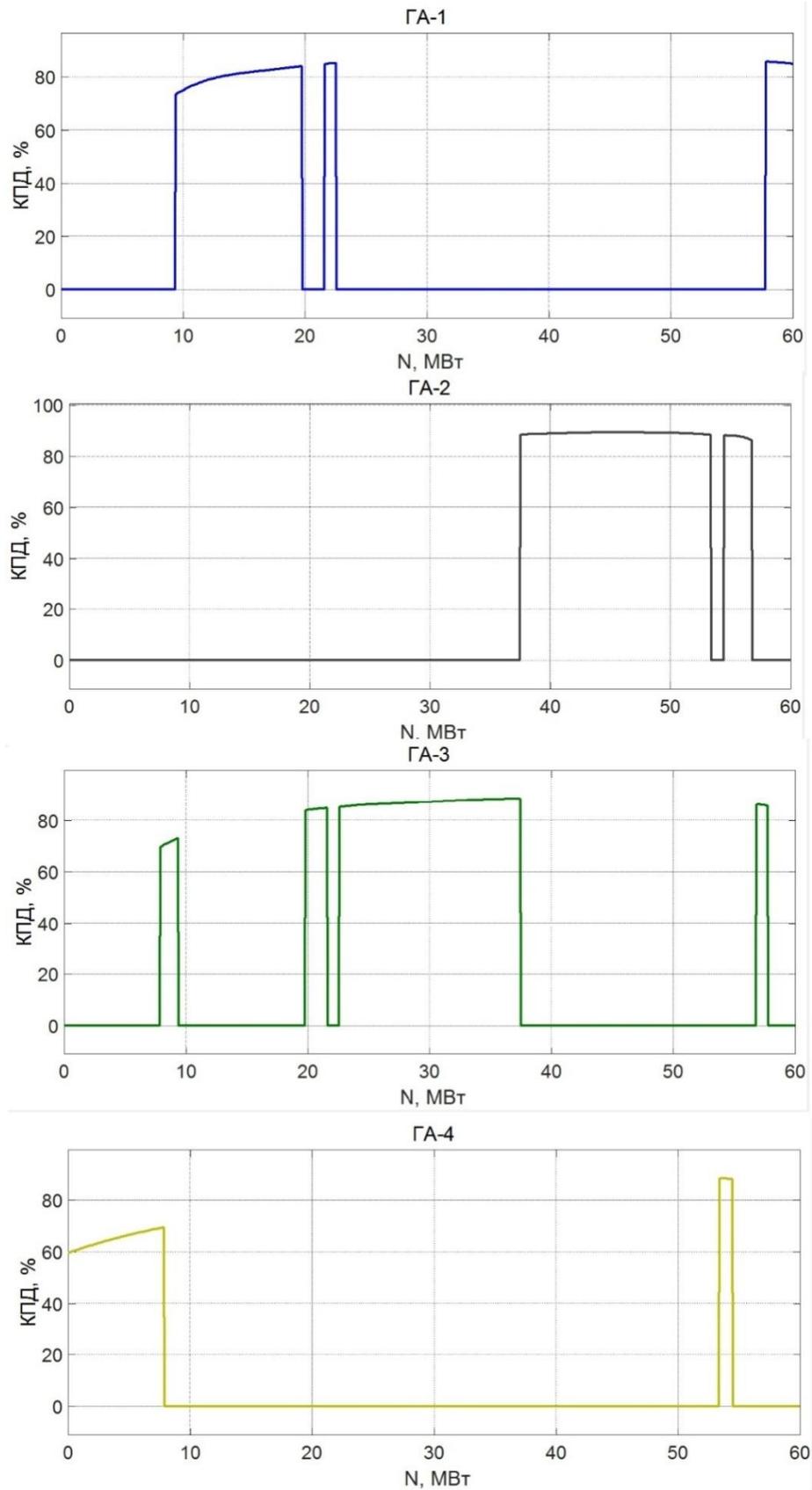


Рисунок 4.8 – Диапазоны мощностей наиболее эффективной работы гидроагрегатов

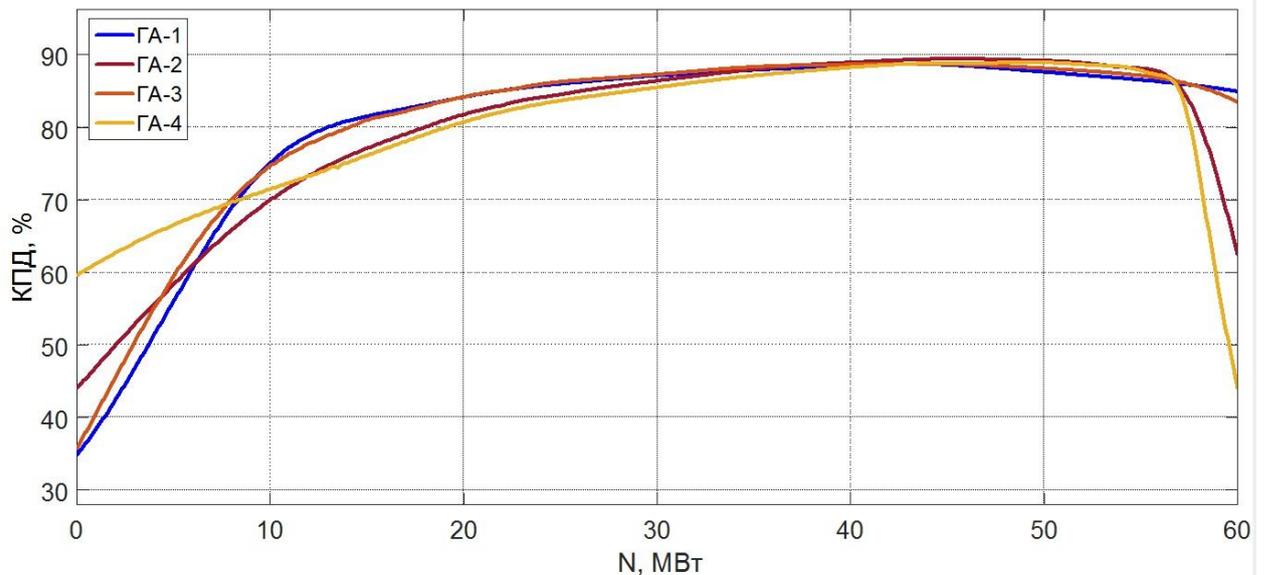


Рисунок 4.9 – Рабочие характеристики гидроагрегатов для программы

Выводы по главе 4

1. Расчет показателей экономичности режима и эксплуатационной надежности позволяет оценивать состояние каждого из гидроагрегатов. Это дает возможность ЛПР производить сравнительный анализ всех агрегатов на ГЭС прежде, чем принимать соответствующие управленческие решения.

2. Поддержка принятия решений осуществляется посредством предоставления ЛПР наглядной информации о текущем состоянии оборудования. Помимо прочего, дежурный персонал может регулировать характер предоставляемых данных, в том числе устанавливая приоритетность отдельных показателей, отдавая предпочтение надежности, экономичности или обоим факторам, задавая степень превосходства одного критерия над другим.

3. В работе показано, что внесение в алгоритм поиска оптимального состава агрегатов метод направленного перебора вариантов учёт оценок их эксплуатационного состояния позволяет скорректировать получаемые результаты с учетом требований по обеспечению высокой надёжности выработки электроэнергии. Базируясь на данной модернизации, был разработан прототип подсистемы РУСА.

4. Особенности предложенных моделей подсистем СППР и РУСА являются:

- отсутствие громоздких баз данных (исходные данные поступают непосредственно от датчиков защит);
- удобство использования (простой интерфейс моделей);
- универсальность использования для любых гидроэлектростанций;
- возможность проведения расчетов в темпе производственного процесса.

5. Все показанные в главе расчеты и алгоритмы могут иметь достаточно широкое применение на станции. В частности, может производиться экспресс анализ состояния гидроагрегатов, поскольку все расчеты производятся в темпе производственного процесса в режиме онлайн, также сбор статистической информации, необходимой для расследования причин нештатных ситуаций и поиске оптимальных режимных показателей каждого из гидроагрегатов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе исследован ситуационный подход к управлению нормальными режимами работы гидроэлектростанции. Отличительными особенностями данного процесса управления являются: многокритериальность, адаптивность, необходимость принятия решений в условиях неопределенности. В качестве методологии построения систем ситуационного управления предложено использование теории возможностей в качестве наиболее гибкого математического инструмента, позволяющего интерпретировать неточную, расплывчатую информацию об объекте управления.

Процесс принятия решений рассматривается как крайне важный и ответственный этап управления на ГЭС и поэтому нуждающийся в дополнительной информационной поддержке. Для решения этой задачи, а также задачи многокритериальной оптимизации состава работающих агрегатов были сформулированы основные принципы подсистем СППР и РУСА.

Предложенные в работе математические модели и алгоритмы ориентированы на ГЭС разного уровня мощности и служат идеологической основой для реализации современных человеко-машинных систем управления.

Основные результаты работы отражены в следующих положениях:

1. Рассмотрены процессы оптимизации и принятия решений на гидроэлектростанции, на основании чего предложено использование подсистем СППР и РУСА в качестве диалоговых информационных систем мониторинга технического состояния оборудования, инструмента превентивного управления агрегатами и способа реализации многокритериального управления ими.

2. Показана возможная реализация подсистем СППР и РУСА на основе методов теории возможностей.

3. Описан порядок преобразования параметров оборудования ГЭС в вид нечетких интервалов, визуализирующих все возможные состояния каждого из параметров: нормальное, допустимое, аварийное.

4. Описана процедура перевода эксплуатационных параметров в разряд безразмерных величин по правилам масштабирования, что позволяет учитывать каждый из них в процессе определения текущего технического состояния оборудования.

5. Разработан метод оценки эксплуатационного состояния гидроагрегата (гидроблока) путём построения обобщённого нечеткого интервала. Показано, что данный метод отличается от предлагаемых ранее большей степенью объективности, наглядностью и быстродействием расчетов.

6. Разработан метод оценки экономичности текущего режима работы агрегата на основе анализа его энергетических характеристик. Данный метод позволяет учитывать изменчивость зависимости КПД турбины, что важно ввиду отсутствия достоверной информации о текущем характере состояния этой кривой.

7. Получены модели прототипов систем СППР и РУСА в программной среде MatLAB, призванные осуществлять функции получения текущей информации о состоянии датчиков защит агрегатов, её обработку и наглядное представление ЛПР для анализа и принятия на его основе управленческих решений.

8. Показано, что использование подобных систем на ГЭС способствует повышению надежности работы оборудования, увеличению сроков межремонтных периодов, экономии первичного энергоносителя и, как следствие, эффективности работы в целом.

Совершенствование системы управления составом агрегатов на ГЭС на основе теории возможностей позволит осуществить переход к использованию новых, в том числе цифровых технологий на ГЭС, что позволит поднять процесс обработки информации на качественно новый уровень в современных условиях модернизации энергетических систем.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АО	– автооператор
АП	– акустический преобразователь
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления
АСУ	– автоматизированная система управления
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
ВГП	– верхний генераторный подшипник
ВНИИЭ	– Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики
ГА	– гидроагрегат
ГП	– генераторный подшипник
ГР	– генераторный режим
ГРАМ	– групповой регулятор активной мощности
ГРРМ	– групповой регулятор реактивной мощности
ГЭС	– гидроэлектростанция
ЕЭС	– Единая энергосистема
ИНПОР	– интеллектуальная поддержка (принятия решений)
ИС	– интеллектуальная система
КПД	– коэффициент полезного действия
ЛОГ	– линия ограничения генератора
ЛОТ	– линия ограничения турбины
ЛПИ	– Ленинградский политехнический институт
ЛПР	– лицо принимающее решения
ЛЭП	– линия электропередачи
МНУ	– маслонапорная установка
МЭИ	– Московский энергетический институт
НГП	– нижний генераторный подшипник

НГТУ	– Новосибирский государственный технический университет
НГЭС	– Новосибирская гидроэлектростанция
НЭТИ	– Новосибирский электротехнический институт
ОВ	– относительная величина
ОВВП	– относительная величина выполнения плана
ОВД	– относительная величина динамики
ОВИ	– относительная величина интенсивности
ОВК	– относительная величина координации
ОВПЗ	– относительная величина планового задания
ОВС	– относительная величина структуры
ОВСр	– относительная величина сравнения
ОИ	– обобщённый интервал
ОНИ	– обобщённый нечёткий интервал
ПАА	– противоаварийная автоматика
ПП	– подпятник
ПТК	– программно-технический комплекс
ПШ	– подшипник
РВ	– регулятор возбуждения
РС	– регулятор скорости
РУСА	– рациональное управление составом агрегатов
СК	– синхронный компенсатор
СППР	– система поддержки принятия решений
СТС	– статическое тиристорное возбуждение
СУ	– система управления
ТА	– технологическая автоматика
ЭВМ	– электронно-вычислительная машина
ЭЭС	– электроэнергетическая система

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1235-р от 27.08.2009 г. «Водная стратегия Российской Федерации на период до 2020 года» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.scrf.gov.ru/security/economic/document120/](http://www.scrf.gov.ru/security/economic/document120/). – Загл. с экрана.
2. Филиппова, Т. А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций [Текст] / Т. А. Филиппова. – М. : Энергия, 1975. – 207 с.
3. Филиппова, Т. А. Оценка эксплуатационного состояния гидроагрегатов в АСУ ТП ГЭС [Текст] / Ю. А. Секретарев, Б. Н. Мошкин // Электрические станции. – 1988. – № 11. – С. 43-46.
4. Журавлев, В. Г. Управление режимами ГЭС в условиях АСУ [Текст] / В. Г. Журавлев, В. И. Обрезков, Т. А. Филиппова Т.А. – М. : Энергия, 1978. – 296 с.
5. Филиппова, Т. А. Алгоритмическая структура подсистемы рационального управления составом агрегатов в АСУ ГЭС [Текст] / Т. А. Филиппова // АСУ энергосистем и электростанций: Межвуз. сб. научн. трудов. – Новосибирск: Новосиб. электротехн. ин-т., 1975. – С. 4-16.
6. Жирнов, В. Л. Основные итоги разработки и реализации АСУ ТП ГЭС [Текст] / В. Л. Жирнов, Ю. А. Секретарев, Т. А. Филиппова, В. Г. Шальнев // Управление режимами и развитием энергосистем в условиях АСУ: Межвуз. сб. научн. трудов. – Новосибирск: Новосиб. электротехн. ин-т., 1978. – С. 25-35.
7. Техничко-экономическое планирование в АСУ [Текст] / Т. А. Филиппова [и др.]. – Новосибирск : НЭТИ, 1980. – 112 с.
8. Система поддержки принятия решений для управления составом агрегатов ГЭС [Текст] / Ю. А. Секретарев [и др.] // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 18-27.

9. Жданович, А. А. Контроль и мониторинг эксплуатационного состояния гидроагрегатов на основе теории нечетких множеств : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / А. А. Жданович. – Новосибирск, 2010. – 200 с.

10. Митрофанов, С. В. Разработка системы поддержки принятия решений на основе многокритериальной оптимизации состава агрегатов ГЭС : дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / С. В. Митрофанов. – Новосибирск, 2013. – 213 с.

11. Фомин, С. С. Рациональное управление составом агрегатов (РУСА) для каскада Братской и Усть-Илимской ГЭС [Текст] / С. С. Фомин // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2014. – №. 6. – С. 8-11.

12. Goor, Q. Optimal Multipurpose-Multireservoir Operation Model with Variable Productivity of Hydropower Plants [Text] / Q. Goor, R. Kelman, A. Tilmant // Journal of Water Resources Planning and Management. – 2010. – Vol. 137, № 3. – P. 258-267.

13. Liu, B. A. Multi-Core Parallel Genetic Algorithm for the Long-Term Optimal Operation of Large-Scale Hydropower Systems [Text] / B. Liu [et al.] // World Environmental and Water Resources Congress. – 2016. – P. 220-230.

14. Piekutowski, M. R. Optimal Short-Term Scheduling for a Large-Scale Cascaded Hydro System [Text] / M. R. Piekutowski, T. Litwinowicz, R. Frowd // Conference Proceedings Power Industry Computer Application Conference : Scottsdale : IEEE, 1993. – P. 292-298.

15. Liu, S. L. The Fuzzy Comprehensive Evaluation of Hydropower Plant Production and Operating Conditions Based on the BP Neural Network Improved [Text] / S. L. Liu, Y. X. Song, P. L. Hao // Applied Mechanics and Materials – Trans Tech Publications. – 2011. – P. 4170-4173.

16. Дарманчев, А. К. Основы оперативного управления энергосистемами [Текст] / А. К. Дарманчев. – М.-Л. : ГЭИ, 1960. – 392 с.

17. Управление мощными энергообъединениями [Текст] / Н. И. Воропай [и др.] ; под ред. С. А. Совалова. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.

18. Автоматизация управления энергообъединениями [Текст] / В. В. Гончуков [и др.] ; под ред. С. А. Совалова. – М. : Энергия, 1979. – 432 с.

19. Руденко, Ю. Н. Диспетчерское управление энергообъединениями [Текст] / Ю. Н. Руденко, В. А. Семенов // сб. докл. междунар. конф. по большим электрическим системам (СИГРЭ-78). – М., 1981. – С. 172-184.

20. Гидроэнергетика : учебник для вузов [Текст] / А. Ю. Александровский [и др.] ; под ред. В. И. Обрезкова. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 512 с.

21. Секретарев, Ю. А. Ситуационное управление составом гидроагрегатов на гидроэлектростанциях : монография [Текст] / Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович, К. Ю. Мосин. – Саяногорск; Черемушки : Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2013. – 152 с.

22. Кучкин, М. Д. Автоматическое управление и контроль режима работы гидроэлектростанций [Текст] / М. Д. Кучкин. – М.: Энергия, 1967. – 240 с.

23. ГОСТ Р 55563-2013. Возобновляемая энергетика. Гидроэлектростанции. Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по автоматизированному управлению [Текст]. – Введ. 2015-07-01 – М. : Стандартиформ, 2014. – 59 с.

24. РД 153-34.2-35.520-99. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП гидроэлектростанций [Текст]. – Введ. 1999-12-01. – М. : Транснефть, 2010. – 58 с.

25. Мелентьев, Л. А. Оптимизация развития и управление больших систем энергетики : учеб. пособие [Текст] / Л. А. Мелентьев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1982. – 319 с.

26. Секретарев, Ю. А. Получение и использование эвристической информации при принятии решений : учеб. пособие для вузов [Текст] / Ю. А. Секретарев. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2002. – 35 с.

27. Дворкина, М. Я. Информационное обслуживание: социокультурный подход [Электронный ресурс] / М. Я. Дворкина. – Режим доступа : http://www.library.ru/1/kb/books/dvorkina/chapter_8.php. – Загл. с экрана.

28. Урин, В. Д. Опыт разработки и эксплуатации автооператоров гидростанций [Текст] / В. Д. Урин. – М. : Энергия, 1969. – 100 с.

29. Жирнов, В. Л. Формирование структуры заданий внутриванционной оптимизации в АСУ ТП ГЭС [Текст] / В. Л. Жирнов, Ю. А. Секретарев // Управление режимами и развитием энергосистем в условиях АСУ: Межвуз. сб. научн. трудов. – Новосибирск: Новосиб. электротехн. ин-т., 1977. – С. 122-129.

30. Филиппова, Т. А. Многокритериальный подход к вопросу учета эксплуатационного состояния оборудования при рациональном управлении составом агрегатов на ГЭС [Текст] / Т. А. Филиппова, Ю. А. Секретарев // Задачи и методы управления энергетическими системами: Межвуз. сб. научн. трудов. – Новосибирск: Новосиб. электротехн. ин-т., 1982. – С. 8-13.

31. Карпова, И. П. Системы поддержки принятия решений. Ч.1. Введение : цикл лекций [Электронный ресурс] / И. П. Карпова. – Режим доступа : http://www.rema44.ru/resurs/study/sppr/sppr01_intro.pdf. – Загл. с экрана.

32. Моделирование информационной базы управления оборудованием ГЭС [Текст] / А. А. Жданович [и др.] // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2015. – № 1. – С. 51-60.

33. Секретарев Ю. А. Автоматизированное диспетчерское управление ГЭС на основе ситуационного анализа : учеб. пособие [Текст] / Ю. А. Секретарев, Б. Н. Мошкин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. – 72 с.

34. Годин, В. В. Управление информационными ресурсами: 17-модульная программа для менеджеров. Модуль 17 «Управление развитием организации» [Текст] / В. В. Годин, И. К. Корнеев. – М. : ИНФРА-М, 2000. – 352 с.

35. Макаренко, С. И. Интеллектуальные информационные системы : учеб. пособие [Текст] / С. И. Макаренко. – Ставрополь : СФ МГГУ им. М. А. Шолохова, 2009. – 206 с.

36. Муромцев, Д. И. Введение в технологию экспертных систем : учеб. пособие [Текст] / Д. И. Муромцев. – СПб : СПб ГУ ИТМО, 2005. – 93 с.

37. Блюмин, С. Л. Модели и методы принятия решений в условиях неопределенности : монография [Текст] / С. Л. Блюмин, И. А. Шуйкова. – Липецк : ЛЭГИ, 2001. – 138 с.

38. Попов, А. Л. Системы поддержки принятия решений : учеб.-метод. пособие [Текст] / А. Л. Попов. – Екатеринбург : Урал. гос. ун-т, 2008. – 80 с.
39. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами [Текст] / Н. А. Манов [и др.]. – Екатеринбург : УрОРАН, 2002. – 204 с.
40. Khefacha, I. Modeling Entrepreneurial Decision-Making Process Using Concepts from Fuzzy Set Theory [Text] / I. Khefacha, L. Belkacem // Journal of Global Entrepreneurship Research. – 2015. – Vol. 5, № 13. – P. 1-21.
41. Hegyi, A. A Fuzzy Decision Support System for Traffic Control Centers [Text] / A. Hegyi [et al.] // Intelligent Transportation Systems. – 2001. – Vol. 2, № 4. – P. 358-363.
42. Cheng, C. Decision Support System for Large-Scale Hydropower System Operations [Text] / C. Cheng [et al.] // International congress on Environmental Modeling and Software. – Ottawa : Brigham Young University, 2010. – P. 1-9.
43. Sharmaa, R. N. A Decision Support System for Operation, Scheduling and Optimization of Hydro Power Plant in Jammu and Kashmir Region [Text] / R. N. Sharmaa [et al.] // Elsevier Science Renewable & sustainable energy reviews. – 2015. – Vol. 43. – P. 1099-1113.
44. Ji, Y. Risk Assessment of Hydropower Stations Through an Integrated Fuzzy Entropy-Weight Multiple Criteria Decision Making Method: A Case Study of the Xiangxi River [Text] / Y. Ji, G. H. Huang, W. Sun // Expert Systems with Applications. – 2015. – Vol. 42. – P. 5380-5389.
45. Тэрано, Т. Прикладные нечеткие системы [Текст] / Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугэно ; пер. с яп. Ю. Н. Чернышова. – М. : Мир, 1993. – 368 с.
46. Gajzler, M. The Use of Fuzzy Logic in Decision-Making Systems [Text] / M. Gajzler // Foundations of Civil and Environmental Engineering. – 2004. – Vol. 5 : Publishing House of Poznan University of Technology, Poznań. – P. 7-20.
47. Dostál P. The Decision Making Process – The Way of Solution of Legal Dispute [Электронный ресурс] / P. Dostál. – Режим доступа : <http://www.posterus.sk/?p=5750>. – Загл. с экрана.

48. Нечеткое управление ветротурбинами с изменяемой геометрией лопасти [Текст] / С. Н. Удалов [и др.] // Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности, (REENFOR-2013): матер. 1 Междунар. форума. – М. : Рос. академия наук, 2013. – С. 364-368.

49. Манусов, В. З. Модель диагностики обмоток трансформатора на основе нечетких симптомов [Текст] / В. З. Манусов, Д. С. Ахьёев // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы тр. 20 Всерос. науч.-техн. конф. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 1. – С. 105-107.

50. Эксплуатация гидроэлектростанций [Текст] / П. Г. Кумсиашвили [и др.] ; под ред. В. С. Серкова. – М.: Энергия, 1977. – 304 с.

51. Киселёв, Г. С. Системы группового регулирования мощности гидроэлектростанций [Текст] / Г. С. Киселёв, М. Я. Руденский, Р. М. Энштейн. – М.: Энергия, 1974. – 136 с.

52. Филиппова, Т. А. Управление внутростанционными режимами ГЭС в АСУ ТП [Текст] / Т. А. Филиппова, В. Л. Жирнов, Ю. А. Секретарев // Aktualne problem aytomatyciw energetyke : тр. междунар. науч.-техн. конф. – Гливице, 1979. – С. 125-131.

53. Злотник, С. Г. Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС с учетом пусковых расходов [Текст] / С. Г. Злотник, В. Г. Журавлев // Электрические станции. – 1967. – № 9. – С. 43-46.

54. Zadeh, L. A Fuzzy Sets [Text] / L. Zadeh // Information and Control. – 1965. – Vol. 8, № 3. – P. 338-353.

55. Кофман, А. Введение в теорию нечетких множеств [Текст] / А. Кофман. – М. : Радио и связь, 1982. – 432 с.

56. Яхьяева, Г. Нечеткие множества как способы формализации нечеткости»: цикл лекций [Электронный ресурс] / Г. Яхьяева. – Режим доступа : <http://www.intuit.ru/studies/courses/87/87/lecture/20499>. – Загл. с экрана

57. Круглов, В. В. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети [Текст] / В. В. Круглов, М. И. Дли, Р. Ю. Голубов. – М. : Физматлит, 2001. – 201 с.

58. Лю, Б. Теория и практика неопределенного программирования [Текст] / Б. Лю ; пер. с англ. Ю. В. Тюменцева, Ю. Т. Каганова. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2005. – 416 с.

59. Рутковская, Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы [Текст] / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский ; пер. с польск. И. Д. Рудинский. – М. : Горячая линия - Телеком, 2006. – 452 с.

60. Дюбуа, Д. Теория возможностей. Приложение к представлению знаний в информатике [Текст] / Д. Дюбуа, А. Прад. – М. : Радио и связь, 1990. – 288 с.

61. Нечеткие множества и теория возможностей. Последние достижения [Текст] / под ред. Р. Ягера ; пер. с англ. В.Б. Кузьмина. – М. : Радио и связь, 1986. – 408 с.

62. Крянев, А. В. Математические методы обработки неопределенных данных [Текст] / А. В. Крянев, Г. В. Лукин. – М. : Физматлит, 2003. – 216 с.

63. ГОСТ Р 55260.3.1-2013. Гидроэлектростанции. Часть 3-1. Гидротурбины. Технические требования к поставке [Текст]. – Введ. 2015-07-01 – М. : Стандартиформ, 2014. – 52 с.

64. Panova, J. V. Auswertung des Betriebszustandes von Hydraulikeinheiten aufgrund der Fuzzylogik [Текст] / J. V. Panova // *Aspire to science* : материалы гор. науч.-практ. конф. школьников, студентов, магистрантов и аспирантов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – С. 437–439.

65. Панова, Я. В. Исследование возможности интеллектуального анализа данных о состоянии гидроагрегата [Текст] / Я. В. Панова, А. А. Жданович // *Гидроэлектростанции в XXI веке* : сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф. – Саяногорск, 2014. – С. 249-254.

66. Батыршин, И. З. Основные операции нечеткой логики [Текст] / И. З. Батыршин. – Казань: Отечество, 2001. – 100 с.

67. Секретарев, Ю. А. Исследование параметров эксплуатационной надежности гидроагрегата с помощью теории нечетких множеств [Текст] / Ю. А. Секретарев, А. А. Жданович // *Научный вестник НГТУ*. – 2010. – № 1. – С. 145-157.

68. Васнев, С. А. Статистика : учеб. пособие [Текст] / С. А. Васнев. – М. : Изд-во МГУП, 2001. – 170 с.

69. Панова, Я. В. Организация превентивного управления гидроэлектростанцией с применением системы поддержки принятия решений [Текст] / Я. В. Панова, Ю. А. Секретарев // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 2 Всерос. науч. практ. конф. – Саяногорск : Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2015. – С. 315–319.

70. Панова, Я. В. Оценка текущего эксплуатационного состояния гидроагрегата [Текст] / Я. В. Панова ; науч. рук. Ю. А. Секретарев // МНСК-2016: материалы Междунар. науч. студ. конф. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2016. – С. 30.

71. Панова, Я. В. Превентивное управление на ГЭС с позиции применения системы поддержки принятия решений [Текст] / Я. В. Панова ; науч. рук. Ю. А. Секретарев // Электроэнергетика. Энергия – 2015 : сб. трудов 10 Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных. – Иваново : ФГБОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина, 2015. – Т. 3. – С. 233-235.

72. Вагин, В. Н. Дедукция и обобщение в системах принятия решений [Текст] / В. Н. Вагин. – М. : Наука, 1988. – 384 с.

73. Секретарев, Ю. А. Возможность определения и учета вращающегося резерва при управлении режимами работы электростанций [Текст] / Ю. А. Секретарев, Б. Н. Мошкин // Повышение надежности и экономичности систем энергоснабжения : межвуз. сб. научн. трудов. – Чита : Читинский политехн. ин-т., 1983. – С. 48-53.

74. Жданович, А. А. Основные принципы и модели превентивного управления гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния [Текст] / А. А. Жданович, Ю. А. Секретарев // Журнал СФУ. – 2010. – № 3. – С. 322-334.

75. Карташова, Ю. И. Применение теории нечетких множеств для расчета технических параметров турбины гидроагрегата [Текст] / Ю. И. Карташова, А. А. Жданович // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 5 Всерос.

науч.-практ. конф. молодых учёных, специалистов, аспирантов и студентов. – Саяногорск : Сиб. федер-ный ун-т ; Саяно-Шуш. фил., 2018. – С. 203-209.

76. Панова, Я. В. Определение базовых оценок эксплуатационных параметров оборудования ГЭС [Текст] / Я. В. Панова // Наука. Технологии. Инновации: материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых : в 11 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 5. – С. 90-95.

77. Panova, Y. The Operating Condition Estimation of the Equipment in Decision-Making Process in the Hydro Power Plant Control / Y. Panova, A. Zhdanovich, V. Derbenev [Текст] // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 698 : Electrical Engineering, Energy, Mechanical Engineering, EEM-2014. – P. 785-789.

78. Секретарев, Ю. А. Анализ критериев управления гидроагрегатов с использованием оценок их текущего состояния [Электронный ресурс] / Ю. А. Секретарев, Я. В. Панова // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн. – 2018. – № 9. – С. 33-42. – Режим доступа: <http://energo-press.info/журнал-новое-в-российской-электроэне/нрэ-2018/>. – Загл. с экрана.

79. Павлов, А. Н. Принятие решений в условиях нечеткой информации: учеб. пособие [Текст] / А. Н. Павлов, Б. В. Соколов. – СПб. : ГУАП, 2006. – 72 с.

80. Панова, Я. В. Принципы формирования оценки технического состояния оборудования ГЭС [Текст] / Я. В. Панова ; науч. рук. Ю. А. Секретарев // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 48-50.

81. Sekretarev, Y. A. Investigations of Possible Using a Generalized Fuzzy Interval for Analyzing Operating Conditions of Power Equipment at Hydropower Plants [Text] / Y. A. Sekretarev, Y. V. Panova // 2 International conference on industrial engineering, applications and manufacturing (ICIEAM). – Chelyabinsk : IEEE, 2016. – Art. 3.26 (бр.).

82. Урин, В. Д. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем [Текст] / В. Д. Урин, П. П. Кутлер. – М. : Энергия, 1974. – 136 с.

83. Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем [Текст] / В. А. Веников, Т. А. Филиппова. – М. : Энергия, 1981. – 464 с.

84. Секретарев, Ю. А. Основы расчетов гидроэнергетических режимов ГЭС в энергосистеме : учеб. пособие в задачах и упражнениях [Текст] / Ю. А. Секретарев [и др.]. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2019. – 200 с.

85. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций [Текст]. – Введ. 2006-08-01. – М. : [б. и.], 2006.

86. РД 153-34.2-09.165-00. Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций [Текст]. – Введ. 2000-06-01. – М. : [б. и.], 2000. – 20 с.

87. Натурные энергетические испытания гидроагрегатов – Гидравлическое оборудование ГЭС и его монтаж [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/gidravlichesкое-oborudovanie-ges-i-ego-montazh-83.html>. – Загл. с экрана.

88. СТО РусГидро 06.01.99-2013. Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды [Текст]. – Введ. 2014-04-21. – М. : [б. и.], 2013. – 86 с.

89. Секретарев, Ю. А. Прогнозирование изменчивости энергетических характеристик гидроагрегатов в процессе эксплуатации [Текст] / Ю. А. Секретарев, К. М. Денисов // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 6. – С. 37–40.

90. Панова, Я. В. Использование энергетических характеристик турбины гидроагрегата для оценки экономической эффективности его работы [Текст] / Я. В. Панова ; науч. рук. Ю. А. Секретарев // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 10 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – Ч. 4. – С. 74-78.

91. Секретарев, Ю. А. Оценка экономической эффективности работы гидроагрегата на основе теории возможностей [Текст] / Ю. А. Секретарев, Я. В. Панова // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 4 Всерос. науч.-практ. конф. молодых учёных, специалистов, аспирантов и студентов. –

Саяногорск ; Черемушки : Сиб. федер-ный ун-т ; Саяно-Шуш. фил., 2017. – С. 107-112.

92. Натурные испытания гидроагрегатов ГА1 - ГА6 при различных напорах для нужд филиала ОАО «РусГидро - "Зейская ГЭС"» [Текст] : отчет о НИР / ОАО «НПО ЦКТИ» ; рук. Замираев М. С. – Санкт-Петербург, 2013. – 142 с.

93. РД 153-34.2-21.564-00. Методические указания по учету стока воды на гидроэлектрических станциях [Текст]. – Введ. 2001-04-02. – М. : [б. и.], 2000. – 35 с.

94. Секретарев, Ю. А. Возможность получения и использования энергетических характеристик гидроагрегатов в темпе процесса [Текст] / Ю. А. Секретарев, Д. М. Дроздов // Электрические станции. – 1994. – № 8. – С. 19–23.

95. Секретарев, Ю. А. Подход к созданию подсистемы управления составом гидроагрегатов на ГЭС на базе элементов теории нечетких множеств (нечеткой логики) [Текст] / Ю. А. Секретарев, Я. В. Панова // Борисовские чтения : материалы Всерос. науч.-техн. конф. – Красноярск : Сиб. федер-ный ун-т, 2017. – С. 198–201.

96. ГОСТ Р 55260.2.2-2013. Гидроэлектростанции. Часть 2-2. Гидрогенераторы. Методики оценки технического состояния [Текст]. – Введ. 2015-07-01 – М. : Стандартиформ, 2014. – 81 с.

97. ГОСТ Р 55260.3.2-2013. Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины. Методики оценки технического состояния [Текст]. – Введ. 2015-07-01 – М. : Стандартиформ, 2015. – 192 с.

98. СТО РусГидро 02.01.059-2011. Гидроэлектростанции. Мониторинг технического состояния основного оборудования. Нормы и требования [Текст]. – Введ. 2011-09-15. – М. : [б. и.], 2011. – 42 с.

99. Панова, Я. В. Оценка надежности и экономичности гидроагрегатов при ситуационном управлении на ГЭС [Текст] / Я. В. Панова, Ю. А. Секретарев // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 5 Всерос. науч.-практ. конф.

молодых учёных, специалистов, аспирантов и студентов. – Саяногорск ; Черемушки : Сиб. федер-ный ун-т ; Саяно-Шуш. фил., 2018. – С. 55-62.

100. Panova, Y. V. Development of the Intelligent Decision Support System for Situation Management of Hydro Units [Text] / Y. V. Panova, Y. A. Sekretarev // 14th International Scientific-Technical Conference (APEIE) : proc. Novosibirsk : IEEE, 2018. – P. 384-388.

101. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник для вузов [Текст] / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – 400 с.

102. Секретарев, Ю. А. Исследование возможности применения обобщенного нечеткого интервала для анализа эксплуатационного состояния оборудования на гидроэлектростанциях [Электронный ресурс] / Ю. А. Секретарев, Я. В. Панова // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн. – 2017. – № 7. – С. 17-29. – Режим доступа: <http://energo-press.info/журнал-новое-в-российской-электроэне/нрэ-2017/>. – Загл. с экрана.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Параметры эксплуатационного состояния гидроблоков ГЭС: карты уставок, функции принадлежности нечётких интервалов, исходные данные для расчета оценок текущего состояния

Таблица А.1 – Карта уставок автоматики и технологических защит гидроагрегата Новосибирской ГЭС

НЕВОЗРАСТАЮЩИЕ ФУНКЦИИ					
№	Параметр состояния	Единицы измерения	Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m} (П1)	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m} (П2)	Верхнее предельное значение (П3)
ТРАНСФОРМАТОР БЛОЧНЫЙ					
1	Газовая защита	м/с	0,1	0,9	1,2
2	Перегрев трансформатора	С°	-25	70	80
3	Повышение температуры масла трансформатора	С°	-25	40	55
ГЕНЕРАТОР					
4	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	С°	15	35	40
5	Симметричные перегрузки	А	3200	3392	3521
6	Несимметричные перегрузки	А	0,1	320	3201
7	Температура железа выше нормы	С°	20	95	100
8	Температура меди выше нормы	С°	20	95	100
9	Температура горячего воздуха	С°	20	60	65
Ротор генератора					
10	Повышение температуры трансформатора СТС	С°	40	150	170
11	Перегрузка ротора	А	900	1785	3400
12	Перенапряжения ротора (повышение напряжения)	В	400	400	1702
Подпятник генератора					
13	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	С°	20	70	75
14	Температура масла в ванне ПП выше нормы	С°	5	45	55

Продолжение таблицы А.1

№	Параметр состояния	Единицы измерения	Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m} (П1)	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m} (П2)	Верхнее предельное значение (П3)
Подшипник генератора (ВГП, НГП)					
15	Температура подшипника выше нормы (ЛЕТО) ВГП и НГП	С°	20	55	60
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	С°	5	45	55
17	Бой вала ВГП	мм	0,1	0,95	1,2
18	Бой вала НГП	мм	0,1	0,55	0,6
ТУРБИНА					
19	Превышение пускового открытия	%	20	30	50
20	Повышенный уровень воды в крышке турбины	мм	800	1050	1500
21	Высокое давление в камере рабочего колеса	кгс/см ²	4	5	6
Вспомогательное оборудование турбины					
22	Повышение температуры масла МНУ	С°	5	45	55
23	Неисправность ЭГР (ЭлектроГидроРегулятор)	об/мин	62	72	97
24	Отклонился уровень масла в лекажном баке МНУ	мм	66,3	196	226
ПРОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ					
25	Засорение сороудерживающих решеток	м вод. ст.	0,1	1	2
26	Засорение фильтров ТВС (Тех-водоснабжение)	м вод. ст.	0,1	1	2
27	Бой вала ТП	мм	0,1	0,2	0,6
Трансформатор собственных нужд					
28	Диф. защита от всех видов КЗ в защищаемой зоне	А	0,1	19	20
29	Токовая защита МТЗ	А	0,1	1,675	6,68
30	Защита от перегрузок, орган максимального тока (ОМТ)	А	0,1	1,675	1,737
Технологическое оборудование					
31	Защиты двигателей задвижек охлаждения от токов КЗ	А	0,6	4,7	4,8

№	Параметр состояния	Единицы измерения	Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m} (П1)	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m} (П2)	Верхнее предельное значение (П3)
32	Защиты двигателей задвижек охлаждения от токов перегрузки	А	0,6	0,72	4,8
33	Защита устройства плавного пуска для МВН, и МВН (масло-винтовой насос) от перегрузки	А	142	850	852
34	Защита УПП (устройства плавного пуска) и МВН (масло-винтовой насос) от повышенного тока	А	142	1135	1136
35	Защита двигателей дренажных насосов (отм. 85.7) от токов КЗ	А	60	479	480
36	Защита двигателей дренажных насосов (отм. 85,7) от токов перегрузки	А	60	72	360
37	Защита двигателей лекажных насосов от токов КЗ	А	3	3,59	3,6
Общестанционное оборудование					
38	Высокий уровень воды в камере рабочего колеса	м	87,9	88	88,5
39	Автоматический режим насосов №1, №2, №4, №5	м	83	87	88
НЕУБЫВАЮЩИЕ ФУНКЦИИ					
№	Параметр состояния	Единицы измерения	Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m} (П2)	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m} (П3)	Нижнее предельное значение (П1)
ТРАНСФОРМАТОР БЛОЧНЫЙ					
40	Обрыв цепи управления выключателем трансформатора	В	140	220	40
41	Контроль питания двигателей устройств охлаждения	В	141	380	100
ГЕНЕРАТОР					
Ротор генератора					
42	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	50	500	10

№	Параметр состояния	Единицы измерения	Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m} (П2)	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m} (П3)	Нижнее предельное значение (П1)	
ТУРБИННЫЙ ПОДШИПНИК						
43	Низкий расход на смазку турбинного ПШ	л/сек	9	30	6,5	
44	Аварийно низкое давление в турбинном ПШ	кгс/см ²	0,4	0,7	0,3	
ТУРБИНА						
45	Включился резервный насос МНУ	кгс/см ²	22,5	25	19,5	
ПРОЧИЕ ЭЛЕМЕНТЫ						
46	Снижение давления в ресивере	кгс/см ²	2,5	5,5	2,49	
47	Снижение давления в компрессоре	кгс/см ²	6,4	8	6,39	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ						
48	Защита УПП (устройства плавного пуска) и МВН (масло-винтовой насос) от дисбаланса фаз	А	100	380	76	
49	Защита двигателей лекажных насосов от обрыва или неправильного чередования фаз	А	305	380	304	
ТРАПЕЦИЕВИДНЫЕ ФУНКЦИИ						
№	Параметр состояния	Единицы измерения	Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m} (П2)	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m} (П3)	Нижнее предельное значение (П1)	Верхнее предельное значение (П4)
ГЕНЕРАТОР						
Подпятник генератора						
50	Отклонился уровень масла в ванне ПП	мм	700	700	670	740
Подшипник генератора						
51	Отклонился уровень масла в ванне ВГП	мм	335	335	300	370
52	Отклонился уровень масла в ванне НГП	мм	380	380	350	420
ТУРБИНА						
Вспомогательное оборудование турбины						
53	Давление в гидроаккумуляторе МНУ	кгс/см ²	22,5	25	16,5	25,6
54	Отклонился уровень масла в сливном баке МНУ	м ³	12,8	20,48	6,4	20,8
55	Аварийно низкий уровень в котле МНУ	м ³	3,8	7,2	3,5	7,3

Таблица А.2 – Карта уставок релейной защиты трансформатора Новосибирской ГЭС

T-5	750/5	
IdT	109,5	0
Io	920	6,6/7,1/7,6
Io ускор	920	1,5
Uo	200	0
ГАЗ	1,2	0

TE5	400/5	
I>TE	240	0,5
I>>TE	397	0,06

	Г-5	4000/5					
	IdT	960	0	Re<	Отскок щетки		10
	IdG	640	0		1ст.	50	10
U>	U1	16,6	1,5/3,0		2ст.	10	9
	U2	21	0,5	I1	I1 сигн	3392	5
	Un(Uo)	15	0,5		I1 ускор	3520	1,5
	I2сигн	320	10		I1 интег	6400	35+0/0,5/1
I2	I2пуск	440		Φi<			
	I2интег	3200	40+0/0,5/1		Iр<	143	2
	I2отс	2600	6,2/6,9/7,2		Iр	Iр сигн	1785
	I2ускор	2600	1,5	Iр пуск		1870	-
Z<	Z1	0,53	0,5	Iр интег		3400	20+0/5/7
	Z2	0,86	7,7/8,2/8,7	U< в СК		5,52	9,5
Потеря цирк. масла	Нет цирк., тм> 55 С и Iст > 0,9Iст.н		10 мин	1,15Uст. > на Х.Х.	15,87	0	
	Нет цирк., тм> 55 С		30 мин	2Iр>	3400	0,25/2	
	Нет циркуляции масла		60 мин	1,06Iр>	1802	3	
	Φи			180 эл.гр.	0		
				270 эл.гр.	0,15		

Таблица А.3 – Параметрическое описание нечетких интервалов и функции принадлежности параметров эксплуатационного состояния гидроблока Новосибирской ГЭС

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности $\mu(x)=1-k(x-b)$
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	
НЕВОЗРАСТАЮЩИЕ ФУНКЦИИ						
ТРАНСФОРМАТОР БЛОЧНЫЙ						
1	Газовая защита	100	900	0	300	$1-0,003(x-900)$
2	Перегрев трансформатора	100	9500	0	1000	$1-0,001(x-9500)$
3	Повышение температуры масла трансформатора	100	6500	0	1500	$1-0,001(x-6500)$
ГЕНЕРАТОР						
4	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	100	233,33	0	33,33	$1-0,03(x-233,33)$
5	Симметричные перегрузки	100	106	0	4	$1-0,248(x-106,03)$
6	Несимметричные перегрузки	100	100	0	900	$1-0,0011(x-100)$
7	Температура железа выше нормы	100	475	0	25	$1-0,04(x-475)$
8	Температура меди выше нормы	100	475	0	25	$1-0,04(x-475)$
9	Температура горячего воздуха	100	300	0	25	$1-0,04(x-300)$

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности $\mu(x)=1-k(x-b)$
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	
Ротор генератора						
10	Повышение температуры трансформатора СТС	100	375	0	50	$1-0,02(x-375)$
11	Перегрузка ротора	100	198	0	179,4	$1-0,006(x-198)$
12	Перенапряжения ротора (повышение напряжения)	100	100	0	326	$1-0,003(x-100)$
Подпятник генератора						
13	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	100	350	0	25	$1-0,04(x-350)$
14	Температура масла в ванне ПП выше нормы	100	900	0	200	$1-0,005(x-900)$
Подшипник генератора (ВГП, НГП)						
15	Температура подшипника выше нормы (ЛЕТО) ВГП и НГП	100	275	0	25	$1-0,04(x-275)$
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	100	900	0	200	$1-0,005(x-900)$
17	Бой вала ВГП	100	950	0	250	$1-0,004(x-950)$
18	Бой вала НГП	100	550	0	50	$1-0,02(x-550)$

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности $\mu(x)=1-k(x-b)$
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	
ТУРБИНА						
19	Превышение пускового открытия	100	150	0	100	$1-0,01(x-150)$
20	Повышенный уровень воды в крышке турбины	100	131	0	56	$1-0,018(x-131)$
21	Высокое давление в камере рабочего колеса	100	125	0	25	$1-0,04(x-125)$
Вспомогательное оборудование турбины						
22	Повышение температуры масла МНУ	100	900	0	200	$1-0,005(x-900)$
23	Неисправность ЭГР (ЭлектроГидроРегулятор)	100	116	0	40	$1-0,025(x-116)$
24	Отклонился уровень масла в лекажном баке МНУ	100	296	0	45	$1-0,022(x-296)$
ПРОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ						
25	Засорение сороудерживающих решеток	100	1000	0	1000	$1-0,001(x-1000)$
26	Засорение фильтров ТВС (Тех-водоснабжение)	100	1000	0	1000	$1-0,001(x-1000)$

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности $\mu(x)=1-k(x-b)$
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	
27	Бой вала ТП	100	200	0	400	1-0,0025(x-200)
Трансформатор собственных нужд						
28	Диф.защита от всех видов КЗ в защищаемой зоне	100	19000	0	1000	1-0,001(x-19000)
29	Токовая защита МТЗ	100	1675	0	5005	1-0,0002(x-1675)
30	Защита от перегрузок, орган максимального тока (ОМТ)	100	1675	0	62	1-0,02(x-1675)
Технологическое оборудование						
31	Защиты двигателей задвижек охлаждения от токов КЗ	100	783	0	17	1-0,06(x-783)
32	Защиты двигателей задвижек охлаждения от токов перегрузки	100	120	0	680	1-0,00147(x-120)
33	Защита УПП (устройства плавного пуска для МВН, плавный ток) и МВН(масло-винтовой насос) от перегрузки	100	599	0	1	1-0,71(x-599)
34	Защита УПП (устройства плавного пуска) и МВН (масло-винтовой насос) от повышенного тока	100	799	0	1	1-1,42(x-799)

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	$\mu(x)=1-k(x-b)$
35	Защита двигателей дренажных насосов (отм. 85.7) от токов КЗ	100	798	0	2	$1-0,6(x-798)$
36	Защита двигателей дренажных насосов (отм. 85,7) от токов перегрузки	100	120	0	480	$1-0,0021(x-120)$
37	Защита двигателей лекажных насосов от токов КЗ	100	798	0	0,33	$1-3(x-120)$
Общестанционное оборудование						
38	Высокий уровень воды в камере рабочего колеса	100	100	0	1	$1-1,758(x-100)$
39	Автоматический режим насосов №1, №2, №4, №5	100	105	0	1	$1-0,83(x-105)$

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности $\mu(x)=kx+b$
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	
НЕУБЫВАЮЩИЕ ФУНКЦИИ						
ТРАНСФОРМАТОР БЛОЧНЫЙ						
40	Обрыв цепи управления выключателем трансформатора	63,64	100	45,45	0	0,022x-0,4
41	Контроль питания двигателей устройств охлаждения	37,11	100	10,79	0	0,093x-2,44
ГЕНЕРАТОР						
Ротор генератора						
42	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	10	100	8	0	0,125x-0,25
ТУРБИННЫЙ ПОДШИПНИК						
43	Низкий расход на смазку турбинного ПШ	30	100	8,33	0	0,12x-2,6
44	Аварийно низкое давление в турбинном ПШ	57,14	100	14,29	0	0,07x-3
ТУРБИНА						
45	Включился резервный насос МНУ	90	100	12	0	0,083x-6,5

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности	
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	$\mu(x)=kx+b$	
ПРОЧИЕ ЭЛЕМЕНТЫ							
46	Снижение давления в ресивере	45,45	100	1,82	0	0,55x-24	
47	Снижение давления в компрессоре	80	100	1,25	0	0,8x-63	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ							
48	Защита УПП (устройства плавного пуска) и МВН(масло-винтовой насос) от дисбаланса фаз	26,32	100	6,32	0	0,158x-3,167	
49	Защита двигателей лекажных насосов от обрыва или неправильного чередования фаз	80,26	100	0,26	0	3,8x-304	
ТРАПЕЦИЕВИДНЫЕ ФУНКЦИИ							
ГЕНЕРАТОР							
Подпятник генератора							
50	Отклонился уровень масла в ванне ПП	100	100	4,29	5,711	0,233x-22,33	1-0,175(x-100)
Подшипник генератора							
51	Отклонился уровень масла в ванне ВГП	100	100	10,45	10,45	0,096x-8,57	1-0,096(x-99,7)

№	Параметр состояния	Параметрическое описание нечеткого интервала $N = (\underline{m}^*; \bar{m}^*; \alpha^*; \beta^*)$				Уравнение функции принадлежности	
		Нижнее модальное значение нечеткого интервала \underline{m}^*	Верхнее модальное значение нечеткого интервала \bar{m}^*	Левый коэффициент нечеткости α^*	Правый коэффициент нечеткости β^*	Неубывающий интервал $\mu(x)=kx+b$	Невозрастающий интервал $\mu(x)=1-k(x-b)$
52	Отклонился уровень масла в ванне НГП	100	100	7,89	10,53	0,127x-11,67	1-0,095(x-100)
ТУРБИНА							
Вспомогательное оборудование турбины							
53	Давление в гидроаккумуляторе МНУ	90	111,11	24	2,67	0,042x-2,75	1-0,375(x-111,1)
54	Отклонился уровень масла в сливном баке МНУ	62,5	160	31,25	2,5	0,032x-0,94	1-0,4(x-160)
55	Аварийно низкий уровень в котле МНУ	52,78	189,47	4,17	2,63	0,24x-11,67	1-0,38(x-189,47)

Таблица А.4 – Исходные данные для расчета ситуационных оценок гидроагрегатов (текущие значения параметров эксплуатационного состояния на момент времени t)

№ Параметра	Параметр состояния генератора	Единицы измерения	Значение параметра в момент времени t			
			в именованных единицах		перевод в относительные единицы	
			ГА-1	ГА-2	ГА-1	ГА-2
Эксперимент №1						
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	°С	29,33	17,75	195,53	118,36
2	Симметричные перегрузки	А	3238,22	3308,06	101,19	103,38
3	Несимметричные перегрузки	А	320,00	320,00	100,00	100,00
4	Температура железа выше нормы	°С	94,35	94,90	471,74	474,50
5	Температура меди выше нормы	°С	84,12	91,78	420,60	458,90
6	Температура горячего воздуха	°С	50,98	62,00	254,90	310,00
7	Повышение температуры трансформатора СТС	°С	75,88	127,54	189,70	318,85
8	Перегрузка ротора	А	2000,00	1537,34	222,22	170,82
9	Перенапряжения ротора	В	400,00	400,00	100,00	100,00
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	402,88	181,68	80,58	36,34
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	°С	69,95	25,16	349,74	125,82
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	°С	9,35	9,89	187,06	197,90
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	мм ³	725,00	700,00	103,57	100,00
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
15	Температура подшипника выше нормы ВГП и НГП	°С	44,40	54,70	221,98	273,50
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	°С	22,17	25,85	443,36	517,09
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00
Эксперимент №2						
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	°С	31,26	26,17	208,38	174,45
2	Симметричные перегрузки	А	3352,94	3383,91	104,78	105,75
3	Несимметричные перегрузки	А	320,00	320,00	100,00	100,00
4	Температура железа выше нормы	°С	49,34	50,55	246,69	252,75

№ Параметра	Параметр состояния генератора	Единицы измерения	Значение параметра в момент времени t			
			в именованных единицах		перевод в относительные единицы	
			ГА-1	ГА-2	ГА-1	ГА-2
5	Температура меди выше нормы	°С	97,00	53,19	485,00	265,93
6	Температура горячего воздуха	°С	49,76	31,61	248,81	158,06
7	Повышение температуры трансформатора СТС	°С	53,17	78,74	132,91	196,86
8	Перегрузка ротора	А	1480,46	1444,87	164,50	160,54
9	Перенапряжения ротора	В	1200,00	400,00	300,00	100,00
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	344,80	208,45	68,96	41,69
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	°С	46,27	72,00	231,34	360,00
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	°С	17,56	8,88	351,29	177,56
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
15	Температура подшипника выше нормы ВГП и НГП	°С	58,00	27,09	290,00	135,44
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	°С	35,43	31,59	708,68	631,73
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00
Эксперимент №3						
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	°С	37,00	38,00	246,67	253,33
2	Симметричные перегрузки	А	3234,37	3258,90	101,07	101,84
3	Несимметричные перегрузки	А	320,00	320,00	100,00	100,00
4	Температура железа выше нормы	°С	28,20	67,71	141,02	338,54
5	Температура меди выше нормы	°С	46,17	87,08	230,84	435,39
6	Температура горячего воздуха	°С	49,20	42,27	246,02	211,34
7	Повышение температуры трансформатора СТС	°С	160,00	163,00	400,00	407,50
8	Перегрузка ротора	А	1556,26	931,88	172,92	103,54
9	Перенапряжения ротора	В	400,00	400,00	100,00	100,00

№ Параметра	Параметр состояния генератора	Единицы измерения	Значение параметра в момент времени <i>t</i>			
			в именованных единицах		перевод в относительные единицы	
			ГА-1	ГА-2	ГА-1	ГА-2
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	398,21	134,54	79,64	26,91
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	°С	60,88	52,77	304,38	263,86
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	°С	25,83	25,99	516,68	519,84
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,72	100,00	100,10
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
15	Температура подшипника выше нормы ВГП и НГП	°С	52,33	30,90	261,63	154,50
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	°С	11,33	12,21	226,57	244,15
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00
Эксперимент №4						
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	°С	30,85	17,57	205,64	117,14
2	Симметричные перегрузки	А	3400,00	3356,13	106,25	104,88
3	Несимметричные перегрузки	А	320,00	320,00	100,00	100,00
4	Температура железа выше нормы	°С	91,51	27,20	457,55	135,99
5	Температура меди выше нормы	°С	43,61	46,65	218,04	233,23
6	Температура горячего воздуха	°С	43,97	36,39	219,83	181,95
7	Повышение температуры трансформатора СТС	°С	45,39	155,00	113,48	387,50
8	Перегрузка ротора	А	1900,00	1733,61	211,11	192,62
9	Перенапряжения ротора	В	400,00	400,00	100,00	100,00
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	324,34	362,12	64,87	72,42
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	°С	37,86	59,50	189,31	297,51
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	°С	11,80	12,87	236,02	257,44
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00

№ Параметра	Параметр состояния генератора	Единицы измерения	Значение параметра в момент времени t			
			в именованных единицах		перевод в относительные единицы	
			ГА-1	ГА-2	ГА-1	ГА-2
15	Температура подшипника выше нормы ВГП и НГП	°С	44,24	39,84	221,22	199,18
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	°С	42,36	7,66	847,22	153,15
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	390,00	100,00	102,63
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	мм ³	365,00	380,00	96,05	100,00
Эксперимент №5						
1	Температура охлаждающего воздуха статора выше нормы	°С	28,37	29,48	189,15	196,53
2	Симметричные перегрузки	А	3231,28	3263,69	100,98	101,99
3	Несимметричные перегрузки	А	320,00	320,00	100,00	100,00
4	Температура железа выше нормы	°С	47,94	99,00	239,69	495,00
5	Температура меди выше нормы	°С	94,83	38,79	474,17	193,95
6	Температура горячего воздуха	°С	44,34	53,23	221,72	266,15
7	Повышение температуры трансформатора СТС	°С	53,52	123,77	133,81	309,42
8	Перегрузка ротора	А	1475,64	1232,80	163,96	136,98
9	Перенапряжения ротора	В	400,00	1550,00	100,00	387,50
10	Защита от замыканий на землю ротора в одной точке	кОм	42,00	354,11	8,40	70,82
11	Температура подпятника выше нормы (ЛЕТО)	°С	51,11	54,80	255,53	274,01
12	Температура масла в ванне ПП выше нормы	°С	49,00	43,84	980,00	876,85
13	Увеличился уровень масла в ванне ПП	мм ³	700,00	700,00	100,00	100,00
14	Уменьшился уровень масла в ванне ПП	мм ³	690,00	680,00	98,57	97,14
15	Температура подшипника выше нормы ВГП и НГП	°С	51,80	54,01	259,00	270,05
16	Температура масла в ванне ГП выше нормы	°С	14,30	9,29	286,02	185,84
17	Увеличился уровень масла в ванне ГП	мм ³	390,00	380,00	102,63	100,00
18	Уменьшился уровень масла в ванне ГП	мм ³	380,00	380,00	100,00	100,00

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019619681

**Определение оптимальных режимов работы гидроагрегатов
на ГЭС с учётом параметров их текущего состояния**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Секретарёв Юрий Анатольевич (RU), Панова Яна
Валерьевна (RU), Ачитаев Андрей Александрович (RU)**

Заявка № 2019618687
Дата поступления 16 июля 2019 г.
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 23 июля 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности



 Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019619718

Оптимизация состава гидроагрегатов на ГЭС с использованием методов теории возможностей

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Секретарёв Юрий Анатольевич (RU), Панова Яна Валерьевна (RU), Ачитаев Андрей Александрович (RU)**



Заявка № **2019618636**

Дата поступления **15 июля 2019 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **24 июля 2019 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлёв

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Справки и Акты внедрения научных результатов диссертации

ШИРКАТИ САҲҲОМИИ
ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ
«БАРҶИ ТОҶИК»
НБО-и НОРАК
ба номи Т.ЎЛҶАБОЕВ



ОТКРЫТАЯ АКЦИОНЕРНАЯ
ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ
«БАРҶИ ТОҶИК»
НУРЕКСКАЯ ГЭС
имени Т.УЛЬДЖАБАЕВА

735300, Ҷумҳурии Тоҷикистон, ш. Норақ
тел: 2-13-80, 2-14-11
телефакс: 2-34-59, 2 -13 -80
E-mail: nurekges_07@mail. ru

735300, Республика Таджикистан, г. Нурек
тел: 2-13-80, 2-14-11
телефакс: 2-34-59, 2 -13 -80
E-mail: nurekges_07@mail. ru

№ 0.1/618 аз « 22 » 10 20 18 с.

АКТ

об использовании результатов кандидатской диссертации Я.В.Пановой

Результаты диссертационной работы Пановой Я.В. были рассмотрены на Нурекская ГЭС. Отдельного внимания заслужил способ оценки технического состояния гидроагрегатов, основанный на теории возможностей. Описанный в диссертации метод представляет интерес для Нурекская ГЭС и предложен к рассмотрению для внедрения в отдел диспетчерского управления.

Директор Нурекской ГЭС



Шоиддинов Ф.Т.

УТВЕРЖДАЮ

Директор филиала
ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»

С.И. Полтаранин

_____ 2018 г.

СПРАВКА

об использовании результатов кандидатской диссертации Я.В. Пановой

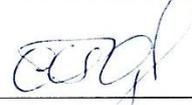
Основные положения диссертационной работы Пановой Я.В. были рассмотрены на ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС». Практический интерес для станции представляет методика оценки эксплуатационного состояния оборудования. Основанная на принципах обработки разнородной информации, она позволяет учитывать все имеющиеся параметрические данные и предоставляет обобщенную диагностическую оценку в относительных величинах. Таким образом, данные исследования, в дальнейшем, могут быть положены в основу процесса диагностики гидравлических турбин на гидроэлектростанции.

Главный инженер

В.Д. Смирнов

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»



Т.М. Юсупов

«23» января 2019 г.

СПРАВКА

об использовании результатов кандидатской диссертации Я.В. Пановой

Особенностью и ценностью представленных результатов, изложенных в диссертационной работе Пановой Я.В., является новый подход к формированию подсистемы управления составом агрегатов, основанный на принципах обработки разнородной информации о текущем состоянии гидроагрегатов. Это позволяет комплексно учитывать не только К.П.Д., но и иные параметры технического состояния гидроагрегатов в процессе управления режимом ГЭС.

Полученные результаты представляют интерес для филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» и могут быть использованы при определенной адаптации к режимам работы гидроагрегатов СШ ГЭС для совершенствования системы управления составом агрегатов на станции.

Заместитель главного инженера
по эксплуатации




В.В. Луференко

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

Д.Т.Н., доцент

С.В. Брованов

_____ 2019 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Я.В. Пановой в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Я.В. Пановой на тему «Совершенствование системы управления составом агрегатов на ГЭС на основе теории возможностей» в учебный процесс кафедры «Системы электроснабжения предприятий» Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертационной работе модели и методы расчета эксплуатационного ресурса оборудования, оценок степени экономичности выработки электроэнергии гидроагрегатами излагаются в дисциплинах «Гидроэнергетика», «Выбор и принятие решений в электроэнергетике». В рамках курса последней дисциплины (программа магистратуры 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника) Пановой Я.В. выпущено учебное пособие.

Материалы диссертационной работы успешно используются при написании выпускных квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Заведующий кафедрой СЭСП
к.т.н., доцент

Д.А. Павлюченко