

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

МИТРОФАНОВ Сергей Владимирович

**Разработка системы поддержки принятия решений  
на основе многокритериальной оптимизации  
состава агрегатов ГЭС**

Специальность 05.14.02 - «Электрические станции и электроэнергетические  
системы»

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель -  
Доктор технических наук,  
профессор Ю.А. СЕКРЕТАРЁВ

НОВОСИБИРСК - 2013

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	4
<b>1. Особенности систем управления гидроэлектростанциями</b> .....	11
1.1 Режимы ГЭС.....	11
1.2 Средства управления режимами ГЭС.....	15
1.3 Оперативное управление режимами ГЭС.....	23
1.4 Основные принципы ситуационного подхода в оперативном управлении нормальными режимами станции.....	25
1.5 Системы управления числом и составом гидроагрегатов ГЭС.....	32
1.6 Принципы реализации ситуационного подхода в подсистеме интеллектуальной поддержки принятия решений.....	41
Выводы по главе.....	47
<b>2. Методы внутростанционной оптимизации состава агрегатов ГЭС</b> ...	49
2.1 Общие положения задачи оптимизации состава гидроагрегатов ГЭС.	49
2.2 Методы оптимизации по одному доминирующему критерию.....	56
2.3 Методы многокритериальной оптимизации.....	66
Выводы по главе.....	78
<b>3. Модели критериев эксплуатационной надежности и экономичности режимов работы гидроагрегатов</b> .....	80
3.1 Формирование обобщенного критерия эксплуатационной надежности гидроагрегатов.....	81
3.2 Формирование критерия экономичности режима гидроагрегатов....	103
Выводы по главе.....	110
<b>4. управления составом гидроагрегатов ГЭС на основе процедуры идентификации стратегий управления на станции</b> .....	112
4.1 Общие положения.....	112
4.2 Идентификация стратегий управления составом гидроагрегатов....	115
4.3 Математические модели управления гидроагрегатами на основе обобщенных критериев .....	123

4.4 Описание формализованных стратегий управления агрегатами ГЭС на основе свёрток критериев эксплуатационной надёжности и экономичности.....	125
4.5 Результаты идентификации стратегии управления на Саяно-Шушенской гидроэлектростанции.....	149
4.6 Анализ выбора состава гидроагрегатов в рамках подсистем РУСА и ИНПОР на Саяно-Шушенской гидроэлектростанции.....	151
4.7 Структура ИНПОР и её взаимодействие с подсистемой РУСА.....	152
Выводы по главе.....	161
<b>Заключение.....</b>	<b>163</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>165</b>
<b>Приложение А.</b> Список параметров контроля эксплуатационного состояния основного оборудования ГЭС и функций принадлежности..	173
<b>Приложение Б.</b> Ранжированные ряды параметров контроля эксплуатационного состояния гидроагрегата и проточного тракта с учетом базовой ценности.....	186
<b>Приложение В.</b> Энергетические характеристики Саяно-Шушенской ГЭС.....	191
<b>Приложение Г.</b> Анкета опроса оперативного персонала станции для процедуры идентификации стратегий управления.....	193
<b>Приложение Д.</b> Окна программы для обработки данных от оперативного персонала при проведении процедуры идентификации стратегий управления.....	196
<b>Приложение Е.</b> Блок-схема программы идентификации стратегий управления.....	198
<b>Приложение Ж.</b> пространства альтернатив, формируемые различными типами свёрток.....	208
<b>Приложение З.</b> Акт о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы.....	212

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Гидроэлектростанции (ГЭС) являются важным элементом энергосистемы. Благодаря своей высокой маневренности и возможности работать в пиках графиков нагрузки ГЭС способны брать на себя задачи обеспечения нагрузочного резерва и быстро реагировать на внезапное изменение потребления мощности в энергосистеме, что в значительной мере повышает надежность электроснабжения. Наличие в энергосистеме гидроэлектростанций позволяет сократить пережог газа и твёрдого топлива на тепловых станциях. Кроме того, гидроэлектростанции на сегодняшний день являются единственным источником возобновляемой энергии, который способен вырабатывать электроэнергию в промышленных масштабах.

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

Различные способы и средства управления основным оборудованием гидроагрегатов (ГА), а также управление режимами работы гидростанций рассмотрены в работах Л.А. Владиславлева, Г.В. Глазырина, В.М. Горнштейна, В.Г. Журавлева, М.Д. Кучкина, В.И. Обрезкова, Ю.А. Секретарева, В.С. Серкова, М.Г. Тягунова, В.А. Тиме, Т.А. Филипповой, Е.В. Цветкова и др. Исследования в области совершенствования контроля и систем управления основным оборудованием и режимами работы гидроэлектростанций продолжаются и в настоящее время.

Одной из актуальных проблем управления на сегодняшний день остаётся задача выбора оптимального числа и состава гидроагрегатов на станции.

Как показывают исследования, представленные в работе [16], выбор оптимального состава агрегатов может повысить КПД станции на 3-5%, что является довольно большой цифрой и может привести к существенному повышению выработки электроэнергии на ГЭС.

Еще в начале 70-х годов задачам оптимизации режима работы гидроагрегатов ГЭС уделялось немало внимания среди разработчиков автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). В результате в НЭТИ (НГТУ) была разработана подсистема рационального управления составом агрегатов (РУСА).

В реализации алгоритмов управления подсистемы РУСА широкое распространение получили методы однокритериальной оптимизации. Однако их использование предусматривало необходимость предоставления исходных данных для расчета в детерминированном виде, что требовало упрощения математических моделей и ставило под сомнение корректность принимаемых решений. Применение таких алгоритмов возможно лишь для ограниченного набора режимов.

Более гибкое управление режимами возможно при выборе состава гидроагрегатов ГЭС начальником смены станции (лицом, принимающим решение, ЛПР) в контуре оперативного управления, что в настоящее время и осуществляется на большинстве гидроэлектростанций. Однако такой способ порождает ряд новых проблем. ЛПР должен анализировать большое количество информации и принимать решение по определенному кругу вопросов, так как управление ведется в изменяющихся условиях работы. Поэтому, как правило, принятое решение является субъективным и опирается на опыт и интуицию ЛПР. При этом вследствие цейтнота, большого объема поступающей информации или субъективных причин личного характера ЛПР не всегда может принять наилучшее из возможных решений, что приводит к снижению

уровня надежности и экономичности работающего оборудования, а в некоторых случаях, к серьёзной аварии.

Для снижения негативного влияния данных факторов весьма полезным может стать применение ситуационного подхода к управлению. Его применение позволяет в режиме реального времени реагировать на изменения в режиме работы станции, решать задачи в условиях многокритериальности управления, а также обрабатывать информацию, поступающую в детерминированном, вероятностном и стохастическом виде.

Принципы ситуационного управления могут быть использованы для создания подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решения (ИНПОР) [13].

Цель данной подсистемы расширить возможности существующей подсистемы РУСА, осуществляя поиск вариантов управления на основе многокритериальной оптимизации и поиска компромиссных решений, что позволит существенно повысить эффективность, управления режимами агрегатов ГЭС.

Использование подсистемы ИНПОР в режиме «советчика» позволит не исключать ЛПР из контура управления, что даст возможность использования при принятии решения в нестандартной ситуации его интуиции и опыта, а также учёта факторов, не поддающихся формализации, однако снизит давление субъективных факторов и даст точное математическое основание для принятия какого-либо решения.

**Целью работы** является разработка методики выбора состава работающих на станции гидроагрегатов на основе критериев их эксплуатационной надежности и экономичности с учётом индивидуальных особенностей управления гидроагрегатами ГЭС, а также разработка принципов построения подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений оперативного персонала станции.

Для достижения данной цели сформулированы следующие **задачи**:

1. Проанализировать существующие системы управления составом гидроагрегатов на станции, а также методы оптимизации, которые реализуются и могут быть реализованы в рамках данных систем.
2. Разработать модели формирования обобщенного критерия эксплуатационной надежности на основе параметров эксплуатационного состояния гидроагрегата, блочного трансформатора, а также проточного тракта.
3. Разработать модель критерия экономичности режима работы гидроагрегатов, выраженного в виде нечёткого множества.
4. Разработать математические модели формализованных стратегий управления на основе критериев эксплуатационной надежности и экономичности, а также разработать модели формирования управляющих воздействий на основе выбранных стратегий с учетом оценок состояния указанных критериев.
5. Разработать пакет программ для реализации представленной методики управления составом гидроагрегатов в рамках подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений.

**Объект исследования.** Подсистема управления составом гидроагрегатов АСУ ТП ГЭС.

**Предмет исследования.** Принципы реализации системы поддержки принятия решений в рамках контура оперативного управления, а также модели оценки эксплуатационной надёжности и экономичности работы гидроагрегатов и разработка на их основе многокритериальной модели управления.

**Методы исследования.** Решение поставленных в работе задач базируется на положениях фундаментальных и прикладных наук, таких как теория многокритериальной оптимизации, теория вероятностей и математическая статистика, теория надежности, математическое моделирование, теория автоматизированного управления, теория нечетких множеств и теория возможностей. Моделирование режимов работы гидроагрегатов станции осуществлялось с использованием программы Matlab Simulink.

**Научная новизна.**

1. Проведен анализ стратегий управления составом агрегатов ГЭС, который показал необходимость реализации управления на основе многокритериального подхода путем формирования компромисса между этими критериями.
2. Разработана модель формирования обобщенного критерия эксплуатационной надежности на основании параметров гидротурбины, генератора, силового трансформатор и проточного тракта с помощью теории нечетких множеств.
3. Предложена модель формирования критерия экономичности режима работы гидроагрегатов на основании энергетических характеристик с помощью теории нечетких множеств.
4. Разработаны математические модели для идентификации целей оперативного управления гидроагрегатами, позволяющие производить свёртку критериев на основе компромисса.
5. Разработана ситуационная модель формирования управляющих воздействий на основе выбранных стратегий с учетом двух указанных выше критериев.
6. Сформированы основные принципы построения подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решения при оперативном управлении гидроагрегатами с учетом их эксплуатационного состояния и экономичности режима работы.

**Практическая ценность.**

1. Значения обобщенных критериев эксплуатационной надежности и экономичности всех гидроагрегатов имеют одинаковую размерность и позволяют оперативному персоналу отслеживать изменения состояния гидроагрегатов и принимать решения в контуре превентивного управления до наступления значительного ухудшения режима работы станции.



2. Представленная методика идентификации стратегий управления позволяет быстро и легко определить приоритет рассматриваемых критериев по отношению друг к другу для поиска оптимальных решений, соответствующих целям управления на конкретной ГЭС.
3. Модель формирования управляющих воздействий позволяет определять номера гидроагрегатов, эксплуатация которых наиболее или наименее целесообразна при изменении ситуации на станции и предоставить возможные варианты состава гидроагрегатов для принятия решения ЛПР.
4. Разработанные модели были реализованы для параметров контроля эксплуатационного состояния и экономичности Саяно-Шушенской ГЭС. Результаты могут быть использованы в качестве фундамента для информационной базы данных подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений ЛПР в задачах управления режимами.

**Основные положения, выносимые на защиту.**

1. Модель формирования обобщенного критерия эксплуатационной надежности на основании параметров гидроагрегата, силового трансформатора и проточного тракта.
2. Модель формирования критерия экономичности режима работы гидроагрегатов, выраженного в нечетком виде.
3. Методика идентификации стратегий управления гидроагрегатами станции на основе критериев эксплуатационной надежности и экономичности.
4. Модель формирования управляющих воздействий на основе выбранных стратегий с учетом критериев эксплуатационной надежности и экономичности.

**Достоверность результатов.** Сформулированные в диссертации научные положения, выводы и рекомендации обоснованы приведенными теоретическими положениями, данными, полученными при проведении

процедуры идентификации стратегий управления среди оперативного персонала Саяно-Шушенской ГЭС, подтверждающими необходимость учёта в различной степени нескольких критериев при реализации управления.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры, на всероссийской научной конференции молодых ученых "Наука, технологии, инновации" в 2012 и 2013 гг. в г. Новосибирске, на конференции "Современные техника и технологии" (ТПУ, г.Томск, 2012 и 2013 гг.), на Днях Науки НГТУ в 2012, 2013 гг., «Энергетика: экология, надежность, безопасность» (ТПУ, г.Томск, 2011 г.), IFOST- 2013 и др. Предложенный методический подход использован в учебном процессе: введен в качестве самостоятельного раздела в курс "Выбор и принятие решений", «Гидроэнергетика»; в бакалаврских работах по направлению 140400.62 и магистерских диссертациях по направлению 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника», что подтверждается актом о внедрении.

**Публикации.** По результатам исследований опубликовано 10 печатных работ, в том числе 2 научных статьи в рецензируемых изданиях, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ; 8 – статьи в материалах международных и всероссийских научных конференций.

**Объём и содержание работы.** Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников и приложений. Основное содержание диссертации изложено на 173 страницах, содержит 56 рисунков и 19 таблиц. Список использованных источников содержит 66 наименований.

## **1. ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Гидроэлектростанция (ГЭС) представляет собой комплекс сооружений и оборудования, при помощи которого осуществляется концентрация водной энергии и её преобразование в электроэнергию [5].

ГЭС являются важной частью энергосистем. Одна из основных их функций - покрытие пиков нагрузки и обеспечение нагрузочного резерва на случай появления нештатных происшествий в энергосистеме. Также не следует забывать, что гидроэлектростанции являются источником самой «чистой» и дешёвой электроэнергии.

На сегодняшний день КПД гидроагрегатов может достигать 95%, что является весьма высоким значением, однако эффективность работы ГЭС напрямую зависит от эффективности ведения режима станции и выполнения требований энергосистемы.

В связи с этим на первый план выходят задачи поиска наилучших вариантов управления ГЭС в процессе эксплуатации.

Однако прежде чем переходить к решению данных задач, рассмотрим особенности управления режимами ГЭС.

### **1.1 Режимы ГЭС**

Понятие режима электроэнергетической системы многогранно и соответственно может быть рассмотрено с нескольких ракурсов: режим как состояние, режим как технологический процесс и режим как процесс управления.

Рассмотрим основные элементы режима управления (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 - Представления о режиме энергетических систем

*Режим как технологический процесс.*

Режим как технологический процесс представляет состав параметров режима. Параметры режима включают характерные величины определенного рабочего состояния техники и технологий в определённый момент времени.

Наиболее характерными параметрами для ГЭС являются:

- Активная мощность гидроагрегатов
- Реактивная мощность гидроагрегатов
- Кпд гидроагрегатов
- Напряжение на зажимах генераторов
- Состав агрегатов станции
- и т.д.

В связи с этим можно различить два вида режимов[6]:

1. установившийся режим.

Данный режим характеризуется неизменностью его параметров или очень медленными и нерегулярными их изменениями.

2. Переходный режим.

Данный режим характеризуется быстрым изменением во времени его параметров.

С точки зрения величины параметров режима будем также различать:

- Нормальный установившийся режим, при котором величины параметров режима близки к значениям, необходимым для правильной работы потребителей, или лежат в некоторой заранее заданной зоне этих значений
- Утяжеленный режим, при котором часть параметров находится на границах их нормального состояния.
- Аварийный режим, при котором часть или все параметры режима, выходят за рамки допустимых значений
- Послеаварийный установившийся режим, при котором параметры могут быть близки к параметрам нормального режима, в этом случае исход аварии можно считать благополучным; если же параметры сильно расходятся с параметрами нормального режима, то исход аварии следует считать неблагоприятным.

#### *Режим как состояние*

Режим как состояние представляет собой ряд требований и ограничений предъявляемым электростанции со стороны энергосистемы и потребителей.

1. Обеспечение надежности работы основного силового оборудования;

Надежность – это свойство объекта или технического устройства выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания и ремонтов [1].

2. Обеспечение качества электроэнергии;

Под термином "качество электрической энергии" понимается степень соответствия характеристик электрической энергии вырабатываемой на станции, совокупности нормированных показателей качества электроэнергии[2].

3. Обеспечение экономичности энергоснабжения;

Основными показателями эффективности работы станции в современных условиях чаще всего выступают именно её технико-экономические показатели, которые могут быть связаны с техникой и технологией, либо быть коммерческого содержания.

### *Режим как процесс управления*

Управление энергосистемой сводится к трём его аспектам:

#### 1. Административно-производственное управление;

Данный вид включает в себя управление всевозможными потоками (сырьевыми, финансовыми и др.) как внутри системы, так и во взаимодействии системы с внешней средой. По временной иерархии этот процесс занимает место планирования оперативного, текущего и перспективного. При этом, как правило, имеется достаточно времени для принятия решения.

#### 2. Технологическое управление (автоматическое регулирование);

Данный вид управления осуществляется как в темпе производственного процесса (регулирование параметров режимной автоматикой), так и на уровне планирования – определение сроков проведения ремонтных, профилактических мероприятий, модернизаций, на основе правил эксплуатации оборудования и контроля его состояния.

#### 3. Оперативное управление;

Осуществляется оперативным персоналом энергообъектов различных уровней и сводится к управлению технологическими потоками в процессе производства, преобразования и передачи энергии. Оно включает в себя контроль значений режимных параметров, работой средств автоматики и соответствующую корректировку режима работы оборудования на основании требований к производственному процессу – как технологических ограничений, так и заданий с верхних уровней управления.

## 1.2 Средства управления режимами ГЭС

Ведение режима ГЭС и обеспечение требований энергосистемы требует обработки большого количества данных о параметрах силового и вспомогательного оборудования, а также основных сооружений станции. Персонал станции не в состоянии самостоятельно обрабатывать столь большой объем информации и обеспечивать своевременный контроль работы всех элементов ГЭС. В связи с этим во второй половине XX века на станциях стали активно внедряться системы автоматизированного управления.

Автоматизированная система – это система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности и реализующая информационную технологию выполнения установленных функций [3].

В зависимости от уровня и особенностей выполняемых задач автоматизированные системы в энергетике подразделяются на:

- Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ)
- Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)

**На гидроэлектростанции главную роль в управлении играют АСУ ТП ГЭС.** Более низким уровнем, являются подсистемы АСУ ТП, в том числе и многочисленные системы автоматического управления (САУ), которые выполняют задачи мониторинга, диагностики, а также автоматического регулирования.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС представляют собой довольно сложную структуру. Особенности управления на ГЭС определяются как требованиями, накладываемыми вышестоящими уровнями управления энергосистемой, так и внутристанционными особенностями самой ГЭС и режимами её работы.

На основе вышеуказанных требований ЭЭС формируются внутристанционные задачи управления, которые сводятся к двум основным направлениям:

1. Рациональное использование водных ресурсов
2. Рациональное использование агрегатов ГЭС

Для выполнения указанных задач в автоматизированной системе заложены определённые совокупности действий, называемые функциями АСУ ТП. Различают следующие виды функций [7].:

- управляющая функция АСУ ТП: функция, включающая получение информации о состоянии технологического объекта управления, оценку информации, выбор управляющих воздействий и их реализацию;
- информационная функция АСУ ТП: функция, включающая получение информации, обработку и передачу информации персоналу АСУ ТП или вне системы о состоянии технологического объекта управления или внешней среды;
- вспомогательная функция АСУ ТП: функция, включающая сбор и обработку данных о состоянии технологического объекта управления или внешней среды;
- непрерывно выполняемая функция АСУ ТП: функция, у которой в любой момент времени её функционирования есть результат её выполнения;
- дискретно выполняемая функция АСУ ТП: функция, выполняемая по запросу или временному регламенту;
- составная функция АСУ ТП: функция, объединяющая функции АСУ ТП по общности цели, роли в процессе управления, используемой информации и другим признакам. Совокупность всех функций АСУ ТП также рассматривают как одну составную функцию.



Как и любая система АСУ имеет определенную содержательную структуру. В этой структуре можно выделить 4 элемента:

1. *Техническое обеспечение* – это весь комплекс технических средств (КТС);

При этом комплекс технических средств обычно включает в себя:

- Различные ЭВМ связанные вычислительной сетью;
- Технические средства сбора информации, т.е. измерительные датчики, которые установлены на машинах, механизмах, в схемах и каналы телемеханики, по которым передаётся информация с датчиков. Также информация может поступать от оператора;
- Технические средства отображения информации (дисплеи, цифровые приборы, звуковые сигналы и т.д.);
- Технические средства воздействия на органы управления состоянием объекта;
- Технические средства общения человека с ЭВМ.

2. *Математическое обеспечение* – комплекс программ обеспечивающих функционирование АСУ (внутреннее математическое обеспечение) и решение прикладных задач (внешнее математическое обеспечение);

Внутреннее математическое обеспечение производит сбор и обработку информации, мультипрограммный режим работы системы, упорядоченное решение различных задач в соответствии с их приоритетом, параллельную обработку информации, формирование отчетных документов, общение человека с системой т.д.

Внешнее математическое обеспечение включает программы расчета различных задач управления.

3. *Информационное обеспечение* – это совокупность средств и методов подготовки информации для реализации функций управления в АСУ.

В информационном обеспечении выделяют следующие процессы [3]:

- Сбор информации;
- Контроль информации;
- Преобразование информации;
- Хранение информации;
- Обновление информации;
- Распределение информации идущей от источников к местам потребления.

В качестве источников информации могут выступать как различные средства сбора информации (датчики непрерывных и дискретных сигналов) так и различные базы данных, и электронные архивы. Помимо этого информация может поступать от АСУ высшего уровня или из внешней среды.

Различные информационные процессы энергетики имеют разную информационную природу [8]: детерминированную, вероятностно-определённую, вероятностно-неопределённую (частично неопределённую) неопределённую. Детерминированная информация основана на закономерных причинно-следственных связях. Вероятностно-определённая отражает причинно следственные связи, имеющие случайный характер. Последние два вида информации связаны с понятием неопределенности. Неопределенная информация неоднозначная и причины неоднозначности неизвестны.

К этому списку также можно добавить нечеткую информацию, интерес к которой значительно возрос в последние годы в связи с развитием теории нечетких множеств и нечеткой логики. Информация будет нечеткой, если зоны неопределенности значений вероятностных характеристик или самих значений параметров, функций и т.п. известны не четко, а расплывчато [9].

Формы представления различных видов информации приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Виды и характеристики информации

Вид информации	Форма математического описания		Пример
	Непрерывные величины	Дискретные величины	
Детерминированная (однозначная)	Точка	точка	Состав агрегатов станции, параметры оборудования, схема электрических соединений.
Вероятностно-определённая	Функция распределения	Ряд распределения	Модели для прогнозирования стока и выработки электроэнергии, для прогнозирования графиков нагрузки, модели расчета надежности и живучести системы и др.
Частично-неопределённая	Серия функций распределения	Серия рядов распределения	Распределение вероятностей водности года
Нечёткая (неопределённая)	Функция принадлежности	Ряд значений принадлежности	Характеристики качества процесса (хорошо, плохо и т.д.)

На гидроэлектростанциях присутствует информация всех указанных видов.

На входе информация подвергается обработке: проходит проверку достоверности, сглаживание для устранения случайных «выбросов», сжатие информации для формирования массивов данных.

Решение задач управления осуществляется с помощью математического обеспечения АСУ. После чего осуществляется вторичная обработка информации, которая заключается в том, чтобы представить информацию в таком виде, как это необходимо для процесса управления. В дальнейшем сформированное решение подаётся либо на регулирующие механизмы, либо оператору для подтверждения или в качестве оповещения.

Следует отметить, что информационное пространство АСУ ТП ГЭС имеет два вида координирующих связей:

- а) между ГЭС и верхними уровнями управления;
- б) Между подсистемами самой станции.

Связь ГЭС с верхними уровнями управления производится либо на основе плановой информации, характеризующей характеристики объекта, либо на основе контролируемых показателей. Основной информацией, характеризующей станцию, являются её энергетические характеристики. Они формируются на ГЭС и передаются на верхние уровни управления для назначения режимов работы станций в объединенных энергосистемах.

Для определения координирующих связей второго вида в АСУ ТП ГЭС выделяют четыре функциональные (программные) подсистемы (рисунок 1.2): группового регулирования активной мощности ГРАМ; группового регулирования реактивной мощности (ГРРМ); рационального управления составом агрегатов (РУСА) и противоаварийной автоматики (ПАА).

Подсистемы АСУ ТП чаще всего разрабатываются на базе традиционных средств автоматического управления: устройств группового регулирования активной и реактивной мощностями; регуляторах возбуждения генераторов (РВ) и скорости вращения турбины (РС); автоматики пуска и останова агрегатов (технологическая автоматика, ТА); устройств противоаварийной автоматики (ПАА).

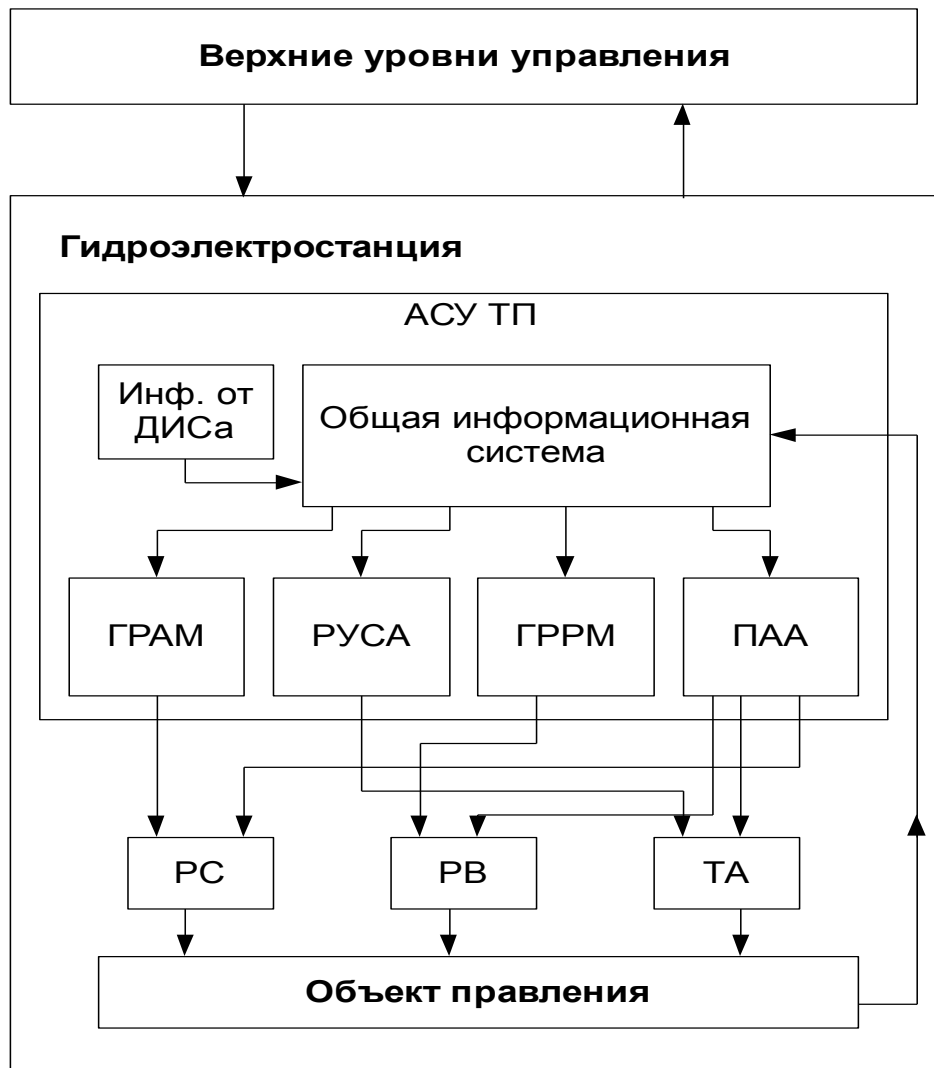


Рисунок 1.2 - Структурная схема АСУ ТП ГЭС

4. *Кадровое обеспечение* – наличие высококвалифицированных кадров, без которых АСУ не может являться полноценной системой.

Всё вышесказанное характеризует АСУ ТП как сложную, многоуровневую, разветвлённую систему, способную обрабатывать большой объем информации и решать задачи в кратчайшие временные интервалы.

Использование АСУ ТП на гидроэлектростанциях является не только основным способом повышения эффективности производственного процесса, но и необходимым условием для надежности и безопасности производства электроэнергии.

К сожалению, АСУ ТП не может полностью осуществлять автоматическое управление всеми режимными задачами станции. В связи с этим обязательным элементом оперативного управления является человек, что обусловлено не

только необходимостью контроля работы технологической и режимной автоматики со стороны оперативного персонала, но и наличием слабоструктурированных задач в контуре оперативного управления, которые не могут быть переведены в режим автоматического управления.

**Слабоструктурированные задачи** – это задачи, которые обладают следующими свойствами [10]:

- 1) Цели этих задач не могут быть представлены в виде математических функций.
- 2) Алгоритмы достижения этой цели не могут быть описаны строго математически (не существует алгоритмического решения задачи).
- 3) В ряде случаев для этих задач алгоритмическое решение существует, но пространство поиска решения очень велико.
- 4) Для решения задач требуются эвристики – утверждения, основанные на опыте, интуиции. Цель их применения – найти более *рациональное* решение, а не оптимальное, путем исключения заранее непригодных решений.

Наличие слабоструктурированных задач в контуре оперативного управления позволяет говорить об электростанции как о слабоструктурированном объекте.

Рассмотрим более подробно структуру и задачи оперативного управления на ГЭС.

### **1.3 Оперативное управление режимами ГЭС**

В общем виде система оперативного управления может быть представлена следующим образом (рисунок 1.3).

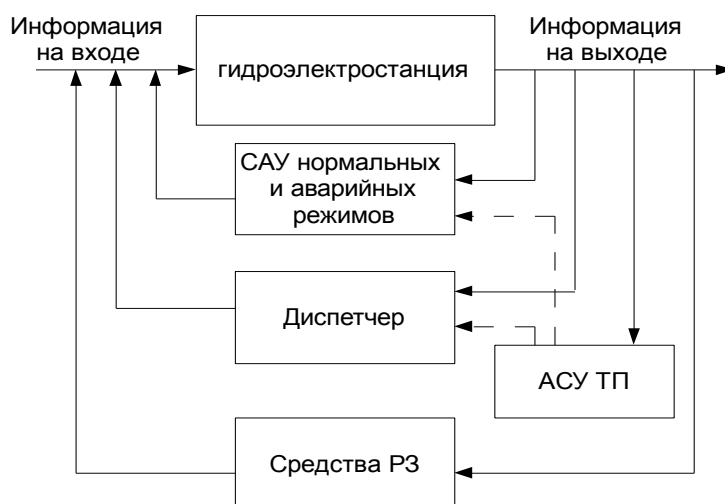


Рисунок 1.3 - Схема средств и систем оперативного управления режимами

Процесс оперативного управления режимом ГЭС включает несколько фаз [11]:

- получение информации о параметрах состояния режима, контроль текущего состояния;
- ретроспективный анализ состояний режима;
- оценка перспективных состояний;
- регулирование состояний режима в соответствии с краткосрочным (суточным) прогнозом;
- корректировка режима при отклонениях его состояния от планового;
- изменение параметров настройки средств, автоматического регулирования режимов работы ГЭС;
- изменение структуры режима (изменение состава включенного оборудования, вывод оборудования в резерв и ремонт, а также последующий ввод его в работу).

Как уже было сказано выше, оперативное управление осуществляется в темпе производства. Понятие темп производства означает необходимость принять решение и реализовать его за определенное допустимое время. При регулировании частоты – это секунды, при регулировании напряжения - это минуты, при увеличении или снижении мощности в нормальных режимах – это

минуты и т.д. Процесс управления будет достаточно эффективным, если время управления:

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

Время подготовки программы управления  $t_n$  включает расчет оптимального режима и подготовку средств управления, например ввод программы в схемы автоматики или подготовку к ручному управлению. Время реализации решения  $t_p$  определяется быстротой отработки программы, выбранными средствами управления, временем снижения или набора нагрузки на работающих агрегатах, временем включения или отключения одного или группы агрегатов и пр. Для условий нормальных режимов допустимое время  $t_d$  может меняться в широких пределах, в среднем от 1 до 15 мин. Чем меньше время управления, тем большая экономия может быть получена [12].

В контуре автоматического регулирования эта задача решается путем совершенствования алгоритмов поиска оптимального решения по заданному закону регулирования и сокращением времени отработки сигнала.

Однако наличие в контуре оперативного управления слабоструктурированных задач приводит к появлению ряда факторов, осложняющих реализацию данного подхода.

Таковыми факторами являются, в частности [13]:

1. Многоцелевой характер управления, обусловленный большим количеством критериев, порой абсолютно противоречивых;
2. Динамичность процессов, протекающих на ГЭС. Она определяет постоянное изменение текущих ситуаций, что требует адекватной реакции систем управления;
3. Неполнота информационного описания, её расплывчатость, а также присутствие субъективной интерпретации этой информации ЛПР.

Также не следует забывать, что само присутствие в контуре управления человека (ЛПР) вносит еще как минимум 3 фактора:

1. Постоянное присутствие «цейтнота» у ЛПР для принятия решения;



2. Не коллективная, а личная ответственность ЛПР за принятое решение;
3. Высокая как материальная, так и социальная плата за необоснованно принятое решение.

Всё это приводит к тому, что в условия ограниченного времени на принятие решения возрастает вероятность ошибочных действий со стороны оперативного персонала, что может закончиться принятием неэффективного, или даже опасного для нормальной эксплуатации станции, решения.

Одним из вариантов повышения эффективности принимаемых персоналом решений и сокращения времени на поиск оптимальных решений в данных условиях может стать реализация превентивного управления на основе ситуационного подхода.

#### **1.4 Основные принципы ситуационного подхода в оперативном управлении нормальными режимами станции**

Управление электростанцией осуществляется с обязательным выполнением требований по качеству и надежности электроснабжения при минимальных суммарных затратах на производство электроэнергии. Исходя из сложности гидроэлектростанции как объекта управления, принято решать эту задачу декомпозиционно. В этом случае все поле параметров управления режимами ГЭС можно представить следующим образом:

$R^H(t), R^K(t), R^Э(t)$  - векторы параметров режима, характеризующие надежность, качество и экономичность рассматриваемого режима;

$O^H(t), O^K(t), O^Э(t)$  – области допустимых значений векторов  $R(t)$ , удовлетворяющие всем требованиям по надежности, качеству и экономичности производства, передачи и распределения электроэнергии.

При этом учитываются следующие свойства вложенности:

$$R^H(t) \subset O^H(t), R^K(t) \subset O^K(t), R^Э(t) \subset O^Э(t). \quad (1.2)$$

В пространстве переменных (группа векторов  $R$ ), описывающих режим  $\Omega$ , области  $O^H, O^K, O^Э$  позволяют определить допустимые области работы с точки

зрения перечисленных выше требований. Каждая оценка вектора  $R^*$  соответствует определённой в пространстве режимов  $\Omega$ . Это дает основание классифицировать все режимы работы энергосистемы следующим образом:

- Нормальный режим, в котором выполняются все требования по надежности, качеству и экономичности (рисунок 1.4а):

$$R \subset O^H \cap O^K \cap O^Э = A; \quad (1.3)$$

- Ухудшенный режим, в котором нарушаются требования качества или экономичности (рисунок 1.4 б):

$$R \subset \left( (O^H \cap O^K) \cup (O^H \cap O^Э) \right) - A = B; \quad (1.4)$$

- Аварийный режим, в котором нарушены требования по надежности (рисунок 1.4 в):

$$R \subset \Omega - O^H = O^H = C;$$

- Послеаварийный режим, в котором требования по надежности восстановлены

$$R \subset O^H / ((O^K \cup O^Э)) = \frac{O^H}{((O^H \cap O^K) \cup (O^H \cap O^Э))} = D; \quad (1.5)$$

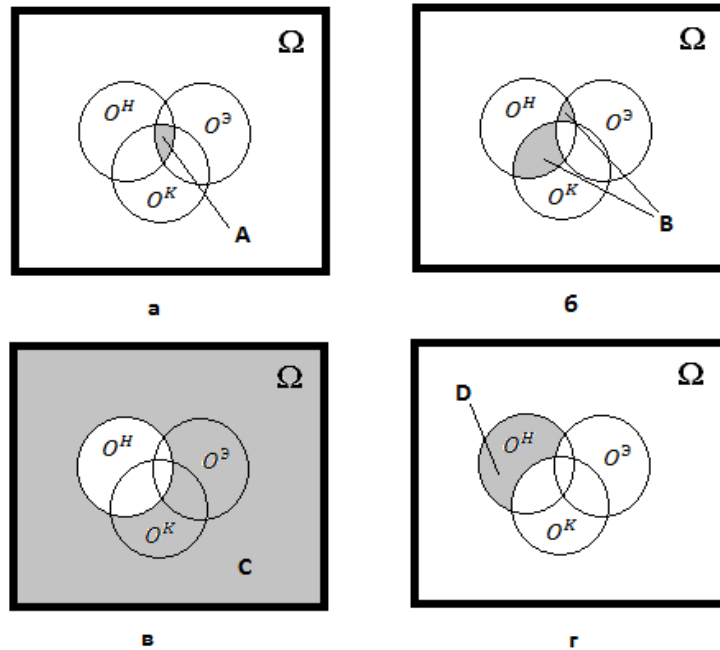


Рисунок 1.4 - Классификация режимов работы ГЭС

Одной из важнейших задач функционирования ГЭС является координация режимов работы всех её элементов.

Основой для оперативного управления является оперативный план (диспетчерский график) ведения режимов ГЭС. В случае если план учитывает все возможные режимные ситуации и цели управления, реализация оперативного управления связана, прежде всего, с контролем этого плана. В случае если при планировании не были учтены какие-либо специфические условия работы электростанции, оперативное управление предназначено для удовлетворения основной цели электростанции (выполнения требований надежности, качества и экономичности режима) помимо плана.

В соответствии с вышесказанным в оперативном управлении можно выделить несколько контуров, которые включают в себя наборы средств управления:

- управление по плану;
- корректировка плана по факту;
- превентивное (предупредительное) управление.

Указанные контуры обладают специфическими особенностями, которые влияют на эффективность управление ГЭС. Рассмотрим данный аспект более подробно.

Граница области допустимости режимных параметров  $O$  определяется ограничениями технического, технологического и организационного характера (рисунок 1.5). При краткосрочном планировании режимные параметры образуют некоторую область  $S$ . Она характеризуется тем, что режимные параметры  $R$ , образующие эту зону, за счёт их максимальной координации в критериальных пространствах при составлении краткосрочных планов являются наиболее эффективными с точки зрения управления режимами станции (рисунок 1.5а). Из-за изменения текущих ситуаций на станции возникает необходимость корректировки планового режима. Так как корректировка осуществляется по факту изменения параметров  $R^*$ , то зона их эффективных значений несколько сужается ( $S_1$ ), причём некоторые из режимных параметров могут оказаться достаточно близкими к границам допустимости режимов (рисунок 1.5б).

$$\exists R^* \subset O: \Delta_1 = R_0 - R^*, \quad (1.6)$$

Где  $R_0$  - ограничения по некоторым режимным параметрам;  $\Delta_1$  - степень близости текущего параметра режима к его предельному значению.

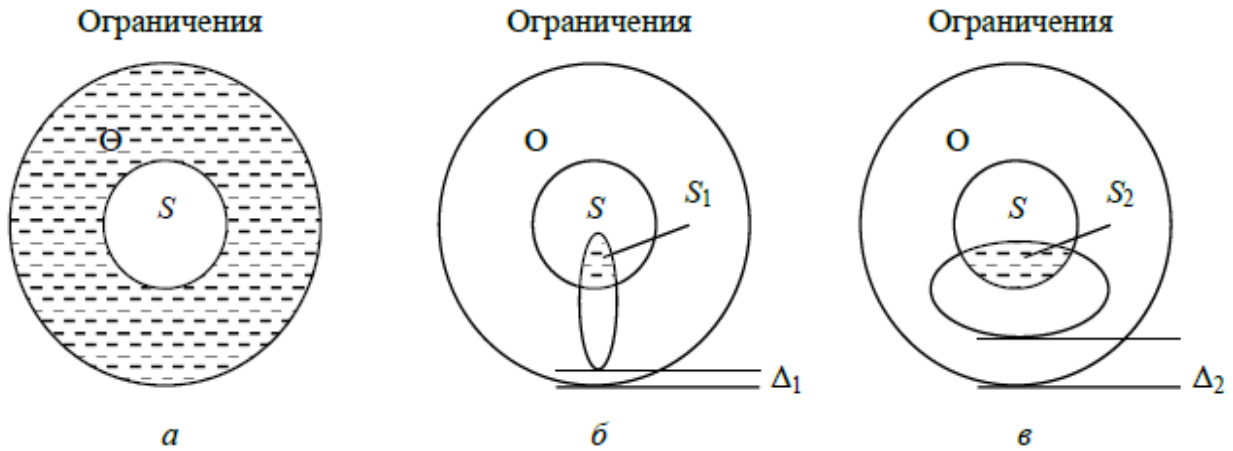


Рисунок 1.5 - Средства оперативного диспетчерского управления нормальными режимами ГЭС

Использование заблаговременной корректировки режимов за счет превентивного управления позволяет в определённой степени расширить зону эффективных значений режимных параметров ( $S_2 > S_1$ ), а также «отодвинуть» большую часть из них от границы допустимых значений ( $\Delta_1 > \Delta_2$ ) за счёт прогноза тенденций их изменения (рисунок 1.5в).

В таком виде превентивное управление является адаптивным и осуществляется за счёт прогнозирования изменений необходимых режимных параметров. Наличие временного ограничения для принятия решения в контуре оперативного диспетчерского управления (15...30 минут) даёт основание говорить об экспресс - прогнозе режимных параметров, а неопределенность информации о текущем состоянии ГЭС, включая также и её расплывчатость, делает необходимым использование как стохастических, так и эвристических методов прогнозирования.

Конечной фазой оперативного управления, как уже отмечалось, является изменение структуры режима с помощью одного из средств управления (рисунок. 1.5).

Стоит отметить, что изменение режима на станции сводится к двум видам управляющих воздействий:

1. Изменения состава работающего оборудования на станции.
2. Изменения степени загруженности основного силового оборудования.

В общем случае процесс принятия решения связан с выбором вида управления  $U(t)$ , адекватного изменению текущего режима, и реализуется посредством выбора из набора допустимых режимов одного или нескольких управляющих актов.

Реализация превентивного управления требует специального подхода. Таковым является ситуационный подход к управлению.

Ситуационный подход к управлению является способом мышления, а не набором конкретных действий [14].

В общем виде ситуационный подход к управлению может быть представлен следующим выражением:

$$S_t: C_t \xrightarrow{u} C_{t+1}, \quad (1.7)$$

где  $C_t$  – совокупность всех сведений о структуре объекта управления и его функционировании в данный момент времени,  $S_t$  – совокупность текущих ситуаций, знаний о самой системе управления объектом и о технологических особенностях процесса управления.

Смысл этого соотношения заключается в следующем. Если на объекте управления сложилась текущая ситуация  $C_t$  и состояние системы управления и технологические принципы управления, определяемые  $S_t$ , допускают использование управляющего воздействия  $U_k$  (одношаговое решение), то оно используется и текущая ситуация  $C_t$  превращается в  $C_{t+1}$ .

В основном принципы ситуационного управления реализуется в областях управления, которым присуща недостаточность или неопределенность знаний об исследуемой системе, когда получение требуемой информации является сложной, трудоемкой или невозможной задачей. При этом чёткие модели вообще не могут быть созданы, либо являются слишком сложными для

практического использования. Информация доступна в виде экспертных данных [15].

Общие принципы, присущие ситуационному подходу в управлении:

- Описание ситуаций, складывающихся на объекте управления, должно быть произведено на таком информационном уровне, в котором отражались бы основные параметры и связи, необходимые для классификации этого описания. При этом следует выбрать такой уровень описания, который должен быть не слишком подробным и не слишком грубым.
- Уровень описания ситуаций должен позволять отражать в нем не только количественные факты и соотношения, характеризующие объект управления, но и качественную информацию, формализация которой позволяет производить описание ситуаций.
- Классификация ситуаций и объединений их в классы при использовании одношаговых решений происходит на субъективной основе путем формирования индивидуальных критериев. Из этого вытекает принципиальный вывод о том, что ситуационный подход к управлению не дает возможности оптимизировать сам процесс управления в традиционном понимании. Полученные решения будут не хуже лучших результатов, которые мог бы получить человек. Однако, как показала практика применения систем управления такого типа, решения, получаемые в них, лучше человеческих из-за отсутствия эмоциональных и стрессовых ситуаций.
- Для сложных реальных объектов одношаговые решения не определяют целостной стратегии управления, которая, как правило, состоит из цепочки одношаговых решений, причем иногда непоследовательной. Поэтому необходима разработка специальных процедур их «склейки».

Представленный набор принципов является не полным. Однако наглядно демонстрирует, что ситуационный подход может быть использован в задачах управления слабоструктурированными объектами, где классические методы оказываются неэффективными.

Одной из задач, где применение ситуационного подхода к управлению было бы актуальным, является выбор состава работающих гидроагрегатов на станции.

Данная задача занимает важное место в общем комплексе режимных задач ГЭС, поскольку число и состав работающих агрегатов оказывают значительное влияние на расход топлива энергосистемы, на режим электрической сети, на перетоки по межсистемным линиям электропередачи, на величину и размещение резервов системы и др.

Как показывают исследования, если на ГЭС выбрать оптимальное число работающих агрегатов с использованием соответствующих методов оптимизации, то КПД станции повысится на 3 – 5% [16].

Реализация в рамках АСУ ТП подсистемы управления составом гидроагрегатов позволяет повысить эффективность работы станции, а также снизить психологическое давление на оперативный персонал, вызванное постоянной необходимостью поиска наилучших вариантов управления при изменении ситуации на ГЭС или в энергосистеме.

На различных этапах развития гидроэнергетики и в частности систем автоматизированного управления технологическими процессами, предпринимались попытки формализовать задачу выбора состава гидроагрегатов и перевести в контур автоматического управления. Некоторые из разрабатываемых систем, такие как РУСА, оказались весьма успешными, и нашли применение на реальных гидроэнергетических объектах, однако в большинстве случаев данная задача решается путем непосредственного принятия решения начальником смены станции.

Прежде чем говорить о возможности реализации данной задачи в рамках ситуационного подхода рассмотрим основные этапы развития систем

управления составом гидроагрегатов, определим основные достоинства и недостатки данных систем, а также опишем общую структуру правления составом гидроагрегатов.

### **1.5 Системы управления числом и составом гидроагрегатов ГЭС**

Идея создания автоматической системы управления числом работающих на ГЭС агрегатов возникла еще в конце 30-х.

Первым практическим решением задачи управления составом и загруженностью агрегатов было устройство под названием автооператор (АО).

#### *Автооператор*

Автооператор был достойным средством реализации управления режимами ГЭС для своего времени, однако опыт эксплуатации автооператоров на различных ГЭС выявил существенные недостатки в их работе.

Один из них был связан со сложностью реализации автооператором перечисленных выше функций на базе существующих автоматических устройств. Другой определялся жестко заложенными в АО алгоритмами, что не позволяло гибко изменять программы его действий в соответствии с изменениями ситуаций на самой ГЭС и в энергосистеме, а именно [17]:

- отсутствие учета индивидуальности энергетических характеристик гидроагрегатов, различие которых в КПД достигает величины 0,5...1,5 %. Поэтому наряду с задачей выбора оптимального числа агрегатов должна также решаться и задача выбора оптимального числа агрегатов и задача выбора оптимального состава, которая в АО не была предусмотрена.
- отсутствие возможности гибкого учёта текущего состояния гидроагрегатов. Изменение эксплуатационного состояния гидроагрегатов (температурного, электрического, вибрационного и др.) существенно влияет на число, состав агрегатов и их загрузку. На



большинстве крупных гидростанций существует также и зоны нежелательной (а иногда и недопустимой) работы гидротурбины по условиям кавитации.

- отсутствие адекватного реагирования по каналам плановой и неплановой мощности ГЭС. При работе по заданному ЭЭС графику нагрузки задача внутростанционной оптимизации может быть решена в полном объёме с учетом фактора заблаговременности за счёт наличия временного ресурса.

Для устранения указанных недостатков требовался новый подход. Проведённые исследования по данному вопросу привели к созданию подсистемы рационального управления составом агрегатов (РУСА).

#### *РУСА*

В основу РУСА были положены следующие принципы [18,19,20,21].

1. Управление технологическим процессом на станции можно разделить на две стадии: планирование и темп процесса. Данный принцип согласуется с общими принципами оперативного управления на гидроэлектростанции, указанными выше.
2. В целях упрощения организации вычислительного процесса целесообразно раздельное управление составом агрегатов и распределением нагрузки между ними на основе их индивидуальных энергетических характеристик.
3. Раздельно решаются задачи внутростанционной оптимизации и группового регулирования реактивной мощности и возбуждения. Любое изменение числа и состава гидроагрегатов координируется по условию поддержания напряжения на шинах станции и загрузки гидроагрегатов реактивной мощности. В некоторых случаях (низкий запас реактивной мощности, необходимость перевода из одного режима в другой) число и состав агрегатов выбирался на основе заведомо и жестко определенных принципах координации. Регулирование режима станции по активной мощности непосредственно связано с

регулированием напряжения на шинах станции и реактивной мощности. Поэтому подсистема РУСА имеет значительные информационные и алгоритмические связи с системой группового регулирования возбуждением ГЭС.

4. Процесс регулирования активной мощности может быть представлен в виде суммы трех процессов: регулирование плановой мощности, регулирование неплановых отклонений, регулирование стохастических колебаний нагрузки в ЭЭС.

Помимо этого в системе также учитывались ограничения по требованию нагрузочного резерва на станции, а также различные технологические требования, такие как надежность схемы собственных нужд или недопустимость какой-либо комбинации агрегатов по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа и т.д.

На рисунке 1.6 представлена структурная схема подсистемы РУСА. На основе данной схемы может быть наглядно продемонстрирован принцип работы и взаимодействие между различными блоками подсистемы при управлении составом агрегатов ГЭС.

Подсистема состоит из 6 основных модулей:

**РУСА1:** Оптимизация состава агрегатов ГЭС. Медленная коррекция состава.

Данный модуль рассчитывает оптимальный состав гидроагрегатов в генераторном режиме (ГР), по критерию минимума расхода воды с учётом заданного резерва активной мощности.

Контроль резерва по активной мощности имеет наивысший приоритет в подсистеме, поскольку оно входит в систему противоаварийных мероприятий.

Вызов модуля РУСА1 производится по инициативе модуля РУСА2 или по таймеру каждые 5 минут.

**РУСА2:** Управление работой программы «быстрая коррекция состава» подсистемы РУСА.

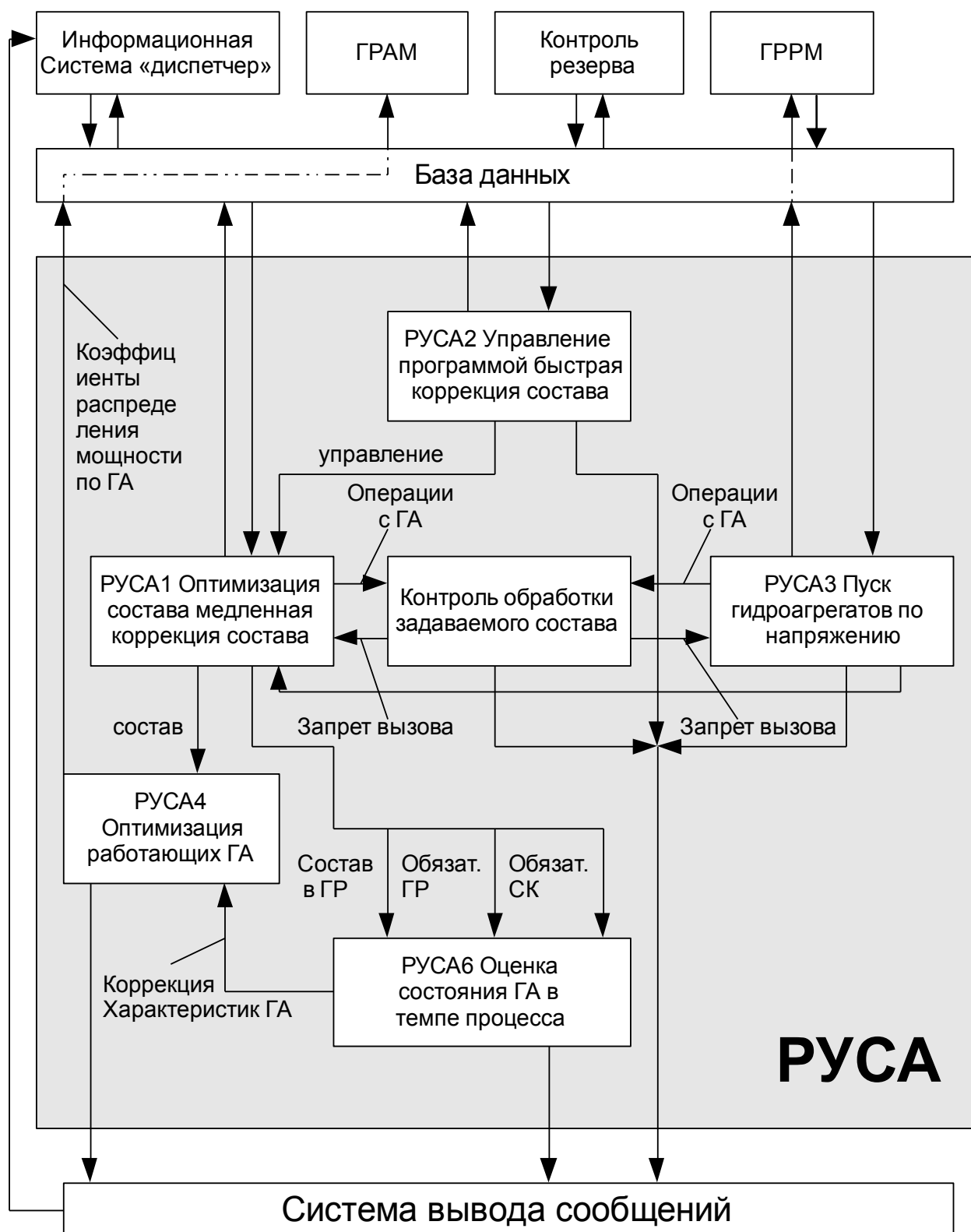


Рисунок 1.6 - Структурная схема подсистемы РУСА

Данный модуль координирует работу программы подсистемы РУСА. Вызывается каждые 30 мин. по таймеру или по инициативе задатчика внеплановой мощности.

Модуль РУСА2 после запуска по своей инициативе запускает модуль РУСА1 если:

- Заданная мощность не соответствует фактической;
- Изменены ограничения на ведение режима ГЭС по составу оборудования;
- Работает задатчик внеплановой мощности.

**РУСА3:** Пуск гидроагрегатов по требованию ГРРМ.

Вызывается при необходимости экстренного пуска дополнительных гидроагрегатов по условиям реактивной мощности.

Для корректировки состава агрегатов на ГЭС по реактивной мощности и напряжению включение дополнительного агрегата экономически целесообразно производить в режиме СК на ГЭС с РО-турбинами, а с ПЛ-турбинами – в ГР, что объясняется большей крутизной рабочих характеристик РО-турбин. Полученные выводы не отвергают вообще возможности использования СК на станциях с ПЛ-турбинами, которые целесообразно использовать в некоторых режимах, например, при регулировании реактивной мощности и напряжения в ночной провал графика нагрузки, когда активная мощность ГЭС снижается практически до нуля или для увеличения располагаемой реактивной мощности станции.

Модуль РУСА3, получив запрос от ГРРМ:

- проверяет, имеется ли резервный агрегат в заданной группе;
- проверяет, нельзя ли включить агрегат с переводом его в режим СК, если в СК включить нельзя то:
  - выбирается лучшим (по расходу воды) из резервных агрегатов этой группы;
  - формирует требования на экстренный пуск ГА.

Если в процессе управления момент отключения агрегата из режима СК совпадает с моментом включения дополнительного агрегата по графику активной мощности станции, то производится перевод агрегата из режима СК в

ГР. Если же эти временные моменты не совпадают, то происходит отключение СК и пуск агрегата в ГР в дальнейшем. Вторая ситуация приводит к увеличению числа пуско-остановочных операций включения агрегата на операцию перевода из СК в ГР, что требует применения специальных методик оценки целесообразности её реализации [22].

**РУСА4:** Оптимизация расхода воды через турбины работающих агрегатов путем необходимого распределения нагрузки между ними.

Вызывается по таймеру через каждые 30 секунд или по инициативе РУСА1, РУСА3.

Модуль выполняет распределение нагрузки между агрегатами ГЭС, работающими в сеть и управляемыми от РУСА.

Распределение нагрузки на ГА производится через подсистему ГРАМ на основе задания модулем РУСА4 коэффициентов загрузки [23].

**РУСА6:** Контроль эксплуатационного состояния работающих гидроагрегатов.

С помощью модуля рассчитываются вероятности выхода каждого из эксплуатационных параметров гидроагрегатов за допустимые пределы и, если обнаруживается рост и возможность выхода за допустимые пределы, то вносятся поправки в индивидуальные энергетические характеристики гидроагрегатов в сторону их ухудшения, а также в коэффициенты распределения, задаваемые РУСА4.

**Блок контроля** отработки состава гидроагрегатов технологической автоматикой ГЭС. Обеспечивает взаимодействие между блоками и контроль всех технологических ограничений и требований.

Важным вопросом формирования структуры и работы отдельных заданий является их координация в условиях прерывания. Остановимся на двух основных моментах: защита от искажения информации в процессе расчета и отработка состава.

Сохранение информации при работе отдельных заданий обеспечивается формированием специальных массивов, спасаемых при прерываниях.

Операционная система снимает все задания по выбору состава при запуске более приоритетного задания. Так, при работе задания по обеспечению резерва по активной мощности снимаются все прерванные задания подсистемы РУСА.

При отработке решения принимаются следующие положения: отработка сигналов производится по одному, во время отработки блокируется работа всех заданий подсистемы РУСА, независимо от вида сигнала. При незавершенном пуске агрегата данный агрегат исключается из располагаемого состава, и управление передаётся блоку контроля величины резерва, т.е. подсистема РУСА и блок отработки имеют податную связь.

При изменении активной и реактивной мощности меняется распределение нагрузки между агрегатами, которое назначается по условиям наивыгоднейшего распределения. Через подсистему РУСА управляющие сигналы предаются на технологическую автоматику ТА. Через подсистемы ГРАМ и ГРРМ осуществляется воздействие на групповую автоматику регулирования активной и реактивной мощности. В подсистемах предусматриваются все необходимые логические возможности воздействия на режим станции. Подсистема ГРАМ воздействует на агрегаты через автоматику регулирования мощности (оборотов). Подсистема ГРРМ воздействует на агрегаты через автоматику регулирования возбуждения.

Более подробно взаимодействие модулей подсистемы РУСА при решении различных режимных задач может быть представлено с помощью алгоритмической схемы на рисунке 1.7.

Очевидно, что основное внимание уделялось созданию такой структуры подсистемы, которая могла бы автоматически управлять режимами ГЭС с учетом различных ограничений. Многообразие текущих ситуаций, возникающих на станциях и в энергосистемах, вызывает регулярные изменения этих ограничений, их важности, способов формализации, а также различной интерпретации самих текущих ситуаций у лица, которое, в конечном счете, принимает решения. Это требует постоянного анализа решений получаемых

при использовании данной схемы управления. Кроме того, многие ситуации не укладываются в разработанную структуру подсистемы РУСА.

Подводя определённый итог развития программных систем рационального управления составом агрегатов, можно констатировать, следующее. Придя на смену достаточно примитивному автоматическому устройству по изменению числа агрегатов на ГЭС (автооператору), программная система РУСА во многом ликвидировала те недостатки, которые были ему присущи, но породила ряд новых. Причиной явилось то, что программная подсистема РУСА, расширила возможности управления режимом ГЭС, трактовка которого стала охватывать всё новые и новые аспекты управления, решить которые, основываясь на заложенных принципах, не представляется возможным.

Учитывая вышесказанное, отметим следующее:

1. В самом назначении системы оперативного управления числом и составом гидроагрегатов объективно заложены два взаимосвязанных аспекта управления.

С одной стороны – это автоматическое регулирование режима агрегатов путем отработки числа, состава и распределение нагрузки между агрегатами. Такое регулирование является составной частью режимной автоматики ГЭС. С другой стороны – это оперативное диспетчерское управление, которое определяется текущими изменениями, как режимов гидроагрегатов, так и станции. Здесь основным средством управления выступает не столько режимная автоматика (которая осуществляет процесс регулирования), сколько способность человека принимать решения. Такая двойственность нашла свое отражение даже в названии этих устройств: автоматический оператор и рациональное управление составом агрегатов. Оба этих названия говорят о гибридности такой системы управления. Первое - в непосредственном

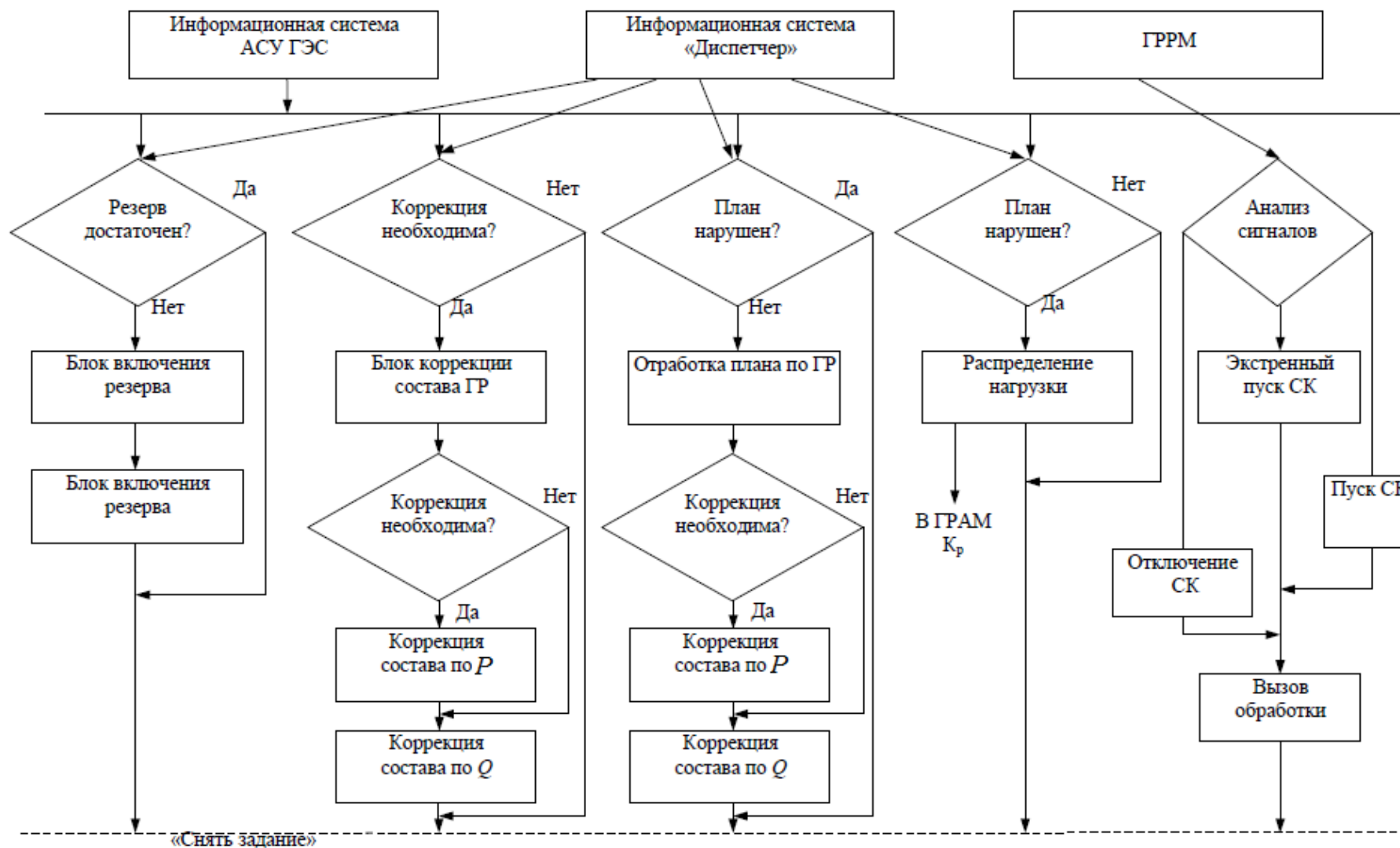


Рисунок 1.7 - Алгоритмическая структура подсистемы РУСА



составном названии, второе – через понятие рациональное, то есть, взвешено эффективное.

2. Имеет место различная степень научной проработки принципов и структуры этой системы с точки зрения двойственности управления.

Основное внимание уделялось созданию такой системы, которая могла бы автоматически управлять режимами ГЭС с учетом формализованных оперативных и диспетчерских требований, т.е. имелся ярко выраженный крен в сторону создания не управляющей, а регулирующей системы. Несмотря на большие теоретические и практические успехи в этой сфере, следует признать это направление не плодотворным с точки зрения его дальнейшего развития. Оно подразумевает формирование лишь одного решения, жестко определенного процедурой формализации различных ограничений и требований, степень неадекватности которого действительному режиму станции (текущей ситуации) практически всегда имеет место.

Такой взгляд не только не исключает созданные и апробированные принципы, методы и алгоритмы РУСА с точки зрения исполнения ее регулирующих функций, но и может существенно расширить их на основе структуры самой подсистемы.

Для реализации данных принципов в контур подсистемы управления составом агрегатов может быть включена подсистема интеллектуальной поддержки оптимальных решений (ИНПОР), построенная на принципах ситуационного управления.

### **1.6 Принципы реализации ситуационного подхода в подсистеме интеллектуальной поддержки принятия решений**

Система ИНПОР является, по сути своей, системой поддержки принятия решений (СППР).

Существует большое количество определений СППР [24]. Наиболее точным, по мнению автора, является:

СППР - это интерактивные автоматизированные системы, помогающие лицу, принимающему решения, использовать данные и модели слабоструктуризованных задач.

Цель СППР заключается не в автоматизации процесса принятия решения, а в осуществлении кооперации, взаимодействия между системой и человеком в процессе принятия решений.

Таким образом, назначение ИНПОР в контуре оперативного управления – обеспечивать информационную и математическую поддержку решениям, принимаемым оперативным персоналом станции, а не заменять его полностью на автоматические системы регулирования режима.

Данная система должна иметь возможность адаптироваться к изменению вычислительных моделей, общаться с пользователем на специфическом для управляемой области языке (в идеале на естественном) и представлять результаты в такой форме, которая способствовала бы более глубокому пониманию результатов.

Выполнение данных требований может быть достигнуто на основе принципов ситуационного подхода.

Ситуационный подход к управлению предоставляет в настоящее время исследователям возможности не только для описания самих процессов такого управления, но и решения ряда трудноразрешимых проблем, с которыми они сталкивались ранее.

На основании выражения (1.6) появляется возможность описать процесс управления при изменении текущей ситуации на станции путем выбора состава работающего оборудования. Таким образом, осуществляется постоянная адаптация к новым изменениям режима на гидроэлектростанции.

Ранее было отмечено, что задача управления составом гидроагрегатов является слабоструктурированной и многокритериальной, что требует учета нескольких критериев для адекватной оценки ситуации.

В связи с этим, управление гидроагрегатами осуществляется на основе как минимум двух критериев режима работы гидроагрегатов ГЭС. Критерия экономичности режима работы гидроагрегатов и эксплуатационной надежности гидроагрегатов.

Данные критерии являются наиболее приоритетными в процессе оперативного управления составом гидроагрегатов, по мнению оперативного персонала станции, и заслуживают наибольшего внимания. Поскольку не учет их фактического состояния может привести к серьёзным авариям с одной стороны и значительных потерям вследствие неэффективной работы гидроагрегатов с другой.

При этом учитывается, что выбор решения производится ЛПР в условиях неопределенности и расплывчатости информации о режиме работы ГЭС.

Это позволяет нам записать следующее:

$$S: S_t \times S_t^{\exists} \times S_t^H \xrightarrow{U^*} S_{t+1}^c, \quad (1.8)$$

где  $S$  - полная ситуация (по определению);  $S_t$  - текущая ситуация на станции, сформулированная в виде требований, которые предъявляются к работе электростанции по условиям покрытия активной и реактивной нагрузок;  $S_t^{\exists}, S_t^H$  текущие ситуации, связанные с фактическим режимом станции, которые определяются экономичностью и надежностью работающего на ней оборудования;  $U^*$  - вектор многоцелевого управления;  $S_{t+1}^c$  - новая текущая ситуация на станции, как декартово произведение предшествующих.

В соответствии с описанием нормального режима работы ГЭС под декартовым произведением будет пониматься конъюнктивная свертка текущих ситуаций:

$$S_{t+1}^c \supseteq S_t \times S_t^{\exists} \times S_t^H = \inf(S_t, S_t^{\exists}, S_t^H). \quad (1.9)$$

Так как изменение текущей ситуации производится в данном случае путем изменения состава, работающего на электростанции оборудования, то имеет место проекция этих ситуаций в общем, режимном пространстве  $\Omega$ , т.е.

$$Proj(S_{t+1}^c) \supseteq Proj(S_t) \cap Proj(S_t^{\exists}) \cap Proj(S_t^H). \quad (1.10)$$

Формат проекций определяется как видом управления  $U^*$ , так и информационным уровнем описания текущих ситуаций, что отмечалось выше.

Формирование вектора многоцелевого управления  $U^*$  в рамках описываемого процесса представляет собой многоцелевую свертку вида:

$$U^* = DE(KS_t^3, KS_t^H, KS_t), \quad (1.11)$$

где DE определяется некоторой логико-множественной операцией, с помощью которой осуществляется сворачивание целей.

Учитывая, что в теории принятия решения отношение предпочтений выбора рассматриваются обычно в качестве бинарных [25,26], перепишем (1.11) в следующем виде:

$$U^* = DE_1(DE_2(KS_t^3, KS_t^H)KS_t). \quad (1.12)$$

Здесь важно отметить, что свертки  $DE_1$  и  $DE_2$  в (1.12) в общем случае могут быть различными.

Представленная система выражений является **формализованным описанием процесса управления** ГЭС с позиций ситуационного подхода. Изменение текущей ситуации на станции осуществляется в данном случае путем изменения состава работающего на ней оборудования как одной из фаз оперативного управления.

Как уже было сказано выше, процесс ситуационного управления составом агрегатов на станции, как и многие задачи в контуре оперативного управления, является двойственным. Точка двойственности процесса управления определяется способом его реализации, а именно:

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

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

Стадии вышеназванных процессов управления и их характеристики показаны на рисунок 1.8.

Как можно понять из сказанного выше, введение системы ИНПОР в контур оперативного управления не является альтернативой существующей системе РУСА. Она дополняет систему и выступает в роли «Советчика» для оперативного персонала станции в решении слабоструктурированных задач, которое не могут быть решены в контуре автоматического регулирования.

На основе полученного описания процесса управления могут быть разработаны модели и оптимизационные алгоритмы, необходимые для поддержки принятия решений в рамках управления режимом станции.

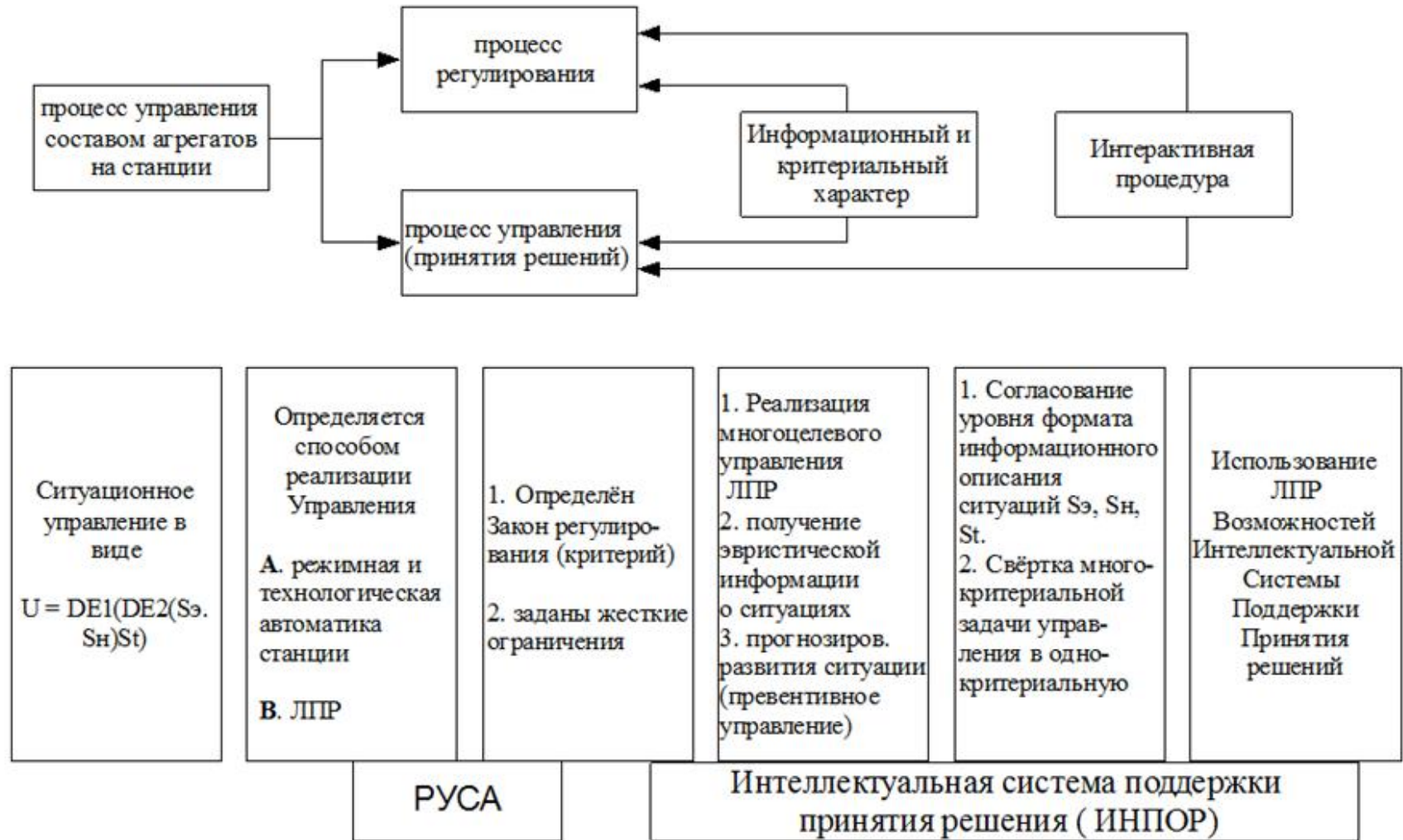


Рисунок 1.8 - Ситуационное управление составом агрегатов на станции

## Выводы по главе

Подводя итог по первой главе можно сделать следующие выводы:

1. В процессе управления гидроэлектростанциями ключевую роль играет автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), обрабатывающие огромный объем данных от различных подсистем и устройств технологической автоматики ГЭС, а также осуществляющие управление режимом работы станции.
2. Гидроэлектростанция является слабоструктурированной системой. В ней присутствует как детерминированная и стохастическая, так и неопределённая информация об объектах и процессах. Этот факт не даёт возможности строго формализовать некоторые из задач управления и решить их в контуре автоматического регулирования и требует непосредственного участия человека в принятии решений по ведению режима на станции.

Наличие лица принимающего решение (ЛПР) в данном контуре осложняет процесс управления такими факторами как: присутствие цейтнота времени при принятии решения, психо-эмоциональное состояние ЛПР, субъективность восприятия информации ЛПР.

3. Одной из задач, решаемых в контуре оперативного управления, является выбор состава гидроагрегатов ГЭС. Данная задача также относится к группе многокритериальных и слабоструктурированных задач. Попытки автоматизировать процесс принятия решения в данной области предпринимались еще в 70-х годах XX века. Были разработаны такие подсистемы как «автооператор», а впоследствии подсистема РУСА. Однако попытка полностью перевести данную задачу в контур автоматического регулирования не увенчалась успехом, поскольку разработанные алгоритмы не могли в полной мере охватить всего множества возможных ситуаций, возникающих в процессе управления режимом станции. В связи с этим в настоящее время на большинстве

станций выбор состава гидроагрегатов осуществляется вручную начальником смены станции (ЛПР).

4. Представляется возможным повысить эффективность выбора и принятия решений, осуществляемого ЛПР, с помощью введения в контур управления системы интеллектуальной поддержки принятия решений, построенной на принципах ситуационного управления. Данная система не является альтернативой существующим системам автоматического регулирования, а дополняет их, выполняя функции «Советчика» в рамках АСУ ТП ГЭС.



## **МЕТОДЫ ВНУТРИСТАНЦИОННОЙ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС**

Выбор состава гидроагрегатов является одной из важных внутристанционных задач на ГЭС, однако невозможно получить наилучший вариант решения задачи без использования математического аппарата оптимизации.

Рассмотрим возможные варианты реализации поиска оптимальных решений в рамках подсистемы управления составом гидроагрегатов ГЭС.

### **2.1 Общие положения задачи оптимизации состава гидроагрегатов ГЭС**

Задача оптимизационного процесса, или, как упрощенно говорят, «оптимизация», заключается в нахождении методики, позволяющей из множества допустимых решений выбрать такие, при которых значения управляемых параметров удовлетворяют заданным ограничениям и обращают в максимум или минимум целевую функцию.

Для проведения оптимизации необходимы: математическая модель объекта, целевая функция, метод оптимизации и оптимизационный алгоритм, как результат взаимодействия всех этих составляющих (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 - Основные элементы оптимизационной задачи

### *Математическая модель*

Математической моделью принято считать представление рассматриваемого процесса в виде некоторых функциональных зависимостей:

$$y_i = \varphi(x_i). \quad (2.1)$$

Модель [11] можно представить в виде системы уравнений, которые связывают цель управления с параметрами объекта (рисунок 2.2)

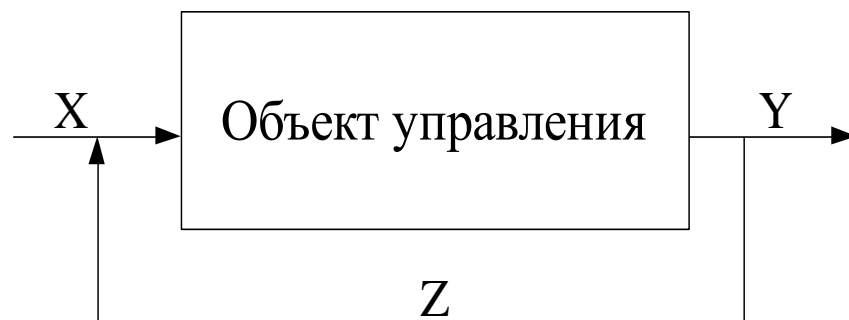


Рисунок 2.2 - Параметры объекта управления

При разработке математической модели задачи учитывается и аппарат получения решения, который зависит от вида информации, методов обработки информации и вида целевой функции.

Математическая модель включает в себя следующие уравнения:

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

При создании математической модели в первую очередь должны быть заданы ограничения, которые накладываются на режим работы гидроэлектростанции. Данные ограничения обусловлены особенностями гидроэлектростанции и эксплуатационным состоянием её оборудования, либо быть заданы, системны оператором в соответствии с режимом работы станции в ЭЭС. Их можно классифицировать по двум признакам.

**Безусловные**, или жестко заданные и строго контролируемые для их обязательного исполнения. К таким ограничениям можно отнести:

1. Ограничения по балансу активных мощностей станции

$$P_t = \sum N_{it}. \quad (2.2)$$

2. Ограничения по резерву активной мощности на станции

$$P_t - \sum N_{расп it} \geq N_{рез t}. \quad (2.3)$$

3. Ограничения по допустимым мощностям агрегатов

$$N_{i min} < N_i < N_{i max}. \quad (2.4)$$

4. Ограничения по составу агрегатов, обусловленные требованиями надежности схемы собственных нужд, требующей работы определённых агрегатов или по условиям правильного действия

релейной защиты, или недопустимость какой-либо комбинации агрегатов по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа

$$N_a > 0, \quad (2.5)$$

Где  $a$  – вектор обязательного состава агрегатов.

5. Ограничения по числу агрегатов

$$Z_t \geq Z_{\text{доп } t}, \quad (2.6)$$

Где  $Z_t$  - число работающих агрегатов на интервале  $t$ ;  $Z_{\text{доп } t}$  - допустимое число работающих агрегатов на интервале  $t$ .

6. Ограничения по длительности использования агрегатов. Это ограничения по длительности простоя агрегатов в холодном резерве перед пуском или длительности работы перед остановкой агрегата, например, из условий надежной работы подпятника.

7. Ограничения по числу пусков-остановок агрегата за рассматриваемый период.

Выполнение данных требований является обязательным, и их невыполнение может привести к отрицательным или катастрофическим последствиям. Однако данный вид ограничений относительно просто учесть в алгоритмах выбора состава агрегатов ГЭС.

Задание безусловных ограничений, по сути, является тем шагом, после выполнения которого начинается непосредственно процесс оптимизации в доступной области альтернатив нормальных рабочих режимов.

**Условные**, или превентивные, степень важности, которых должна быть рассчитана и в соответствии с этим «дозирована». К данному типу ограничений относится значительный объем параметров 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 т.д.

Как уже отмечалось в первой главе, учет данных ограничений возможен только при оперативном управлении режимом ГЭС.

Условные ограничения могут выступать в роли самостоятельных критериев управления для ЛПР.

В связи с этим процесс формирования математической модели в значительной степени зависит от целей управления ЛПР, поэтому должен быть определен и описан критерий или набор критериев, на основе которого будет сформирована целевая функция (критерий(и) оптимизации).

#### *Критерий оптимизации*

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

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

Как уже указывалось в первой главе, наиболее значимыми в контуре оперативного управления для оперативного персонала являются критерии эксплуатационной надежности и экономичности режима работы гидроагрегатов. Это обусловлено сложностями в формализации данных критериев и степени их значимости в управлении гидроагрегатами. Данные критерии противоположны друг другу и улучшение одного из них ведёт к ухудшению другого, однако пренебрежение любым из данных критериев может иметь очень серьёзные последствия для ГЭС, в связи с чем необходим поиск компромисса.

Остальные критерии имеют достаточно чёткие границы и могут быть легко заданы в виде ограничений.

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

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

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

### *Методы оптимизации*

Разработка методов оптимизации началась еще в начале 20 века. Одним из первых методов был метод неопределённых множителей Лагранжа. Он и по сей день используется для оптимизации режимов водохранилища наряду с градиентным методом. Однако подобные методы совершенно не подходят для задач оптимизации числа и состава агрегатов ГЭС, где необходимо использование методов дискретного (целочисленного) программирования.

Методы дискретного программирования разработаны слабее, чем методы линейного и выпуклого программирования.

Дискретные задачи математического программирования образуют обширный класс нерегулярных задач. В этих задачах область допустимых решений является невыпуклой и несвязной. Несмотря на кажущуюся простоту постановки задач дискретного программирования, трудности, возникающие при их анализе, носят не только технический, но и принципиальный характер. Дело в том, что отмечавшаяся уже невыпуклость и несвязность области допустимых решений дискретной задачи делают невозможным применение стандартных приемов «регулярного» математического программирования.

В теории дискретного математического программирования нас должны интересовать комбинаторные методы, то есть методы, в которых максимально используется конечность проблемы, её комбинаторный характер. Центральную

идею комбинаторных методов составляет замена полного перебора всех планов их частичным перебором. Грубо говоря, осуществляется отбрасывание некоторых подмножеств вариантов, заведомо не дающих оптимум, перебор при этом ведется лишь среди остающихся вариантов.

Однако комбинаторные методы удобны для задач с одним доминирующим критерием, но наличие нескольких критериев управления требует применения специальных методов, обеспечивающих поиск компромисса между ними.

В данной работе рассмотрены лишь некоторые из возможных методов оптимизации состава гидроагрегатов (рисунок 2.3).

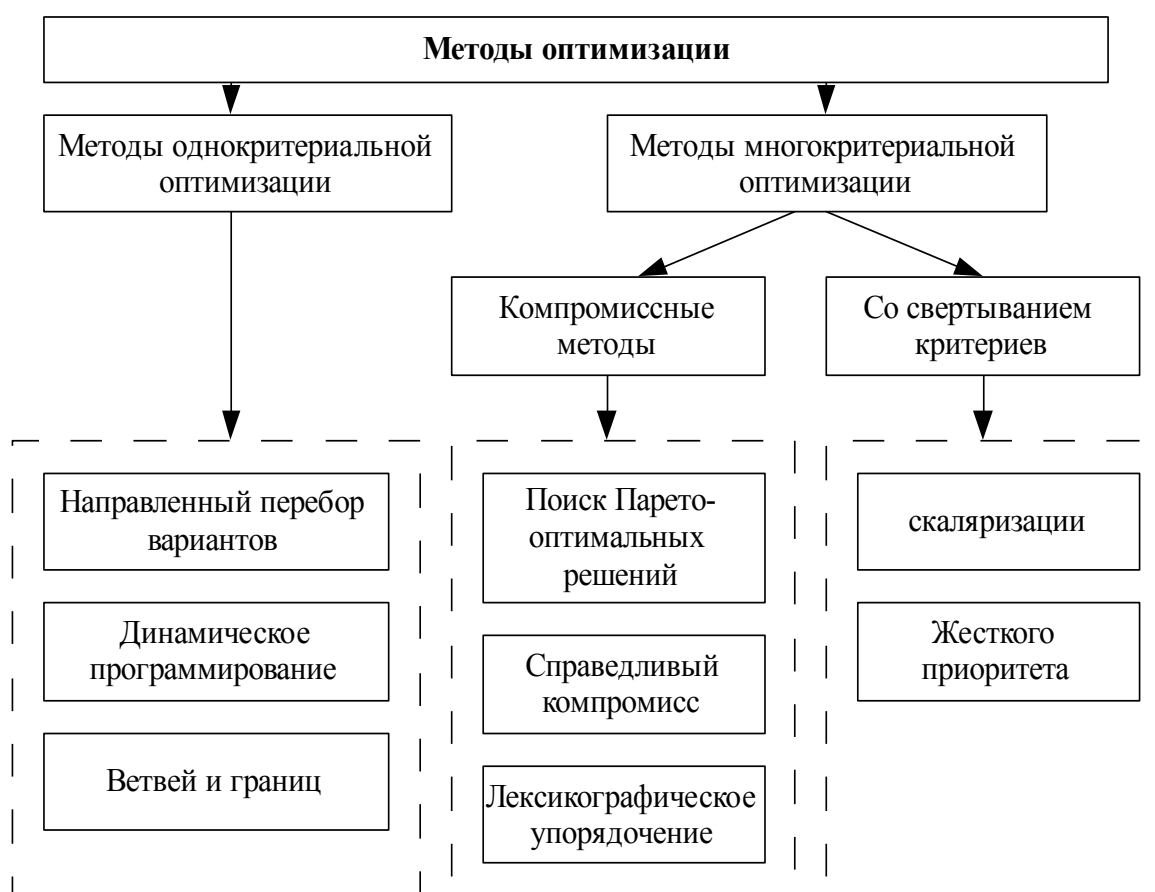


Рисунок 2.3 - Методы оптимизации состава гидроагрегатов ГЭС

Выбор и успешное применение того или иного метода зависит, прежде всего, от профессионального уровня специалиста, который должен иметь четкое представление о специфических особенностях изучаемой системы и уметь корректно поставить задачу.

Рассмотрим более подробно возможные методы оптимизации состава агрегатов ГЭС.

## 2.2 Методы оптимизации по одному доминирующему критерию

Основная цель методов однокритериальной оптимизации как уже было сказано выше – поиск минимума или максимума какой-либо функции критерия, принятого наиболее приоритетным. Обычно в качестве критерия на гидроэлектростанции выступает экономичность, которая может быть выражена с помощью:

- КПД использования гидроагрегатов

$$\eta = \frac{\mathcal{E}_{\text{подв}}}{\mathcal{E}_{\text{пол}}}, \quad (2.7)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{подв}}$  - подведенная энергия;  $\mathcal{E}_{\text{пол}}$  - полезная энергия.

$$\eta \rightarrow \max. \quad (2.8)$$

- расхода энергоресурса (воды) -  $Q_{\text{ГЭС}}$

$$Q_{\text{ГЭС}} \rightarrow \min. \quad (2.9)$$

- удельного расхода

$$q_{\text{ГЭС}} = \frac{Q_{\text{ГЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{полГЭС}}}, \quad (2.10)$$

$$q_{\text{ГЭС}} \rightarrow \min. \quad (2.11)$$

Наиболее простым способом поиска минимального (максимального) значения целевой функции является прямой перебор вариантов комбинаций состава гидроагрегатов, однако такой способ является очень долгим и трудоёмким для ГЭС, где число гидроагрегатов может достигать 10 и более (Братская ГЭС, Саяно-Шушенская ГЭС, Красноярская ГЭС и т.д.).

В связи с этим были разработаны алгоритмы на основе методов: динамического программирования, ветвей и границ, а также направленного перебора вариантов.

Рассмотрим более подробно некоторые из этих методов

*Метод направленного перебора вариантов*

Для того чтобы упростить задачу описания данного метода рассмотрим случай, когда энергетические характеристики всех гидроагрегатов идентичны.



В работе [27] утверждается, что при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов наиболее оптимальным является равномерное распределение нагрузки. Тогда задача заключается лишь в определении состава агрегатов.

Формирование вариантов по числу агрегатов производится в пределах от минимального до максимального числа, пригодного для покрытия заданной нагрузки, т.е.

$$Z_{min} = \frac{N_j}{N_{i max}}; \quad Z_{max} = \frac{N_j}{N_{i min}}. \quad (2.12)$$

Величины  $Z_{min}$  и  $Z_{max}$  округляются до ближайшего целого числа и не должны быть меньше допустимого минимального  $Z_{доп.min}$  и более допустимого максимального  $Z_{доп.max}$  числа агрегатов

Число возможных вариантов зависит от соотношения мощностей станции и агрегатов, и лишь при работе станции с мощностями, близкими к максимальным, оно невелико. При работе ГЭС в переменной части графика число вариантов может быть достаточно большим.

Число возможных вариантов по  $Z$  может быть уменьшено, если применить направленный поиск лучшего варианта. Направленный поиск организуется на базе физических закономерностей, отражающих технологию производства, и позволяет из множества вариантов выделить последовательно только некоторые подмножества, которые могут содержать оптимальное решение.

На рисунок 2.4 показана рабочая характеристика агрегата, которая условно разделена на три зоны.

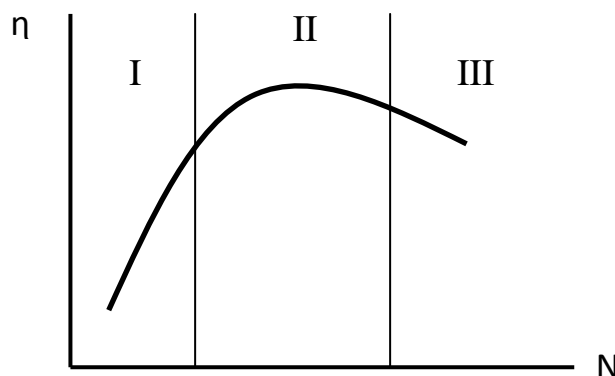


Рисунок 2.4 - Рабочая характеристика ГА разделённая на зоны изменения КПД

В таблице 2.1 показано рациональное направление поиска.

Таблица 2.1 – Схема выбора состава гидроагрегатов при направленном переборе вариантов

Зоны работы при $Z_{max}$	Зоны работы при $Z_{min}$		
	1	2	3
1	$Z_{min}$	$Z_{min}$	$Z_{min}, Z_{max}$
2	-	$Z_{min}, Z_{max}$	$Z_{max}$
3	-	-	$Z_{max}$

В зоне 1 увеличение числа агрегатов, работающих на станции, приводит к снижению к.п.д. данного агрегата, в зоне 2 может быть и уменьшение и увеличение к.п.д., а в зоне 3 при увеличении числа агрегатов к.п.д. увеличивается. В таблице 2.1 показано рациональное направление поиска. Если при  $Z_{max}$  и  $Z_{min}$  мощность агрегата соответствует зоне 1, то ясно, что к.п.д. больше при  $Z_{min}$ . Если при  $Z_{max}$ , т.е. рационально расчеты начинать с  $Z_{min}$ . Если при  $Z_{max}$  имеем зону работы 1, а при  $Z_{min}$  зону 3, то нельзя определить наиболее краткий путь поиска. Если при  $Z_{max}$  и  $Z_{min}$  имеем зону работы 3, то следует оптимальный вариант искать, уменьшая число агрегатов от  $Z_{max}$ .

Варианты по числу агрегатов оцениваются по расходу, и разбиение всего множества заканчивается значительно раньше, чем будет выполнен полный перебор. Условия окончания разбиения при увеличении числа работающих агрегатов имеют вид:

$$\begin{cases} Q_{i(z+1)} > Q_{jz} \\ \eta_{i(z+1)} \leq \eta_{jz} \end{cases} \quad (2.13)$$

При снижении числа агрегатов условия обратные,

$$\begin{cases} Q_{i(z-1)} > Q_{jz} \\ \eta_{i(z-1)} \leq \eta_{jz} \end{cases} \quad (2.14)$$

Как уже было сказано выше, рабочие характеристики агрегатов принимаются одинаковыми с одним максимумом и явно выраженной зоной максимальных к.п.д. Следовательно, если происходит увеличение числа агрегатов от  $Z = K$  до  $Z = P$  и  $P > K$  то мощность каждого агрегата при неизменной мощности станции снижается с  $N_K$  до  $N_P$ . Отсюда ясно, что если

расход на ГЭС при большом числе агрегатов увеличился, и снизились к.п.д. всех агрегатов, то ни в каких последующих вариантах  $Z$  не может быть достигнуто снижение расхода воды, т.е. все они могут быть отброшены.

При проверке может оказаться, что для части агрегатов происходит увеличение к.п.д. и, следовательно, второе условие выражения (2.13) не выполняется. В таком случае разбиение заканчивается, если интенсивность роста к.п.д. агрегатов с каждым последующим шагом падает, т.е. дополнительно для всех агрегатов, у которых  $\Delta\eta_{Z(Z+1)} > 0$  и  $\Delta\eta_{(Z+1)(Z+2)} > 0$ , требуется выполнить условие

$$\Delta\eta_{(Z+1)(Z+2)} \leq \Delta\eta_{Z(Z+1)}, \quad (2.15)$$

где  $\Delta\eta_{Z(Z+1)}$  – увеличение к.п.д.  $Z$ -го агрегата при увеличении числа работающих на станции агрегатов с  $Z$  до  $(Z + 1)$ ;  $\Delta\eta_{(Z+1)(Z+2)}$  – увеличение к.п.д. агрегатов при увеличении числа работающих агрегатов с  $(Z + 1)$  до  $(Z + 2)$ .

При уменьшении числа агрегатов требуется аналогичная проверка для всех агрегатов, имеющих  $\Delta\eta_{Z(Z-1)} < 0$  и  $\Delta\eta_{(Z-1)(Z-2)} > 0$ . Необходимо чтобы

$$\Delta\eta_{(Z-1)(Z-2)} \leq \Delta\eta_{Z(Z-1)} \quad (2.16)$$

Выбор наилучшего сочетания агрегатов для оптимального числа  $Z_0$  производится на основании сравнения характеристик работающих агрегатов. Задача заключается в отыскании оптимального сочетания  $A_0$ , соответствующего оптимальному числу агрегатов по критерию минимума расхода воды, т.е.

$$Q_j(N_j, Z_0, A_0) = \min. \quad (2.17)$$

#### *Метод ветвей и границ*

Суть метода ветвей и границ заключается в том, что множество всех возможных сочетаний агрегатов последовательно разбивается на подмножества. Подмножества между собой по нижней границе некоторого критерия, а в дальнейших расчетах отбрасываются те подмножества, которые

заведомо не могут содержать оптимального решения. Оптимизационный процесс определяется способом ветвления (разбиения) общего множества на подмножества. Исходя из принятой схемы ветвления, намечаются сравниваемые варианты составов, для каждого варианта производится наивыгоднейшее распределение нагрузки.

Так, множество допустимых комбинаций агрегатов  $G$  по многошаговой схеме разбить на более мелкие подмножества. Процесс ветвления изображается с помощью дерева решений, каждая вершина которого соответствует некоторому подмножеству. Число вершин можно формировать до полного перебора всех возможных вариантов. Однако можно идти более рациональным путем, при котором отбрасываются те подмножества, которые не могут содержать оптимальных решений.

Для начала рассмотрим наиболее общую схему ветвления. Она основана на двух инженерных соображениях: первое – в работе целесообразно оставлять такое число агрегатов, при котором каждый из них будет работать с к.п.д., близким к максимальному; второе – приоритет при включении и отключении агрегатов определяется соотношением максимальных к.п.д.

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

$$f(\bar{N}) = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i). \quad (2.18)$$

При условии соблюдения ограничений накладываемых энергосистемой и режима работы гидроагрегатов.

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

$\pi_i = 0$ , если  $i$  – й агрегат отключён;

$\pi_i = 1$ , если  $i$  – й агрегат включен.

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

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

Следовательно, задача сводится к нахождению такого вектора

$$f(\bar{\pi}_{\text{опт}}) = \min \sum_{i=1}^{i=n} Q_i(N_i). \quad (2.19)$$

Здесь  $G$  - множество допустимых комбинаций агрегатов.

При данном методе подмножества оцениваются по нижней границе критерия (3.18). Под нижней границей принимается некоторая фиктивная величина, полученная при условии работы части агрегатов анализируемого подмножества с максимальным к.п.д. При этом считается, что их нагрузка может меняться от нуля до мощности, соответствующей максимуму к.п.д. на расходной характеристике. Для этого расходная характеристика каждого агрегата заменяется наибольшей выпуклой функцией (рисунок 2.5), для которой

$$Q_i^0(N_i^0) = \begin{cases} \frac{Q_i^*}{N_i^*} \cdot N_i \text{ при } 0 \leq N_i \leq N_i^* \\ \frac{N_i}{9,81 \cdot H_i \cdot \eta_i} \text{ при } N_i^* \leq N_i \leq N_{i \max} \end{cases}, \quad (2.20)$$

Где  $N_i^*, Q_i^*$  - мощность и расход  $i$  – го агрегата в точке максимума к.п.д.

По этим «исправленным» характеристикам агрегатов решается вспомогательная задача определения нижней границы критерия оптимизации

$$f^0(\bar{N}) = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i^0(N_i^0). \quad (2.21)$$

Варианты формируются при отключении одного из агрегатов первоначального состава. Критерием отключения является соотношение между удельными расходами воды и относительными приростами агрегатов.

Для решения данной задачи все агрегаты разбиваются на три группы: первая включает агрегаты с  $N_i^0 = 0$ ; вторая – с  $N_i^* \leq N_i^0 \leq N_{i \max}$ ; третья – с  $0 \leq N_i \leq N_i^*$ . решение вспомогательной задачи можно построить так, что из данного состава агрегатов в третьей группе окажется один агрегат либо ни одного. Достигается это перераспределением нагрузки между агрегатами. Если

в третьей группе не останется ни одного агрегата, то вектор  $\bar{N}$  соответствует реальному режиму агрегатов, причем ни один из них не должен быть отключен. Если же в третьей группе имеется какой-либо агрегат, то начинается процедура ветвления.

При ветвлении множество всех возможных сочетаний составов  $G$  разбивается на два подмножества:  $G_1$  в котором  $K$  – й агрегат обязательно отключен и  $G_2$ , в котором  $K$  – й агрегат включён и его нагрузка  $N_{k\text{мин}} \leq N_k \leq N_{k\text{макс}}$ .

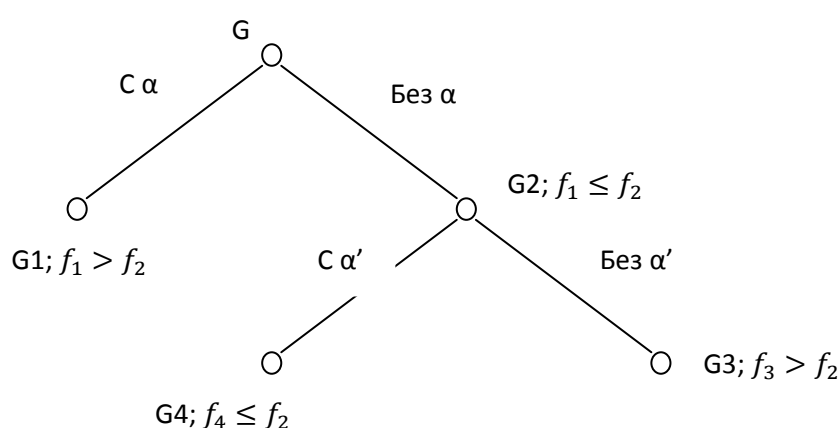


Рисунок 2.5 - Схема ветвления при использовании метода ветвей и границ

Полученные подмножества оцениваются по нижней границе принятого критерия. Концевая вершина, для которой нижняя граница наименьшая, получает приоритет для дальнейшего ветвления. Для подмножества, получившего приоритет, решается новая вспомогательная задача.

Для оценки составов необходимо произвести распределение нагрузки между агрегатами и рассчитать нижние границы критерия оптимизации. Для этого формируются два подмножества. В подмножестве  $G_1$  агрегат  $\alpha$  находится в работе. Распределение нагрузки между агрегатами производится для  $\alpha$  агрегата по его действительной характеристике, а для всех остальных либо по действительной, либо по фиктивной – в зависимости от их мощности. Нижняя граница целевой функции  $f_1$  характеризует данный состав. В подмножестве  $G_2$  агрегат  $\alpha$  отключён. Новый состав агрегатов также обеспечивает мощности станции и для него нижняя граница будет  $f_2$ .

Если  $f_1 > f_2$  то первое направление ветвления, в котором агрегат  $\alpha$  обязательно включен, отбрасывается. Если же  $f_1 \leq f_2$ , то отбрасываются варианты, в которых агрегат  $\alpha$  отключен. Перспективным для дальнейшего анализа является множество  $G_2$ . В том случае, когда все агрегаты имеют мощности, соответствующие действительной зоне, задача считается решенной, иначе ветвление продолжается. Подмножество  $G_2$  разбивается на два следующих  $G_3$  и  $G_4$  причем в  $G_3$  агрегат  $\alpha'$  обязательно отключён, а в  $G_4$  он включён. Далее расчеты аналогичны. Процесс заканчивается, если для какой-либо конечной вершины, выбранной для ветвления, значения целевой функции и нижней границы совпадают.

#### *Метод динамического программирования*

Два предыдущих метода выбора состава гидроагрегатов рассматривались с допущением, что энергетические характеристики гидроагрегатов одинаковы. Однако такое допущение не всегда является справедливым, особенно на станциях, которые эксплуатируются в течение продолжительного времени.

Для решения задачи выбора состава агрегатов и распределения нагрузки между ними с учётом различных форм энергетических характеристик агрегатов используется метод динамического программирования.

Метод динамического программирования – это один из наиболее мощных и широко известных математических методов современной теории управления[28].

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

$$Q_j = \sum_i Q_i(N_i) = \min; \quad (2.22)$$

Требуется определить характеристику

$$Q_j = Q_i(N_j(N_i, Z, A)H_j). \quad (2.23)$$

Принцип оптимальности динамического программирования формулируется так: любая часть оптимального плана также есть оптимальный план.

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

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

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

$$Q_i^3(N_i^3) = \min (Q_i(N_i) + Q_{i-1}^3(N_{i-1}^3)), \quad (2.24)$$

где  $Q_i^3$  – расход эквивалентной характеристики  $i$ -го шага оптимизации для мощности ГЭС  $N_i^3$ ;  $Q_{i-1}^3$  - расход эквивалентной характеристики  $(i - 1)$ -го шага оптимизации для мощности станции  $N_{i-1}^3$ .

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

$$Q_i^3(N_i^3) = \min (Q_i(N_i) + Q_{i-1}^3(N_j - N_i)). \quad (2.25)$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одно переменного.



Алгоритм оптимизации состава и режима агрегатов по рекуррентному соотношению Р. Беллмана разработан подробно [29]. Процедура расчетов заключается в последовательном построении эквивалентных характеристик для заданной очередности агрегатов  $i = 1, 2, 3 \dots n$ .

Характеристика первого шага оптимизации вначале задается как характеристика одного из агрегатов, например  $i = 1$ . В дальнейшем она будет исправлена на оптимальную. На втором шаге требуется построить эквивалентную характеристику двух агрегатов и для этого рассматривается сочетание первого и следующего за ним агрегатов, т.е.  $i = 1, 2$ .

Затем строится эквивалентная характеристика для трех агрегатов  $i = 1, 2, 3$ . Далее расчеты повторяются при увеличении на каждом шаге числа агрегатов на единицу.

При такой последовательности расчетов на каждом шаге решаются три подзадачи: уточнение предыдущих эквивалентных характеристик; построение эквивалентной характеристики для рассматриваемого шага; определение оптимальных решений по эквивалентным характеристикам.

Для того чтобы найти оптимальное решение, достаточно для каждой точки эквивалентной характеристики запомнить номер и нагрузку агрегата, подключаемого к эквивалентному агрегату. Оптимальное решение находится с использованием процедуры обратного хода.

Например, для нагрузки  $N_p$  при построении эквивалентной характеристики четырех агрегатов были определены номер подключаемого агрегата и его нагрузка. Назовем номер агрегата  $d_p$ , а нагрузку  $N_{d_p}$ . Оставшиеся три агрегата будут иметь нагрузку

$$N_3^a = N_p - N_{d_p}. \quad (2.26)$$

Из эквивалентной характеристики третьего шага находим номер подключаемого агрегата на третьем шаге оптимизации  $c_p$  и его нагрузку  $N_{c_p}$ . Нагрузка оставшихся двух агрегатов

$$N_2^a = N_3^a - N_{c_p}. \quad (2.27)$$

Агрегат, подключаемый на втором шаге, имеет нагрузку  $N_{b_p}$ , и, наконец, последний агрегат имеет нагрузку

$$N_a^э = N_2^э - N_{b_p}. \quad (2.28)$$

Таким образом, найдено оптимальное решение.

Каждый из описанных методов имеет свои сильные и слабые стороны.

В частности, метод динамического программирования позволяет решать одновременно задачу выбора оптимального состава гидроагрегатов станции и распределения нагрузки между ними. Применяется в случае, когда требуется очень точная характеристика станции, однако требует довольно большого объема вычислений и наличие точных рабочих характеристик гидроагрегатов.

Однако порой требуется разделение задачи выбора состава агрегатов и распределения нагрузки, т.к. часто на ГЭС нагрузка может быть распределена и без введения дополнительного агрегата в работу.

В этом случае могут быть применены методы ветвей и границ (ВГ), а также метод направленного перебора вариантов (НПВ).

- метод НПВ, обладает наибольшим быстродействием. Данный метод наиболее приспособлен для учета различного рода стационарных ограничений.

- метод ВГ, дающий достаточно точные результаты, можно использовать при небольшом количестве агрегатов на ГЭС.

### **2.3 Методы многокритериальной оптимизации**

В представленных выше методах оптимизация осуществлялась по критерию минимизации расхода воды. Данный способ оптимизации является широко распространённым, но не единственным.

Оптимизация с учётом нескольких критериев более сложная и требует особых методов определения приоритетности критериев по отношению друг к другу. Однако в некоторых случаях данный подход позволяет добиться более

приемлемых для ЛПР результатов, чем при использовании методов однокритериальной оптимизации.

Постановка задачи многокритериальной оптимизации [30] имеет вид:

$$\begin{aligned} \max\{f_1(x)\} &= F_1, \\ \max\{f_2(x)\} &= F_2, \\ &\dots \\ \max\{f_k(x)\} &= F_k, \text{ при } x \in X, \end{aligned} \quad (2.29)$$

где

$X$  – множество допустимых значений переменных  $x$ ;

$k$  – число целевых функций (критериев);

$F_i$  – значение  $i$ -го критерия (целевой функции),

По существу многокритериальная задача отличается от обычной задачи оптимизации только наличием нескольких целевых функций вместо одной. Критерии могут иметь различную важность для ЛПР [31].

Нужно сказать, что решение такой задачи не даст наилучших значений для каждого критерия, так как зачастую улучшение одного критерия вызывает ухудшение другого. Таким образом, при решении многокритериальной задачи получаем некоторое компромиссное решение[32].

На сегодняшний день методы многокритериальной оптимизации условно можно разделить на 2 группы [33].

Методы **первой группы** сводят многокритериальную задачу к однокритериальной путем свертывания векторного критерия в суперкритерий, который оптимизируется одним из методов однокритериальной оптимизации.

Наиболее распространенными в этой группе являются такие методы как например методы скаляризации.

#### *Метод скаляризации*

Предположим, при принятии решений имеется  $i$  различных целей, каждую из которых можно охарактеризовать своим критерием  $f_i$ . Если существует способ взвесить каждый критерий по степени его важности (или полезности) в общем многокритериальном пространстве, то появляется возможность

алгебраического соизмерения предпочтительности одних целей перед другими, т.е. заменой всех  $f_i$  одной общей функцией

$$f = \sum_{i=1}^n v_i \cdot f_i \rightarrow \text{extr}, \quad (2.30)$$

где  $v_i$  – весовые коэффициенты критериев, причем  $\sum_{i=1}^n v_i = 1$ , т.е. весовые коэффициенты выступают в выражении (2.30) как нормированные.

Очевидно, что выражение (2.30) является однокритериальной формой записи многокритериальной задачи, которая представляется как некоторая синтезированная цель. Очень часто этот способ решения многокритериальных задач называют методом весовых показателей или методом скаляризации, подразумевая при этом, что вектор цели измеряется его проекциями с помощью процедуры взвешивания.

При диспетчерском управлении режимами агрегатов ГЭС и их составом как уже отмечалось, реализуется несколько целей управления: выполнение заданных требований по режиму работы станции (выдача активной и реактивной мощностей станции на текущий момент в заданном объеме), поддержание нормальной эксплуатационной надежности гидроагрегатов за счет контроля его текущего состояния и путем выбора оптимальной величины вращающегося резерва мощности, а также соблюдение условий экономичности режимов работы ГЭС (минимизация расхода воды, проходящего через турбины гидростанции) [34, 35, 36]. Формализованное описание этого процесса управления определяется выражением (1.12).

После получения оценок эксплуатационной надежности ГЭС возникает вопрос об их форме введения в целевую функцию управления числом и составом гидроагрегатов.

Постановка задачи в этом случае будет иметь следующий вид:

$$Q(X, U) + k \cdot E(X, U') \rightarrow \min. \quad (2.31)$$

Ограничения:

$W(X, U) = 0$  – балансовые;

$R(X, U) > 0$  – режимные;

$S'(X, U) > 0$  – надежность;

где  $Q(X, U)$  – вектор расхода воды, проходящей через турбины ГЭС;

$X, U$  – векторы зависимых и независимых переменных соответственно;

$E(X, U')$  – вектор учета параметров эксплуатационной надежности гидроагрегата, выделенный из ограничений вида  $S'(X, U) > 0$ . При этом под  $U'$  понимаются превентивные управляющие;

$k$  – коэффициент перевода размерности вектора  $E$  в размерность целевой функции  $Q$ .

В этом случае слагаемое, входящее в целевую функцию, можно записать как

$$k \cdot E(X, U') = \sum_{i=1}^m v_i a_i, \quad (2.32)$$

где  $m$  – число параметров контроля, значения которых в момент принятия решения об изменении режима станции выходят за нормативные уровни;  $v_i$  – “вес или важность”  $i$ -ого параметра контроля;  $a_i$  – масштабный коэффициент.

В такой постановке список параметров (факторов) изменяется как по размерности, так и по составу. Величины  $v_i$  можно определить только на основе ограниченной выборки, составленной при проведении специального анализа.

#### *Метод жесткого приоритета*

Суть этого метода заключается в ранжировании критериев по приоритету для ЛПР, причем на первом месте стоит самый главный критерий:

$$f_i = f_1, f_2, f_3 \dots f_n. \quad (2.33)$$

На основе выбранного критерия  $f_1$  формируется однокритериальная функция, которая позволяет получить некоторое множество допустимых решений:

$$\begin{cases} f_1 \rightarrow extr \\ \text{при } \forall i = 2, \dots, n; f \geq \min f_i \end{cases} \quad (2.34)$$

Если  $f_1$  имеет детерминированное значение, то и решение является единственным; при вероятностном характере  $f_1$  появляется некоторое подмножество вероятно-оптимальных планов.

Применение данного принципа позволяет нормировать оценки эксплуатационной надежности по отношению к экономическому критерию оперативного управления составом агрегата. Это позволяет перейти от количественных оценок к шкале отношений [37,38]. Постановку задачи можно сформулировать следующим образом. Целевая функция  $Q(X, U) \rightarrow \min$ , связанная с минимизацией энергоносителя на гидростанции, будет реализовываться при выполнении следующих ограничений:  $W(X, U) = 0$ ;  $R(X, U) > 0$ ;  $S'(X, U) > 0$ .

Причём ограничения вида  $E(X, U') \in S(X, U)$  могут быть выделены из  $S(X, U)$  и записаны следующим образом:

$$\sum_{i=1}^m v_i \geq NOR \quad (2.35)$$

Или

$$\sum_{i=1}^m v_i < NOR, \quad (2.36)$$

Где  $\sum_{i=1}^m v_i$  - суммарный «вес» параметров контроля ( $i = 1, 2, \dots, m$ ), значения которых в рассматриваемый момент времени  $t$  превышают установленный норматив  $NOR$ .

Выполнение условия (2.35) означает рекомендацию на остановку или замену гидроагрегата на основании возможного ухудшения его эксплуатационной надежности. Выполнение условия (2.36) позволяет сохранить неизменным работающий в данный момент времени состав оборудования, назначенный по экономическим соображениям.

В [39] показана возможность реализации указанного выше способа управления, когда в качестве источника информации о нарушении эксплуатационной надежности гидроагрегата используется контроль факта срабатывания предупредительной сигнализации. При этом под  $NOR$  в (2.35) и (2.36) понимается некоторая «нормативная уставка», которая определяется как математическое ожидание суммы весовых показателей предупредительных защит в рассматриваемом списке.

Ко **второй группе** можно отнести остальные методы многокритериальной оптимизации, которые не производят свертывание локальных критериев в скалярный суперкритерий.

Кратко рассмотрим некоторые из них.

#### *Принцип Парето-оптимальных решений*

Для того чтобы сформулировать принцип Эджворта-Парето, который представляет собой фундаментальный инструмент выбора решений при наличии нескольких критериев, понадобится определение множества Парето. Приведем соответствующее определение.

Решение  $x^* \in X$  называется оптимальным по Парето (парето-оптимальным), если не существует такого возможного решения  $x \in X$ , для которого имеет место неравенство  $f(x) \geq f(x^*)$ . Все парето-оптимальные решения образуют множество Парето, обозначаемое  $Pf(X)$ .

Если в приведенном определении формально положить число критериев равным единице, т.е.  $m=1$ , то оно превратится в определение максимального элемента функции  $f_1$  на множестве  $X$ . Это означает, что понятие парето-оптимальности можно рассматривать как обобщение понятия максимального элемента на случай нескольких критериев.

В соответствии с приведенным определением

$$Pf(X) = \{x^* \in X \mid \text{не существует такого } x \in X, \text{ что } f(x) \geq f(x^*)\}.$$

Пусть  $x^*$  – некоторое парето-оптимальное решение и  $f(x^*)$  – соответствующий ему парето-оптимальный вектор. В соответствии с определением, если для некоторого решения  $x \in X$ , отличного от  $x^*$ , оказывается выполненным неравенство  $f_i(x) > f_i(x^*)$ , то обязательно должен найтись хотя бы один номер  $j$ , при котором верно неравенство  $f_j(x^*) > f_j(x)$ .

На основании этого можно сделать следующее заключение: парето-оптимальное решение – это такое допустимое решение, которое не может быть улучшено (увеличено) ни по одному из имеющихся критериев без ухудшения (уменьшения) по какому-то хотя бы одному другому критерию. Иначе говоря,

предпочитая одному парето-оптимальному решению другое парето-оптимальное решение, ЛПР вынуждено идти на определенный компромисс, соглашаясь на некоторую потерю хотя бы по одному критерию (получая, разумеется, определенный выигрыш, по крайней мере, по какому-то другому критерию). По этой причине множество Парето нередко называют множеством компромиссов.

Вектор  $f(x^*)$  при парето-оптимальном решении  $x^*$  называют парето оптимальным вектором, а множество всех таких векторов – множеством парето-оптимальных векторов (парето-оптимальных оценок). Для этого множества используют обозначение  $P(Y)$ . Таким образом,

$$P(Y) = f(Pf(X)) = \{f(x) \in Y \mid \text{при некотором } x^* \in Pf(X)\},$$

Где  $Y$  так же, как и раньше, означает множество возможных векторов, т.е.  $Y = f(X)$ .

Нетрудно понять, что множество парето-оптимальных векторов можно определить следующим эквивалентным образом:

$$P(Y) = \{y^* \in Y \mid \text{не существует такого } y \in Y, \text{ что } y \geq y^*\}.$$

Для наглядного представления компромиссных решений рассмотрим задачу оптимизации с двумя критериями качества  $f_1$  и  $f_2$  (рисунок 2.6).

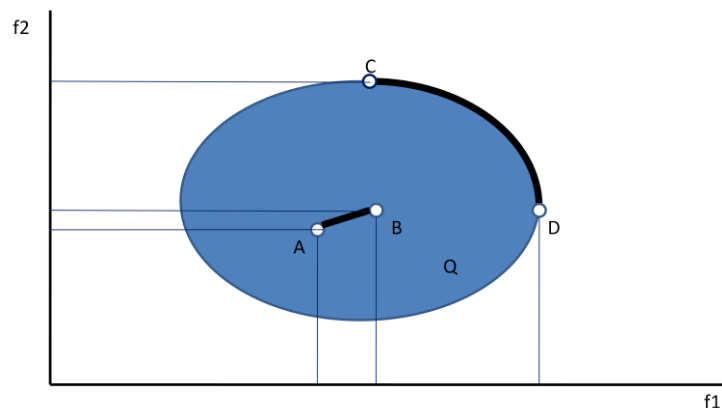


Рисунок 2.6 - Область Парето-оптимальных решений

Каждому набору частных критериев  $f_1$  и  $f_2$  соответствует определенная точка области возможных решений  $Q$ .

Возьмем точки  $A$  и  $B$  внутри области возможных решений  $Q$ . Очевидно, в точке  $B$  оба критерия  $f_1$  и  $f_2$  имеют большие значения, чем в



точке  $A$ . Следовательно, решение задачи в точке  $B$  лучше, чем решение в точке  $A$ . Процесс улучшения решений можно продолжить, двигаясь в том же направлении к границе области, где дальнейшее улучшение решений прекращается. Максимальные значения критериев  $f_1$  и  $f_2$  достигаются в точках  $D$  и  $C$  соответственно.

Точки, принадлежащие линии  $CD$ , обладают особым свойством: двигаясь вдоль линии  $CD$ , нельзя улучшить значение одного из критериев, не ухудшив при этом значение другого критерия. В силу этого множество точек, образующих линию  $CD$ , называют множеством компромиссных решений.

#### *Принцип справедливого компромисса*

Если все локальные критерии имеют одинаковую важность. В таком случае возможно решение задачи многокритериального программирования на основе принципа справедливого компромисса [40].

Справедливым будем считать такой компромисс, при котором относительный уровень снижения качества по одному или нескольким критериям не превосходит относительного уровня повышения качества по остальным критериям (меньше или равен).

Пусть в области компромиссов даны два решения  $x'$  и  $x''$ , качество которых оценивается критериями  $F_1(x)$  и  $F_2(x)$ . Решение  $x'$  превосходит решение  $x''$  по критерию  $F_1$ , но уступает ему по критерию  $F_2$ . Необходимо сравнить эти решения и выбрать наилучшие на основе принципа справедливого компромисса.

Для сравнения этих решений на основе принципа справедливого компромисса введем меру относительного снижения качества решения по каждому из критериев – цену уступки  $\chi$ :

$$\chi_1 = \frac{\Delta F_1(x', x'')}{\max F_1(x)}, \chi_2 = \frac{\Delta F_2(x', x'')}{\max F_2(x)}. \quad (2.37)$$

где и  $\Delta F_1$ ,  $\Delta F_2$  — абсолютные снижения уровня критериев при переходе от решения  $x'$  к решению  $x''$  (для критерия  $F_1$ ) и при обратном переходе (для критерия  $F_2$ ).

Если относительное снижение критерия  $F_1$  больше, чем критерия  $F_2$ , то следует отдать предпочтение решению  $x'$ . Это следует из сравнения цены уступки по каждому критерию.

Алгоритм решения задачи векторной оптимизации, основанный на принципе справедливого компромисса, включает следующие шаги.

Шаг 0. Выбираем  $x'$  и  $x'' \in D_x$ .

Шаг 1. Вычисляем  $\chi_1$  и  $\chi_2$ .

Шаг 2. Если  $\chi_1 > \chi_2$ , то выбираем  $x'$ , если  $\chi_1 < \chi_2$ , то выбираем  $x''$ .

Шаг 3. Если не существует вектора  $x \in X$  предпочтительнее  $x'$  или  $x''$ , то решение останавливается, иначе выбираем новый вектор  $x'''$  и переходим к шагу 1.

Справедливый компромисс используется, когда все частные критерии равноправны и имеют одинаковую важность, тогда общий критерий определяется на основе одинаковых уступок всем частным критериям.

Если критерии имеют разную важность, то «вес» каждого критерия определяется экспертным путем.

#### *Принцип лексикографического упорядочивания*

В основе такого подхода к оперативному управлению составом агрегатов на станции лежит процедура формализации предпочтений относительно многомерных последствий. В качестве такой процедуры предлагается использовать лексикографическое упорядочение, которое подобно упорядочению, установленному в словаре (рисунок 2.7). Сценарий поиска оптимального решения может быть также представлен в виде набора правил «Если... то...». Действие  $a_1$  более предпочтительно, чем действие  $a_2$  тогда и только тогда, когда:

а)  $G_1(a_1) > G_2(a_2)$  или

б)  $G_1(a_1) = G_2(a_2), i = 1, \dots, k, G_{k+1}(a_1) > G_{k+1}(a_2), k = 1, \dots, n-1$ .

Иными словами, полагают, что критерии  $G_1, \dots, G_n$  упорядочены по важности. При этом действие  $a_1$  предпочитается действию  $a_2$ , если оно имеет большее значение по  $G_1$ , невзирая на то, насколько оно является хорошим или плохим по другим критериям. Только если значения  $G_1$  для них совпадают, вводится в рассмотрение критерий  $G_2$  и т.д. [26,41].

Такой способ упорядочения позволяет искусственно разбивать всю область принятия решений  $G$  на зоны. Принцип разбиения опирается на накопленный в практике эксплуатации опыт. Критерии управления при этом внутренне непротиворечивы и логически обоснованы, что дает серьезные преимущества для формализации управления в условиях АСУ ТП. С другой стороны, нужно отчетливо представлять, что такой подход основывается на определенных допущениях, в рамках которых реализуется предлагаемый способ управления составом агрегатов на станции. Управление режимами работы станции осуществляется на основе реализации следующих критериев (стратегий) управления [42].

*Стратегия 1* реализуется в зоне поиска оптимального решения при неизменном составе работающего оборудования посредством перераспределения нагрузки между включенными агрегатами с учетом их эксплуатационного состояния.

*Стратегия 2* реализуется в зоне поиска оптимального решения отключением агрегатов из числа работающих с учетом эксплуатационного состояния.

*Стратегия 3* реализуется в зоне поиска оптимального решения включением резервных агрегатов с учетом их предыдущего эксплуатационного состояния.

Дополнительными признаками (ключами) для реализации той или иной стратегии могут быть два режимных параметра: изменение активной мощности

станции относительно фактической или плановой ( $P \pm \Delta P$ ) и степень изменения эксплуатационного состояния  $R$  относительно  $R_{\text{доп}}$  или  $R_{\text{пр}}$ .

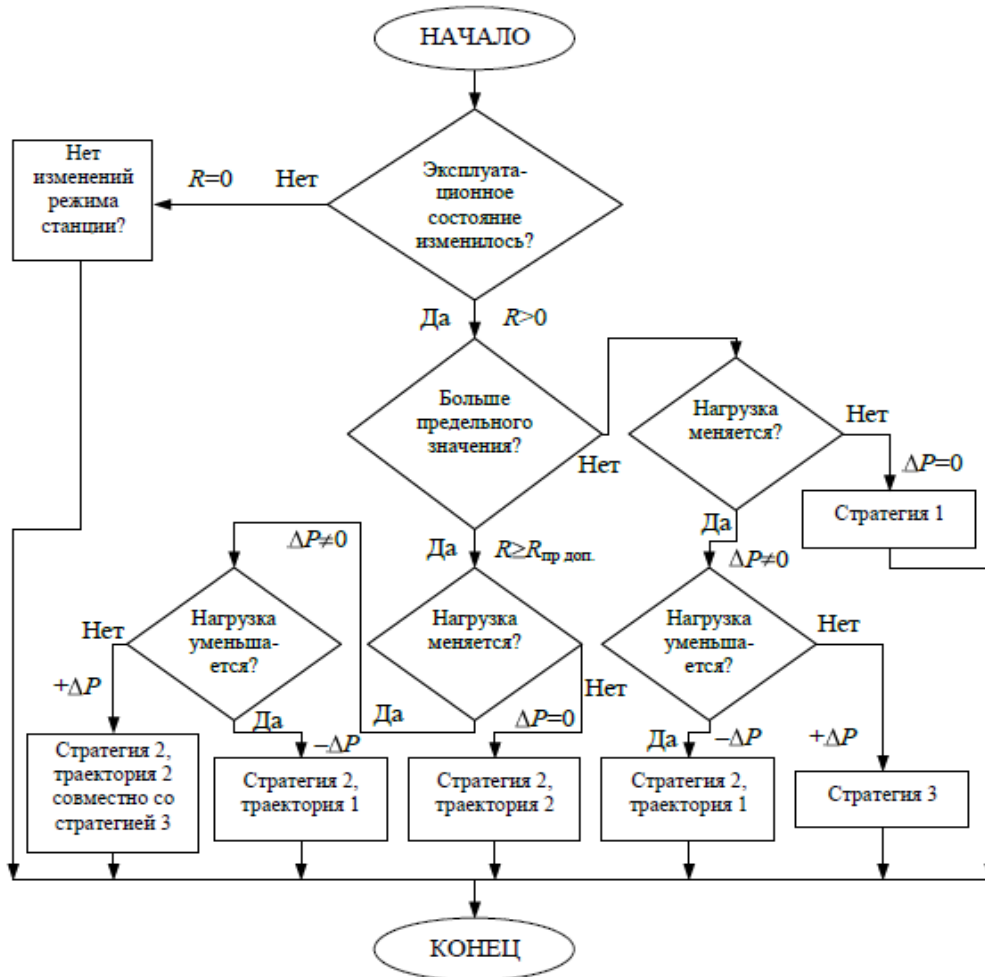


Рисунок 2.7 - Схема поиска решений на основе лексикографического упорядочивания критериев

Методы многокритериальной оптимизации являются наиболее актуальными в задачах, где присутствует влияние субъективных факторов при принятии решения и стоит задача выбора из нескольких возможных альтернатив.

На мелких гидроэлектростанциях, не выполняющих регулирующих функций в энергосистеме, применение многокритериальных методов оптимизации нецелесообразно, поскольку довольно часто ведение режима выполняется автоматически, отсутствует персонал станции и изменения в условиях работы происходят крайне редко. В таких системах разумно

применение однокритериальных методов оптимизации с критерием максимизации экономичности режима работы.

Однако на крупных гидроэлектростанциях оценка гидроагрегатов лишь с позиции одного критерия (довольно часто - экономичности) в определённых ситуациях может представлять опасность для нормальной работы ГЭС. К примеру, агрегат с хорошими экономическими показателями может иметь эксплуатационное состояние близкое к аварийному.

В связи с этим возникает необходимость поиска методов многокритериальной оптимизации, способных расширить область управления режимами станции.

Следует отметить, что наиболее рациональным является использование различных методов оптимизации в зависимости от состояния оборудования на станции.

Методы однокритериальной оптимизации могут быть использованы в ситуациях, когда эксплуатационное состояние гидроагрегатов в пределах нормы и не выходит за границы нормальных параметров. В этом случае выбор состава агрегатов может осуществляться по одному из описанных в разделе 2.2 методов. Однако нарушение эксплуатационного состояния хотя бы одного гидроагрегата на станции требует рассмотрения задачи оптимизации как двухкритериальной и использования методов поиска компромисса между имеющимися критериями.

## Выводы по главе

Подводя итог по второй главе можно сделать следующие выводы:

1. Подсистема РУСА является мощным средством управления режимами работы гидроагрегатов ГЭС. Однако эффективность работы данной подсистемы в первую очередь зависит от метода оптимизации, заложенного в ней для решения данных задач.
2. Еще в 70-х годах XX века под руководством профессора Филипповой Т.А. были разработаны оптимизационные алгоритмы управления составом гидроагрегатов на основе методов «ветвей и границ», «направленного перебора вариантов» и «динамического программирования». Методы основаны на принципе поиска оптимального решения по одному доминирующему критерию – критерию экономичности режима работы гидроагрегатов. Такой подход является довольно простым и удобным, а также не требует больших вычислительных мощностей, что являлось актуальным для вычислительных машин того времени, однако он не всегда позволяет получить эффективное решение в такой многокритериальной и слабоструктурированной системе как гидроэлектростанция.
3. В ситуациях, когда использование методов однокритериальной оптимизации является неэффективным, поиск решения может быть осуществлён на основе многокритериального подхода. Использование методов скаляризации, справедливого компромисса, поиска Парето-оптимальных решений и т.д. позволяет производить поиск решений с учётом нескольких, порой абсолютно противоречивых критериев в тех ситуациях, когда управление лишь по критерию экономичности режима работы гидроагрегатов может оказаться не только неэффективным, но и опасным.
4. Наиболее разумным представляется совместное использование методов однокритериальной и многокритериальной оптимизации на

гидроэлектростанции. В зависимости от сложившейся на станции ситуации могут быть применены, либо методы однокритериальной оптимизации, когда все критерии находятся в пределах нормальных значений и выбор производится из соображений максимальной экономической эффективности, либо методы многокритериальной оптимизации, когда эксплуатационная надежность выходит за пределы нормальных значений и требуется поиск компромисса между двумя критериями, чтобы не допустить нарушения работы гидроагрегатов и при этом обеспечить их высокую экономическую эффективность.

### **3. МОДЕЛИ КРИТЕРИЕВ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТОВ**

В предыдущей главе были рассмотрены существующие на сегодняшний день методы управления составом агрегатов ГЭС. В основе применяемых в настоящее время на действующих гидроэлектростанциях алгоритмов лежат принципы однокритериальной оптимизации, где в роли основного критерия выступает экономичность режима работы ГЭС. Однако подобная стратегия управления не всегда даёт возможность найти оптимальное решение в ситуациях, когда не учёт эксплуатационного состояния гидроагрегатов может привести к большим потерям вследствие нарушения нормальной работы оборудования и аварий.

Представленные методы поиска оптимальных решений на основе нескольких критериев позволяют решить данную проблему и значительно расширить возможности управления агрегатами ГЭС. Однако основным недостатком большей части данных методов являются необходимость в проведении сложного экспертного анализа, позволяющего получить условно-количественные оценки в рамках определённой ситуации. Даже незначительное изменение ситуации требует пересмотра экспертных оценок. Кроме того, сравнение критериев требует приведение их к единым единицам измерения, что также представляет существенную трудность.

Для решения этой проблемы может быть использован более универсальный подход - теория возможностей. Данная теория была разработана Д. Дюбуа и А. Прадом во второй половине XX века на основе теории нечетких множеств Л. Заде [43].

Теория нечетких множеств и теория возможностей имеют ряд преимуществ, в сравнении с традиционными методами оптимизации:

1. Возможность обработки и сравнения разнородной информации, с помощью приведения к единым безразмерным единицам;



2. Возможность ранжировки разнородных параметров по степени их превосходства друг над другом;
3. Возможность работы с лингвистическими оценками (оценки типа: хорошо, удовлетворительно, плохо);
4. Возможность представления результатов в форме, удобной для восприятия лица принимающего решения.

Всё это позволяет говорить о возможности формирования новой методики управления составом ГА ГЭС, которая значительно расширит возможности управления режимами станции.

В данной главе будут рассмотрены модели критериев эксплуатационной надежности и экономичности гидроагрегатов, реализованные на основе математического аппарата теории нечетких множеств, с целью приведения критериев к единым единицам измерения для дальнейшей обработки и формирования решений по управлению составом гидроагрегатов на станционном уровне.

### **3.1 Формирование обобщённого критерия эксплуатационной надежности гидроагрегатов**

Эксплуатационная надежность – это сохраняемость исходных физико-механических свойств объекта в пределах необходимых и достаточных для безотказной работы объекта в режиме эксплуатационных нагрузок в течение заданного промежутка времени [1].

Значение критерия эксплуатационной надежности тесно связано с параметрами эксплуатационного состояния гидроагрегатов ГЭС.

Однако параметры, по которым осуществляется контроль эксплуатационного состояния гидроагрегата, весьма многочисленны и имеют различную размерность, а также различные диапазоны измерений.

На рисунке 3.1 приведены основные группы параметров эксплуатационного состояния гидроагрегата. Также приведены параметры состояния проточного тракта, поскольку контроль эксплуатационного состояния гидроагрегатов высоконапорных ГЭС не может быть полным без учёта состояния этой группы параметров.



Рисунок 3.1 - Параметры эксплуатационной надежности гидроагрегата

Наличие столь большого количества параметров контроля удобно для оценки состояния отдельных узлов и элементов гидроагрегата, однако на станционном уровне такой объем информации является избыточным для принятия решений о выборе того или иного состава ГА.

В связи с этим необходимо формирование обобщенного критерия, который мог бы характеризовать эксплуатационное состояние гидротурбины,

генератора, трансформатора и проточного тракта. Эта задача требует разработки специальных процедур приведения параметров к единой размерности, а также их ранжирования, так как параметры имеют различную важность для принятия решения [44].

Теория нечетких множеств предлагает довольно простой и удобный математический аппарат для реализации этих целей.

Рассмотрим методику оценивания, состоящую из нескольких этапов[45,46]:

1. «Базовая» оценка характеризует важность контролируемых параметров ГЭС (с точки зрения их информационной ценности для принятия решения) вне зависимости от текущей ситуации:

$$B(\Pi_i) = (R_n, i = 1, \dots, n), \quad (3.1)$$

где  $i$  - номер контролируемого параметра  $\Pi$ , 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.

$$T(\Pi_i) = (R_n, j = 1, \dots, n), \quad (3.2)$$

где  $j$  - номер контролируемого параметра  $\Pi$ , значение которого в текущий момент времени  $t$  отклоняется (или не отклоняется) от номинального значения. Для параметров, значения которых находятся в пределах нормальной работы, такая оценка равна нулю.

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

$$J(\Pi_i) = (R_n, B(\Pi_i) \times T(\Pi_i) \quad i = 1, \dots, n). \quad (3.3)$$

На основе  $J(\Pi_i)$  может быть сформирован единый критерий эксплуатационной надежности гидроагрегата.

Предполагается представить параметры, характеризующие эксплуатационное состояние элементов ГЭС в виде нечетких интервалов (функций принадлежности).

На рисунке 3.2 проиллюстрирован алгоритм описанной методики. Представлена схема формирования результирующей оценки, где отмечены источники информации, на основании которых формируются базовые и текущие оценки. Из рисунка видно, что функции принадлежности несут важнейшую функцию, так как выполняют роль преобразователя информации для оценки эксплуатационного состояния параметров ГЭС [47].

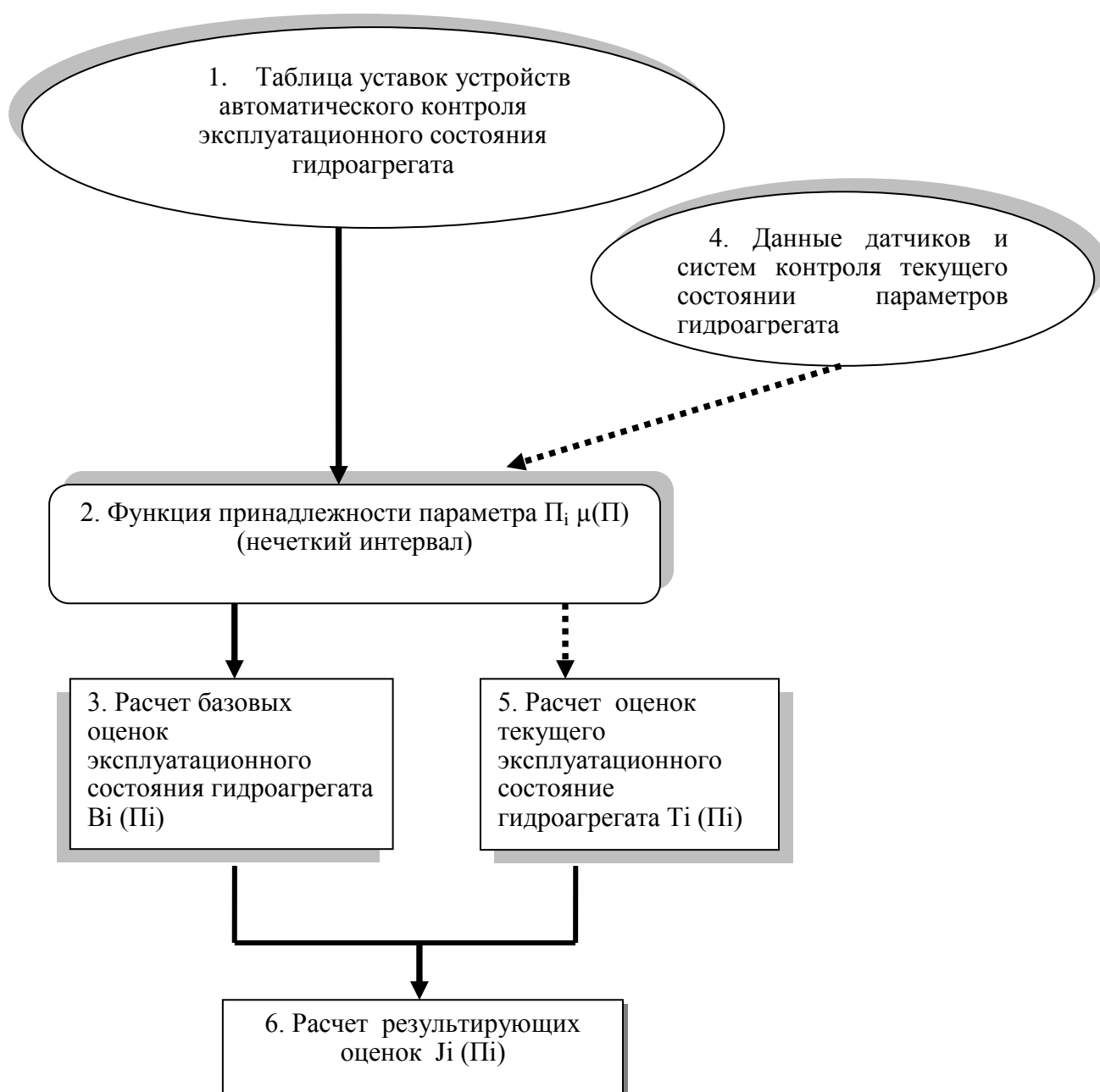


Рисунок 3.2 - Схема формирования результирующих оценок эксплуатационного состояния

### Получение нечетких интервалов и функций принадлежности

Функция принадлежности нечеткого множества – это обобщение характеристической функции классического множества, представляющая степень принадлежности каждого значения параметра к цели управления [48].

Целью управления в данном случае является достижения параметром уровня нормальных значений и как следствие, максимальной надежности гидроагрегата.

Нечеткий интервал является графическим изображением функции принадлежности параметра.

Нечеткие интервалы параметров контроля строятся на основе карт уставок релейной защиты и автоматики гидрогенератора.

Общий вид нечеткого интервала представлен на рисунке 3.3.

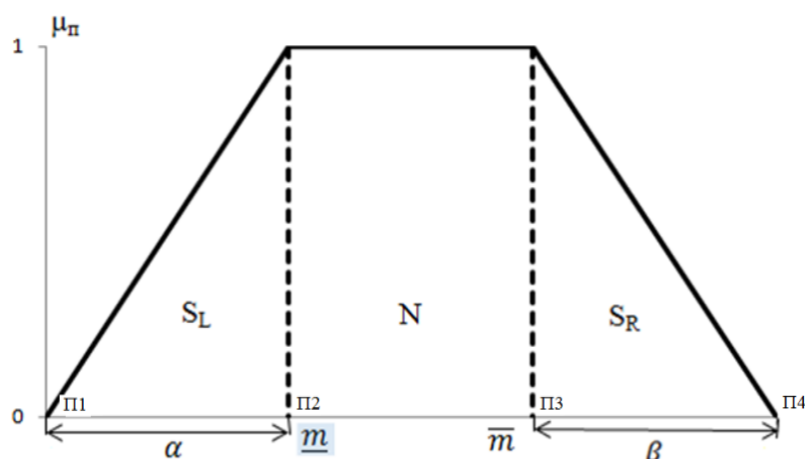


Рисунок 3.3 - Общий вид нечеткого интервала; N – ядро нечеткого интервала (номинальные значения параметра),  $S_L$ ,  $S_R$  – левый и правый носители нечеткости (зона ухудшения параметра),  $m$ ,  $\bar{m}$  – Нижняя и верхняя границы ядра нечеткого интервала.

Это форма представления значений параметров позволяет учитывать одновременно и номинальный диапазон значений (ядро нечеткого интервала), и диапазон ухудшения состояния параметра начиная от момента срабатывания предупредительной сигнализации и вплоть до значения аварийного отключения (левый и правый носители нечёткости) [49].

На оси абсцисс располагаются значения параметра (градусы, амперы, метры, относительные единицы и т.д.). На оси ординат располагаются значения функции принадлежности значений параметров.

Параметры гидроагрегата, имеющие зону превентивного управления, могут быть представлены в виде нечетких интервалов трех типов (рисунок 3.4).

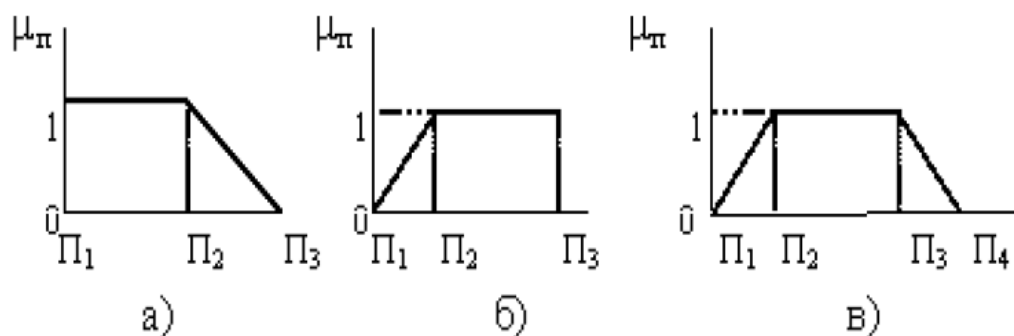


Рисунок 3.4 - Виды нечетких интервалов

Нечеткий интервал (рисунок 3.4, а) представляет процесс контроля за повышением значением параметра  $\Pi$  до его максимального значения, после которого происходит автоматическое отключение гидроагрегата. Параметрическим описанием этого интервала является  $N = (\underline{m}, \overline{m}, \alpha, 0)$ . Нечеткий интервал (рисунок 3.4, б) характеризует процесс контроля за понижением значения параметра  $\Pi$  до его минимального значения. Параметрическое описание следующее  $N = (\underline{m}, \overline{m}, 0, \beta)$ . Нечеткий интервал (рисунок 3.4, в) характеризует процесс поддержания контролируемого параметра в нормальном диапазоне. Контроль осуществляется за снижением и повышением параметра. Параметрическим описанием этого вида нечеткого интервала является  $N = (\underline{m}, \overline{m}, \alpha, \beta)$  [50].

Каждый из контролируемых параметров имеет как различную размерность, так и различный диапазон изменения значений контролируемого параметра.

Для приведения значений параметра к единым безразмерным единицам для нечеткого интервала первого типа необходимо воспользоваться следующими формулами:

$$\underline{m}^* = \frac{\Pi_1}{\Pi_1} \cdot 100\%, \quad \overline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_1} \cdot 100\%, \quad \beta^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_1} \cdot 100\% - \overline{m}^*. \quad (3.4)$$

В качестве примера нечеткого интервала первого типа на ГЭС может быть представлен параметр температурного контроля обмотки статора генератора (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Параметрическое описание интервала первого типа

Параметры интервала	Номинальные значения параметра (°C)	Приведённые значения параметра
Нижнее модальное значение нечёткого интервала $\underline{m}$	49	$\underline{m}^* = \frac{49}{49} \cdot 100\% = 100$
Верхнее модальное значение нечёткого интервала $\overline{m}$	55	$\overline{m}^* = \frac{55}{49} \cdot 100\% = 112,5$
Левый коэффициент нечеткости $\alpha$	-	-
Правый коэффициент нечеткости $\beta$	20	$\beta^* = \frac{75}{49} \cdot 100\% - 112,5 = 40,56$
Общий вид уравнения носителя нечеткости	$\mu(x) = 1 - 0,025 \cdot (x - 112,25)$	

На рисунке 3.5 изображен нечеткий интервал значений данного параметра в номинальных единицах и в относительных единицах, а также приведена функция принадлежности для данного интервала.

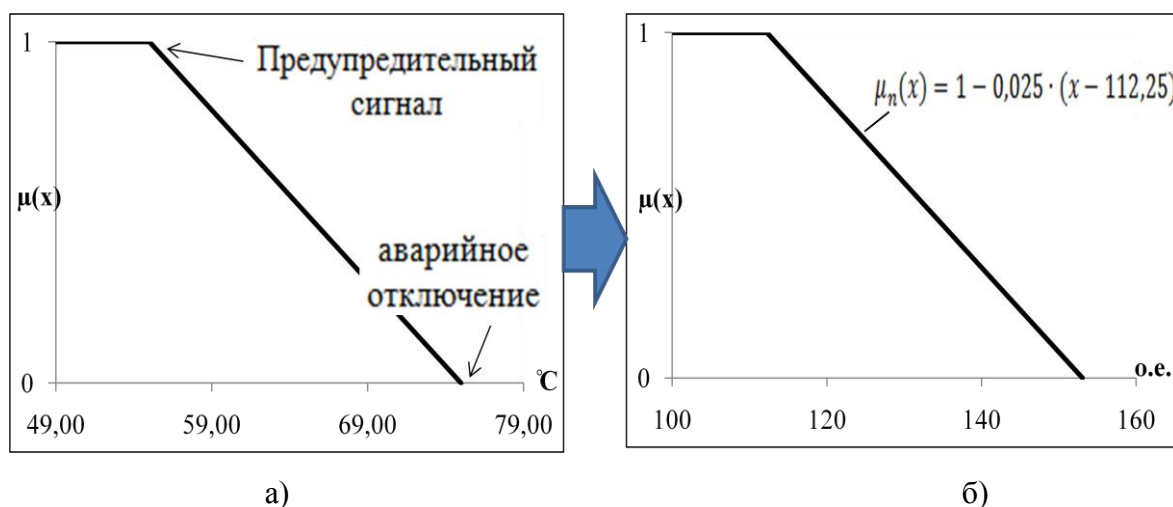


Рисунок 3.5 – Получение функции принадлежности для увеличения температуры обмотки статора генератора: а) в номинальных единицах (°C), б) в относительных единицах

Для интервала второго типа формулы приведения будут выглядеть следующим образом:

$$\underline{m}^* = \frac{\Pi_2}{\Pi_3} \cdot 100\%, \overline{m}^* = \frac{\Pi_3}{\Pi_3} \cdot 100\%, \alpha^* = \underline{m}^* - \frac{\Pi_1}{\Pi_3} \cdot 100\%. \quad (3.5)$$

В качестве примера нечетного интервала второго типа на ГЭС может быть

представлен параметр защиты от снижения расхода на охлаждения тиристорного преобразователя (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Параметрическое описание интервала второго типа

Параметры интервала	Номинальные значения параметра ( $m^3/c$ )	Приведённые значения параметра
Нижнее модальное значение нечёткого интервала $\underline{m}$	11,25	$\underline{m}^* = \frac{11,25}{15} \cdot 100\% = 75$
Верхнее модальное значение нечёткого интервала $\overline{m}$	15	$\overline{m}^* = \frac{15}{15} \cdot 100\% = 100$
Левый коэффициент нечеткости $\alpha$	3,75	$\alpha^* = 75 - \frac{7,5}{15} \cdot 100\% = 25$
Правый коэффициент нечеткости $\beta$	-	-
Общий вид уравнения носителя нечеткости	$\mu(x) = 0,04 \cdot (x - 50)$	

На рисунке 3.6 изображен нечеткий интервал значений данного параметра в номинальных единицах и в относительных единицах.

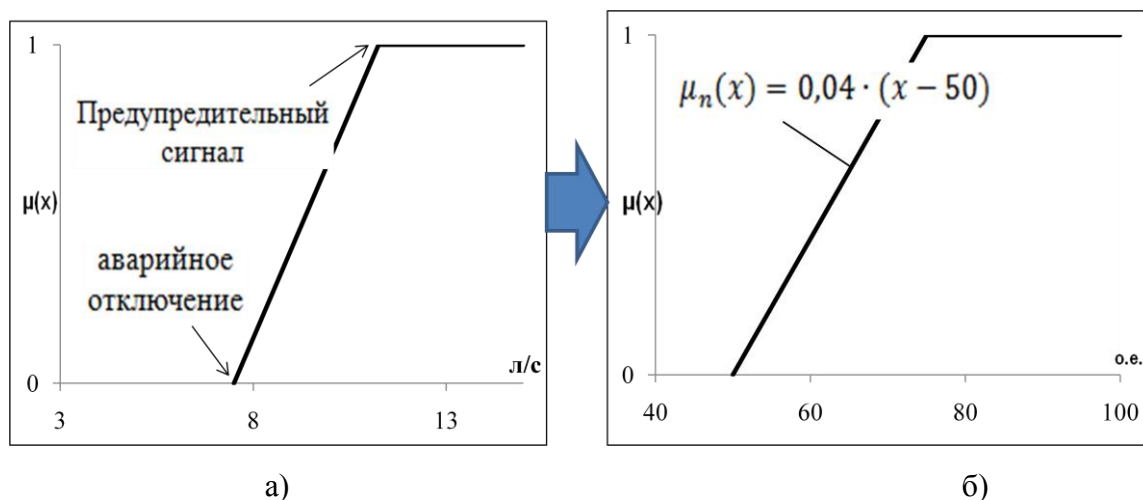


Рисунок 3.6 – Получение функции принадлежности для параметра защиты от снижения расхода воды на охлаждение тиристорного преобразователя: а) в номинальных единицах (л/с), б) в относительных единицах

Интервал третьего типа представляется как совокупность интервалов первого и второго типов. Формулы унифицированного пересчёта для интервала второго типа остаются теми же самыми, а для нечеткого интервала первого типа в основное выражение вносятся следующие коррективы:



$$П_1 = П_2, П_2 = П_3, П_3 = П_4. \quad (3.6)$$

В качестве примера нечетного интервала третьего типа на ГЭС может быть представлен параметр контроля давления в гидроаккумуляторе маслонапорной установки (МНУ) (таблица 3.3).

Таблица 3.3 Параметрическое описание нечеткого интервала третьего типа

Параметры интервала	Номинальные значения параметра (МПа)	Приведённые значения параметра
Нижнее модальное значение нечёткого интервала $\underline{m}$	56	$\underline{m}_r^* = \frac{56}{56} \cdot 100\% = 100$ $\underline{m}_l^* = \frac{56}{62,2} \cdot 100\% = 90$
Верхнее модальное значение нечёткого интервала $\overline{m}$	62,2	$\overline{m}_r^* = \frac{62,2}{56} \cdot 100\% = 111,07$ $\overline{m}_l^* = \frac{62,2}{62,2} \cdot 100\% = 100$
Левый коэффициент нечеткости $\alpha$	11	$\alpha^* = 90 - \frac{45}{62,2} \cdot 100\% = 17,6$
Правый коэффициент нечеткости $\beta$	1,8	$\beta^* = \frac{64}{56} \cdot 100\% - 100 = 14,3$
Общий вид уравнения носителя нечеткости	$\mu_r(x) = 1 - 0,07 \cdot (x - 111,07)$ $\mu_l(x) = 0,056 \cdot (x - 72,34)$	

На рисунке 3.7 изображен нечеткий интервал значений данного параметра в номинальных единицах и в относительных единицах.

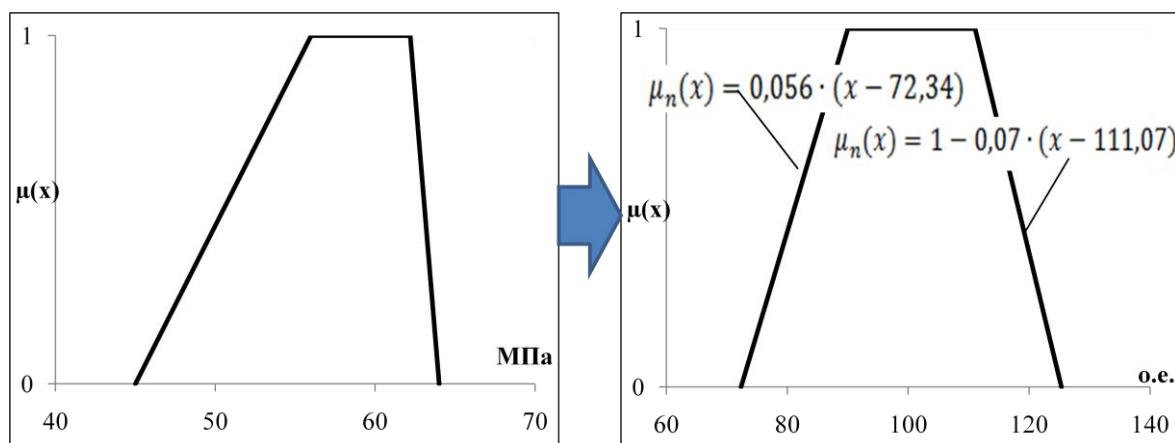


Рисунок 3.7 – Получение функции принадлежности для параметра контроля давления в гидроаккумуляторе МНУ: а) в номинальных единицах (МПа), б) в относительных единицах

В общей сложности обработано более 100 параметров эксплуатационного состояния гидроагрегатов, гидротурбин и трансформаторов ГЭС. Из них отобраны 46 параметров имеющих зону превентивного управления и для них рассчитаны функции принадлежности.

Было определено, что 39 параметров могут быть представлены нечеткими интервалами первого типа (невозрастающий интервал), 8 параметров представлены нечеткими интервалами второго типа (неубывающий интервал) и 2 параметра третьего типа (трапециевидный интервал).

#### *Оценка эксплуатационного состояния проточного тракта*

Особого внимание заслуживает построение функций принадлежности параметров проточного тракта ГА.

Проточный тракт гидротурбин СШГЭС представляет собой сталежелезобетонную нетрещеностойкую конструкцию. Его можно разделить на три основные части – это водовод, анкерные опоры и спиральная камера. В каждой части можно выделить четыре основных элемента – это стальная оболочка, внутренний слой арматуры, внешний слой арматуры и бетон [51].

Проточный тракт СШГЭС имеет протяженную конструкцию. Для контроля его состояния по всей длине выбрано 11 сечений (рисунок 3.8). В этих сечениях при строительстве была заложена контрольно-измерительная аппаратура (КИА).

В качестве основных параметров, по которым ведётся контроль эксплуатационного состояния, рассматриваются механические напряжения на участках проточного тракта. Так как при превышении допустимых пределов может произойти прорыв напорного фронта, что приведёт к серьёзной аварии на станции.

Во всех элементах осуществляется контроль осевых напряжений на сжатие и растяжение.

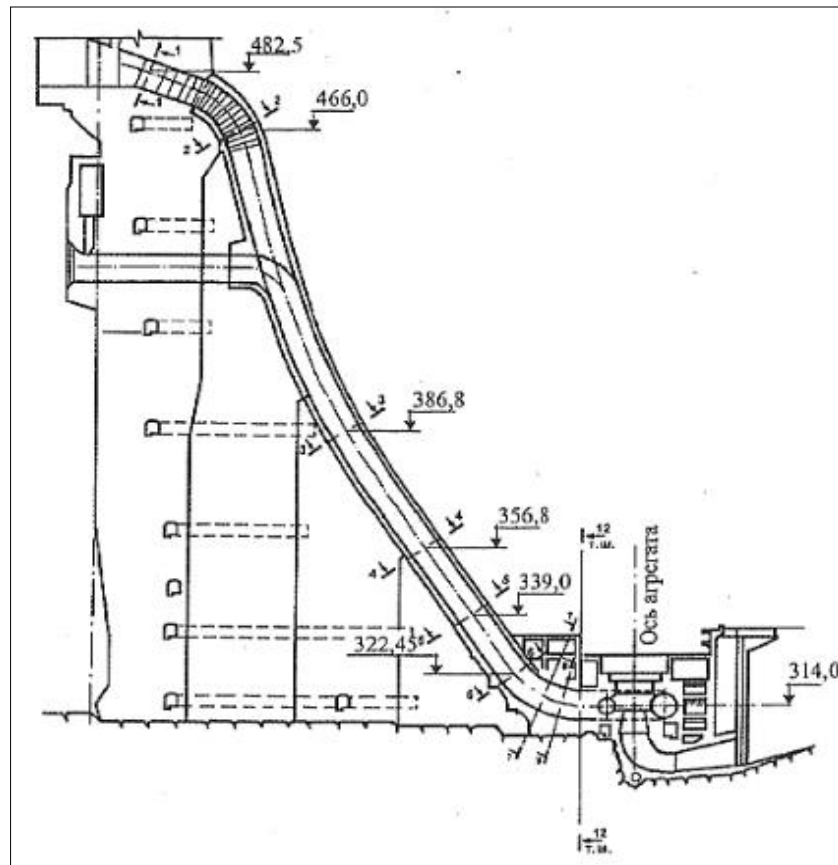


Рисунок 3.8 - Поперечный разрез проточного тракта СШГЭС

Для элементов проточного тракта нет карт уставок, в которых указываются предельно допустимые значения. Поэтому в качестве предельного механического напряжения в каждом элементе приняты значения предела текучести материала, так как при превышении предела текучести наступают необратимые деформации.

В ходе анализа данных из рассмотрения были исключены параметры контроля механических напряжений в облицовочном бетоне водовода, так как по условиям эксплуатации бетон является не стойким к трещинообразованию. Это допускает в нем появление трещин. На участках, где произошло трещинообразование, вся нагрузка перераспределяется на металлическую оболочку.

Было отобрано 16 параметров контроля кольцевых напряжений в стальной оболочке и кольцевой арматуре, по которым будет производиться оценка эксплуатационного состояния.

Верхней границей номинального интервала приняты расчетные кольцевые напряжения при отметке верхнего бьефа равной НПУ. Расчёт напряжений производился по формуле:

$$\sigma = p \cdot \frac{R}{d}, \quad (3.7)$$

где  $p$  – внутреннее давление, МПа;  $R$  – радиус кольца, м;  $d$  – толщина кольца, м.

Также следует принять во внимание, что в процессе работы элементы проточного тракта подвергаются длительным нагрузкам. Поэтому при расчете максимальных значений напряжений был учтен коэффициент надёжности по условиям работы:

$$\sigma_{авар} = \sigma_{0,2} \cdot k_n, \quad (3.8)$$

где  $\sigma_{0,2}$  – предел текучести материала,  $k_n = 0,9$  – коэффициент надёжности по условиям работы сооружения в соответствии с [4].

В работе [52] указано, что в кольцевых элементах преобладают растягивающие напряжения. Сжимающие напряжения в нормальном режиме работы не наблюдаются. Либо они незначительны настолько, что ими можно пренебречь при моделировании интервала.

Рассчитанные по данной методике значения механических напряжений металлической оболочки и кольцевой арматуры в сечениях водоводов Саяно-Шушенской ГЭС представлены в приложении А.

Напряжения в элементах проточного тракта могут быть представлены в виде нечёткого интервала первого типа (рисунок 3.9).

Особенностью нечетких интервалов параметров проточного тракта является отсутствие площадки нормальных значений при приведении параметров напряженности водовода в относительные единицы.

В таблице 3.4 представлен пример расчета нечеткого интервала и функции принадлежности для параметра контроля механических кольцевых напряжений оболочки водовода в сечении 1-1.

Таблица 3.4 – параметрическое описание нечеткого интервала для параметров эксплуатационного состояния проточного тракта

Параметры интервала	Номинальные значения параметра (МПа)	Приведённые значения параметра
Нижнее модальное значение нечёткого интервала $\underline{m}$	59,08	$\underline{m}^* = 100$
Верхнее модальное значение нечёткого интервала $\overline{m}$	59,08	$\overline{m}^* = 100$
Левый коэффициент нечеткости $\alpha$	249,92	$\alpha^* = \frac{309}{59,08} \cdot 100\% - 100 = 423$
Правый коэффициент нечеткости $\beta$	-	-
Общий вид уравнения носителя нечеткости	$\mu(x) = 1 - 0,003 \cdot (x - 100)$	

На рисунке 3.9 изображен нечеткий интервал значений данного параметра в номинальных единицах и в относительных единицах, а также приведена функция принадлежности для данного интервала.

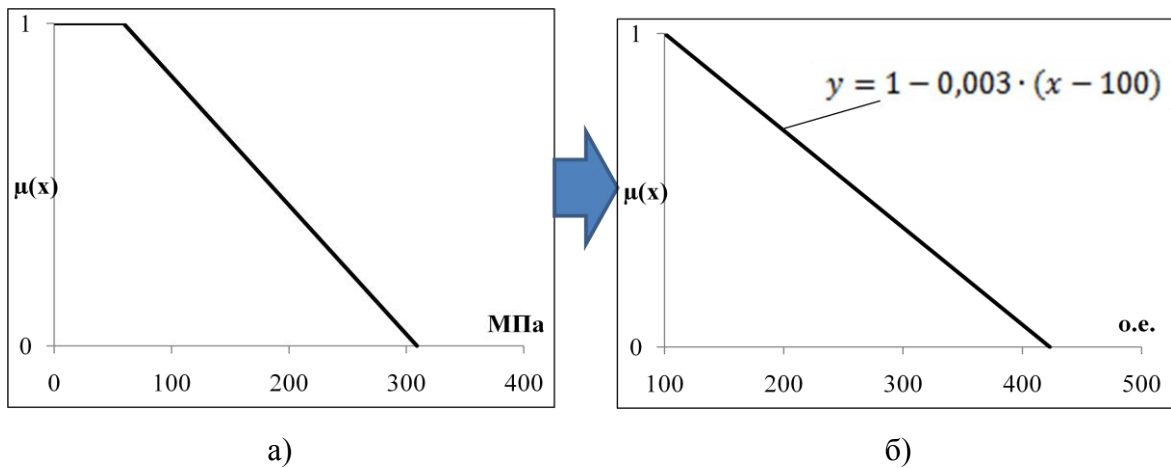


Рисунок 3.9 - Получение функции принадлежности для параметра повышения механических кольцевых напряжений оболочки водовода в сечении 1-1: а) в номинальных единицах (МПа), б) в относительных единицах

*Расчёт «базовых» оценок эксплуатационных параметров.*

Как уже было сказано выше, основная цель расчета базовых оценок – это определение степени важности параметров по отношению друг к другу.

Наиболее распространенным способом получения данных оценок, как уже было проиллюстрировано в главе 2, является проведение экспертизы на станции. Однако это мероприятие требует немалых финансовых затрат и сопряжено с рядом трудностей, таких как: набор группы специалистов, компетентных в данной области; сложность анализа и обработки информации, полученной от экспертов и т.д.

Представление функций принадлежности в виде нечеткого интервала является удобной формой описания нечетких величин и даёт возможность исчислять эти величины, в частном случае, сравнивать их между собой. Последнее обстоятельство является особенно важным, так как становится возможным проанжировать их на основании некоторого набора численных мер, то есть иными словами «взвесить» их по информационной ценности для принятия решения ЛПР [53].

Для упорядочения множества, состоящего из  $n$  нечетких интервалов  $\{N_1, N_2, \dots, N_n\}$  можно использовать способ нечетких отношений, полученных попарным сравнением интегралов  $N_i$ . Тогда обобщенный показатель превосходства можно определить как тот факт, что интервал  $N_i$  превосходит «самый большой» из интервалов  $N_j, j \neq i$ , то есть построить четыре показателя превосходства [54]:

$\text{Pos}(\bar{Y}_1 \geq \underline{Y}_2)$  – 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  $Y_1$  параметра 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 крайней 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  $Y_2$ . Этот показатель является мерой строгого доминирования одного интервала над другим.

Предположим, имеются два нечетких интервала  $N_1$  и  $N_2$ , изображенные на рисунок 3.10. Задача непосредственного вычисления значений четырех показателей сравнения сводится к отысканию точек пересечения соответствующих функций принадлежности.

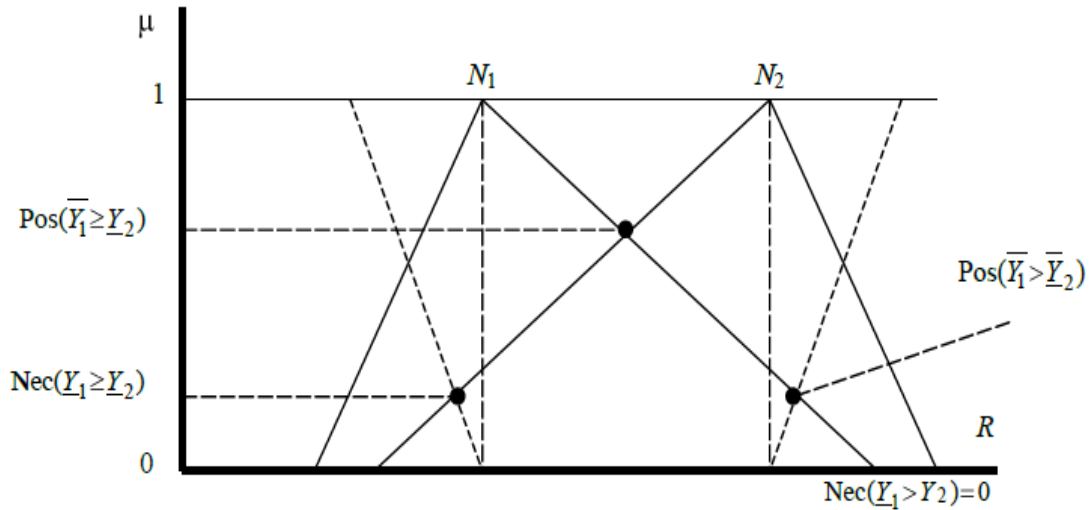


Рис. 3.10 - К сравнению нечетких интервалов

Подробное описание процедуры выведения выражений для расчета мер возможности ухудшения параметров представлена в работах [22,43].

В результате получены следующие выражения:

$$\text{Pos}(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_2) = \max(0, \min(1, (\bar{m}_1 - \bar{m}_2 + \beta_1) / (\beta_1 + \beta_2))), \quad (3.9)$$

$$\text{Nec}(\underline{Y}_1 \geq \underline{Y}_2) = \max(0, \min(1, (\underline{m}_1 - \underline{m}_2 + \alpha_2) / (\alpha_1 + \alpha_2))), \quad (3.10)$$

$$\text{Pos}(\bar{Y}_1 \geq \underline{Y}_2) = \max(0, \min(1, 1 + (\bar{m}_1 - \underline{m}_2) / (\beta_1 + \alpha_2))), \quad (3.11)$$

$$\text{Nec}(\underline{Y}_1 > \bar{Y}_2) = \max(0, \min(1, (\underline{m}_1 - \bar{m}_2) / (\alpha_1 + \beta_2))). \quad (3.12)$$

Процедуру сравнения можно значительно упростить в зависимости от вида сравниваемого параметра [55].

Так, для невозрастающего нечеткого интервала достаточно рассчитать только одну меру превосходства  $\text{Pos}(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_2)$ , так как у интервала нет левого носителя нечеткости [22].

При сравнении  $n$  нечетких интервалов получим  $(n-1)$  значений возможностных мер  $\text{Pos}_{1-2}, \text{Pos}_{1-3}, \dots, \text{Pos}_{1-n}$ , причем результирующая возможностная мера  $\text{Pos}(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_j)$  при  $j \neq 1$ , определяется исходя из требований

нормализации функций принадлежности, т.е. ее значение должно находиться в интервале  $[0,1]$ .

$$\text{Pos}(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_2) = \max(0, \min(1, \text{Pos}_{1-2}, \text{Pos}_{1-3}, \dots, \text{Pos}_{1-n})) . \quad (3.13)$$

Упрощения и расчет показателей превосходства аналогичны для неубывающего и трапециевидного интервалов [55].

Рассмотрим пример получения результирующей меры возможности при сравнении одного параметра с другими. Расчет проводится для Саяно-Шушенской ГЭС.

Расчет результирующей меры возможности для параметра  $N_1$ - температура дистиллята на выходе из статора. Сравним его с другими четырьмя параметрами. Все сравниваемые параметры описываются нечеткими интервалами второго типа. Параметрические описания нечетких интервалов и функции принадлежности данных параметров приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – К сравнению нечетких интервалов

Параметр эксплуатационного состояния	Ед. изм	Параметрическое описание	Функция принадлежности
Контроль температуры дистиллята на выходе из статора	°С	$N(100;160;0;40)$	$\mu(x) = 1 - 0,025 \cdot (x - 160)$
Контроль абсолютного рад. виброперемещения генераторного подшипника в направлении нижнего бьефа	мкм	$N(100;186,67;0;46,6)$	$\mu(x) = 1 - 0,021 \cdot (x - 186,6)$
Контроль температуры обмотки статора гидрогенератора	°С	$N(100;112,25;0;40,8)$	$\mu(x) = 1 - 0,025 \cdot (x - 112,25)$
Контроль давления ТВС в теплообменниках трансформатора	МПа	$N(100;175,0;50)$	$\mu(x) = 1 - 0,02 \cdot (x - 175)$
Контроль относительного виброперемещения диска подпятника со стороны нижнего бьефа	мкм	$N(100;170,3;0;37)$	$\mu(x) = 1 - 0,027 \cdot (x - 170)$



Для сравнения невозрастающих интервалов воспользуемся расчетной формулой (3.9).

$$Pos(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_2) = Pos_{1-2} = \max(0, \min(1, \left(\frac{(160-186,67+40)}{40+46,67}\right))) = 0,153,$$

$$Pos(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_3) = Pos_{1-3} = \max(0, \min(1, \left(\frac{(160-112,25+40)}{40+40,82}\right))) = 0,$$

$$Pos(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_4) = Pos_{1-4} = \max(0, \min(1, \left(\frac{(160-175+40)}{40+50}\right))) = 0,278,$$

$$Pos(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_5) = Pos_{1-5} = \max(0, \min(1, \left(\frac{(160-170+40)}{40+37}\right))) = 0,39.$$

Определяем результирующую оценку («вес») параметра  $N_1$  на основе формулы (3.13)

$$Pos(\bar{Y}_1 > \bar{Y}_i) = \max(0, \min(1, 0,153; 0; 0,278; 0,39)) = 0,153.$$

Таким образом, базовая оценка первого параметра по отношению к остальным 4 параметрам равна 0,153.

Аналогичным образом рассчитываются и оценки для оставшихся параметров.

При сравнении всех 46 параметров Саяно-Шушенской ГЭС сравнение проводилось отдельно между интервалами первого второго и третьего типа.

Полный расчет оценок представлен в приложении Б.

В таблице 3.6 представлены наиболее приоритетные параметры эксплуатационного состояния ГА.

Таблица 3.6 – ранжированный ряд параметров эксплуатационного состояния гидроагрегата с учетом базовой ценности

№	наименование параметра	Ед. измерения	параметрическое описание нечеткого интервала, о.е.	POS б-Вп
1	давление в кольцевых маслоохладителях генераторного подшипника	МПа	N(100;600,0;100)	0,847
2	Относительное радиальное виброперемещение вала в районе турбинного подшипника в	мкм	N(100;236,56;0;5 3,76)	0,625

	направлении левого берега			
--	---------------------------	--	--	--

Продолжение таблицы 3.6

№	наименование параметра	Ед. измерения	параметрическое описание нечеткого интервала, о.е.	POS б-Вп
3	расход воды через уплотнение вала	м <sup>3</sup> /с	N(49,2;100;8,2;0)	0,618
4	Контроль расхода воды на охлаждение подпятника	м <sup>3</sup> /с	N(66,67;100;33,34;0)	0,382
5	Абсолютное вертикальное виброперемещение турбинного подшипника со стороны нижнего бьефа	мкм	N(100;224;0;56)	0,375
6	Относительное радиальное виброперемещение вала в районе турбинного подшипника в направлении нижнего бьефа	мкм	N(100;218,9;0;49,75)	0,349
7	защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора	А	N(100;800,0;1857,14)	0,330
8	Абсолютное радиальное виброперемещение турбинного подшипника в направлении левого берега	мкм	N(100;215,38;0;53,85)	0,303
9	Контроль расхода воды на смазку подшипника в турбине	м <sup>3</sup> /с	N(65,53;100;26,21;0)	0,287
10	защита от понижения расхода воды на охлаждение тиристорного преобразователя	м <sup>3</sup> /с	N(75;100;25;0)	0,286

*Получение «текущих» оценок эксплуатационных параметров.*

Как уже было сказано выше, под «текущей» понимают оценку характеризующую степень эксплуатационной надежности агрегата в момент времени  $t$ .

Источником информации о текущем состоянии параметров гидроагрегата служат показания систем мониторинга и диагностики АСУ ТП ГЭС.

Процедуры расчета текущих оценок напрямую зависят от типа нечеткого интервала рассматриваемого параметра.

При три расчете значений какого-либо параметра  $\Pi_i$  в номинальном диапазоне текущая оценка определяется как  $\mu_i^0 = 1$ .

В случае, когда контролируемый параметр описывается нечетким интервалом первого типа (рисунок 3.4 а), при выходе его значения за номинальный диапазон ( $\Pi_i > \Pi_2$ ) величина фактического замера оказывается внутри правого носителя нечеткости  $S_R$ . Его текущая оценка может быть рассчитана на основе следующего выражения:

$$\mu_i^r(\Pi_i) = 1 - (\Pi_i^* - \bar{m}_i^*)/\beta_i^*, \quad (3.14)$$

где  $\beta_i^*$  и  $\bar{m}_i^*$  рассчитываются по (3.4)  $\Pi_i^* = \frac{\Pi_i}{\Pi_3} \cdot 100$ , причем  $\Pi_i$  определяется текущим значением замера.

В случае, когда контролируемый параметр описывается нечетким интервалом второго типа (рисунок 3.4 б), при выходе фактического замера за номинальный диапазон ( $\Pi_i < \Pi_2$ ) он оказывается внутри области левого носителя нечеткости  $S_L$  и его текущая оценка может быть рассчитана следующим образом:

$$\mu_i^l(\Pi_i) = (\Pi_i^* - \Pi_1^*)/\alpha_i^*, \quad (3.15)$$

Где  $\alpha_i^*$  определяется по (3.5);  $\Pi_1^* = \frac{\Pi_1}{\Pi_3} \cdot 100$ ;  $\Pi_i^* = \frac{\Pi_i}{\Pi_3} \cdot 100$ .

При представлении контролируемого параметра в виде нечеткого интервала третьего типа (рисунок 3.4 в) значение параметра  $\Pi_i$  в определенный момент времени может оказаться либо в области левого носителя нечеткости  $S_L$ , либо в области правого носителя нечеткости  $S_R$ , поскольку одновременное снижение и увеличение значения  $\Pi_i$  является невозможным. В первом случае оценка  $\mu_i^r$  рассчитывается на основе (3.14), а во втором случае  $\mu_i^l$  определяется по (3.15) с учетом корректировки обозначений, указанных в (3.6).

Текущие оценки  $\mu_i^l$  или  $\mu_i^r$  принимают нулевое значение в том случае, когда ухудшение контролируемого параметра  $\Pi_i$  достигает уставки отключения

агрегата, а оценка  $\mu_i^0$ , как уже отмечалось, равна 1 во всем номинальном диапазоне изменения параметра  $\Pi_i$ . Очевидно, что текущие оценки в этом случае несут обратную смысловую нагрузку, нежели базовые оценки. Учитывая единую информационно-диагностическую ценность базовых и текущих оценок, суть которой может быть сформулирована как определение наихудшего режимного параметра с точки зрения эксплуатационной надежности работы агрегата, необходимо осуществить преобразование текущих оценок в вид  $(1 - \mu_i)$ . Имея в виду условие нормировки нечетких интервалов, это преобразование считаем строгим.

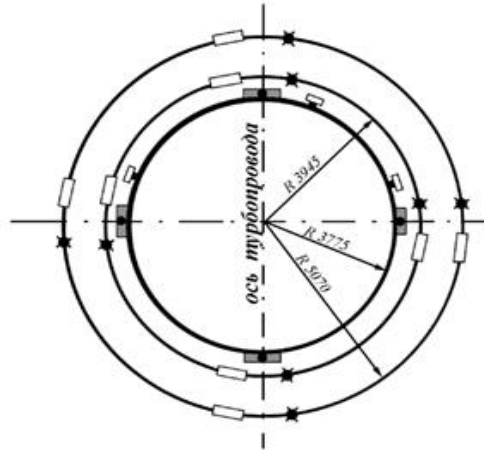
Множество текущих оценок на момент принятия решения может быть записано следующим образом:

$$T(\Pi_i) \subseteq ((1 - \mu_i^0) \cup (1 - \mu_i^r) \cup (1 - \mu_i^l) | \forall i = 1, \dots, k), \quad (3.16)$$

где  $k$  - общее число параметров, контроль за которыми был осуществлен на момент принятия решения.

Однако довольно часто контроль состояния параметра осуществляется по показаниям нескольких датчиков. Примером таких параметров могут служить: контроль радиальных перемещений направляющих подшипников, контроль напряженно-деформированного состояния в сечении водовода (рисунок 3.11), а также другие параметры, контроль за которыми осуществляется на основе нескольких показаний в различных точках ГА (системы виброконтроля, температурного контроля в различных узлах гидроагрегата и т.д.

В этом случае для получения текущей оценки используется математическое ожидание значений контролируемых параметров, т.е.  $m_{ni}$ .



Условные обозначения:

ПСАС-40		- окружной,		- продольный
ПЛДСН-150		- окружной,		- продольный
ПДС-10, 30				

Рисунок 3.11 - Схема размещения контрольно-измерительной аппаратуры в сечении водовода

ПСАС-40 – преобразователь силы арматурный струнный

ПЛДСН-150 – преобразователь линейных деформаций струнный накладной

ПДС-10,30 – преобразователь давления струнный

*Расчёт результирующих оценок эксплуатационных параметров.*

Результирующие оценки эксплуатационной надежности параметров гидроагрегата могут быть получены в качестве произведения «текущих» и «базовых» оценок контролируемых параметров.

$$J(\Pi_i) = (R_n, B(\Pi_i) T(\Pi_i) \quad i=1 \dots n). \quad (3.17)$$

Процесс формирования результирующих оценок эксплуатационного состояния представлен в таблице 3.7. В качестве текущих оценок эксплуатационной надёжности были смоделированы 3 случайных значения для параметра «давление в кольцевых маслоохладителях генераторного подшипника». В дальнейшем приведенные значения текущих оценок определяются с помощью подстановки указанных значений в уравнение функции принадлежности  $\mu(x) = 1 - 0,01 * (x - 600)$ . Данная процедура необходима для получения значений единой размерности. Это позволит в

дальнейшем сформировать результирующую оценку как произведение базовой и текущей оценки.

Таблица 3.7 – Формирование результирующей оценки параметра ГА

параметр состояния	Ф-ция принадлежности	Базовая оценка, (POSб-Вп), о.е.	Текущая оценка, Т			Результирующая оценка J= В*Т
			фактическое знач. х, МПа	Приведенное значение х, о.е.	T=1-μ(x)	
давление в кольцевых маслоохладителях ген. подшипника	μ(x) = 1-0,01*(x-600)	0,847	3,183	636,6	0,36	0,310
			3,281	656,2	0,56	0,476
			3,44	688	0,88	0,745

*Формирование обобщенного критерия эксплуатационной надежности.*

В качестве обобщенного критерия эксплуатационной надежности выбирается один из результирующих параметров гидроагрегата, значения которого наиболее близки к аварийным.

Однако следует отметить, что группы параметров эксплуатационного состояния гидроагрегата и проточного тракта имеют разные физические принципы и временные рамки изменения значений. Это указывает на различную степень приоритетности данных групп в формировании обобщенной оценки.

Поэтому обобщенные оценки эксплуатационного состояния гидроагрегата и проточного тракта формируются отдельно друг от друга

$$L_{V_k \text{ ГА}} = 1 - \max(J_{k \text{ ГА}}(\Pi_i)), \quad (3.18)$$

$$L_{V_k \text{ ПТ}} = 1 - \max(J_{k \text{ ПТ}}(\Pi_j)). \quad (3.19)$$

Данная процедура также позволяет облегчить оперативному персоналу и другим техническим службам ГЭС, контроль и оценку состояния каждого из элементов.

Итоговая оценка формируется на основании двух обобщенных оценок.

$$L_{V_k} = (L_{V_k \text{ ГА}} + L_{V_k \text{ ПТ}}) / k, \quad (3.20)$$

где,  $L_{vk \text{ ГА}}$  – обобщенная оценка эксплуатационного состояния гидроагрегата,  $L_{vk \text{ ПТ}}$  – обобщенная оценка эксплуатационного состояния проточного тракта,  $L_{vk}$  – оценка эксплуатационной надежности.

$k$  – Коэффициент, характеризующий степень приоритетности параметров.

Таким образом, мы получаем удобный инструмент для отслеживания эксплуатационного состояния гидроагрегата сразу на нескольких уровнях управления:

- Управление на нижнем «агрегатном» уровне осуществляется преимущественно оперативным персоналом в машинном зале станции в рамках контроля состояния отдельных элементов и узлов гидроагрегата. Рассматриваться в этом случае будут преимущественно результирующие оценки состояния параметров, которые служат;
- Управление на верхнем «станционном» уровне осуществляется начальником смены станции на центральном пульте управления. Представляется возможным использование обобщенных оценок состояния гидроагрегатов для выбора начальником смены станции оптимального состава работающего на станции оборудования.

### **3.2 Формирование критерия экономичности режима гидроагрегатов**

Как уже указывалась во второй главе, в качестве критерия экономичности на гидроэлектростанции могут выступать расход воды через турбину, либо КПД гидроагрегатов ГЭС. Данные величины взаимосвязаны и использование того или иного параметра в качестве критерия обусловлено особенностями оптимизационной задачи.

Источником для получения значений данных величин выступают энергетические характеристики гидроагрегатов ГЭС.

Энергетические характеристики отражают процесс преобразования подведенной энергии в полезную энергию в зависимости от определяющих параметров [56].

Они связывают такие параметры как мощность ( $N$ ), расход ( $Q$ ), напор ( $H$ ) и КПД ( $\eta$ ). Также на характеристиках могут быть учтены некоторые конструктивные особенности ГА – число оборотов турбины  $n$ , открытие направляющего аппарата и т.д. Также на их основе могут быть получены характеристики в относительных и дифференциальных показателях.

На основе характеристик отдельных гидротурбин строятся энергетические характеристики станции.

Рассмотрим основные характеристики, которые могут быть использованы для определения экономичности режима работы гидроагрегатов и всей ГЭС.

Расходная характеристика – это эксплуатационная характеристика, которая связывает между собой мощность ( $N$ ) и расход ( $Q$ ) при постоянном напоре.

$$Q = Q(N) \text{ при } H = \text{const.} \quad (3.21)$$

Рабочая характеристика – это эксплуатационная характеристика, которая представляет собой зависимость КПД от мощности при постоянном напоре.

$$\eta = \eta(N) \text{ при } H = \text{const.} \quad (3.22)$$

Удельная характеристика – это характеристика, показывающая количество затраченного расхода на единицу мощности в 1 кВт и может быть получена на основе расходной характеристики

$$q_{\text{уд}} = q_{\text{уд}}(N) \text{ при } H = \text{const.} \quad (3.23)$$

Где  $q_{\text{уд}} = \frac{Q}{N}$  – удельный расход.

Дифференциальная характеристика (характеристика относительных приростов) – дает приращение расхода воды при малом изменении мощности

$$q = \frac{\Delta Q}{\Delta N}. \quad (3.24)$$

Данная характеристика может быть получена на основе расходной эксплуатационной характеристики.



Энергетические характеристики ГЭС могут быть получены несколькими способами.

Наиболее простым способом является построение эксплуатационных характеристик на основе главной универсальной характеристики (ГУХ), предоставленной заводом-изготовителем при вводе в эксплуатацию гидротурбины.

Полученные таким способом характеристики являются одинаковыми для всех однотипных гидротурбин на станции. Однако в действительности натурные характеристики гидротурбин отличаются от характеристик, полученных путем пересчета по формулам подобия.

Данный факт обусловлен тем, что при работе электростанции происходит их естественное изменение, вызванное воздействием множества постоянных и переменных факторов.

Постоянные факторы обусловлены изменениями конструктивного характера, которые сохраняются неизменными при постоянстве соответствующих конструкций, элементов и т.д. Под переменными факторами имеются в виду факторы режимного характера, которые меняются и зависят от режимов работы оборудования и сооружений [27]. Так, например турбина может быть повреждена кавитацией и абразивными частицами, а в генераторе, главным образом подвержена старению изоляция и т.д.[27,57,58].

Для обеспечения эффективной работы станции необходимо своевременно учитывать эти изменения.

В связи с этим на ГЭС периодически проводятся натурные испытания, которые могут осуществляться либо абсолютным методом (непосредственное измерение расхода воды с помощью вертушек или звуковых расходомеров) либо относительным методом (с помощью дифференциальных манометров).

Измерения расхода и построение энергетических характеристик осложняется наличием погрешностей при проведении испытаний. Если величина погрешности слишком велика, то это может практически полностью

исключить возможность сравнения полученных характеристик гидроагрегатов между собой.

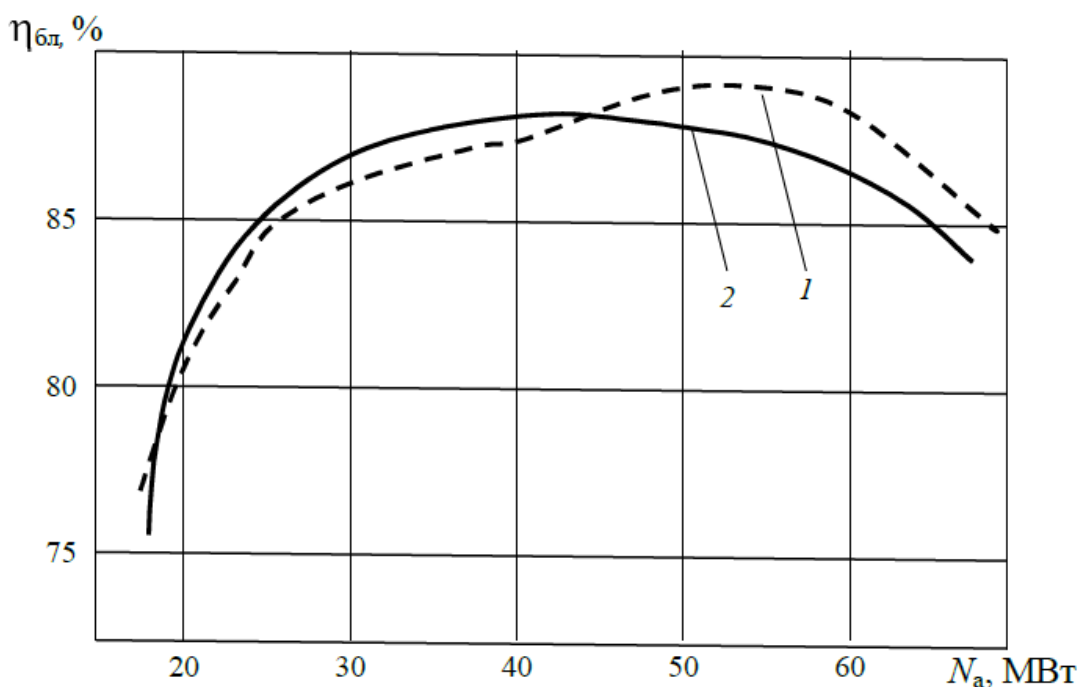
В таблице 3.8 представлены погрешности различных способов проведения натуральных испытаний.

Таблица 3.8 - способы определения энергетических характеристик ГА

Способ измерения расхода	Принцип действия	погрешность
По перепаду давления в спиральной камере	Установка манометров в двух сечениях спиральной камеры турбины	> 5%
Вертушками	Установка в проточной части большого числа вертушек и измерение из скорости	> 2%
Ультразвуковыми расходомерами	По скорости прохождения ультразвука в воде	> 1%

Как видно из таблицы, наиболее эффективным способом является измерение расхода воды через турбину с помощью ультразвуковых расходомеров. На сегодняшний день он приобретает всё большую популярность, однако сдерживающими факторами являются высокая стоимость приборов учета и ограничения, накладываемые конструктивными особенностями спиральной камеры ГЭС. Данные приборы могут быть установлены только в проточном тракте высоконапорных ГЭС, имеющих металлические спиральные камеры круглого сечения.

В работе [13] приведен анализ результатов испытаний агрегата №3 Новосибирской ГЭС, проведенных в 1961 и 1980 гг., показывающий, что за 20-летний срок происходит значительная деформация энергетических характеристик как по коэффициенту полезного действия (максимальное различие достигает 1,5%) так и по диапазону мощности (смещение максимума КПД из зону 43...44 МВт в область 53...55 МВт). Рабочие характеристики, полученные в результате двух испытаний представлены на рисунке 3.12.



Рисунке 3.12 - Результаты испытаний агрегата №3 Новосибирской ГЭС

Абсолютным методом:

1 – испытания 1980 г. ( $H = 18,9$  м); 2 – испытания 1961 г. ( $H = 18,2$  м)

Подобные результаты говорят о том, что для адекватной оценки экономичности работы гидроагрегатов необходимо получение энергетических характеристик в режиме «Online».

Решением данной проблемы также может стать использование ультразвуковых расходомеров.

Также следует принимать во внимание, что при получении энергетических характеристик в темпе процесса большое значение имеет способ её моделирования.

Одним из наиболее эффективных способов получения энергетической характеристики в темпе процесса является моделирование с помощью двухпараметрического полинома [59].

$$\eta_a = f(N_a, H_a), \quad (3.25)$$

где  $\eta_a, N_a, H_a$  - соответственно текущие значения КПД, мощности и напора агрегата

Также следует принимать во внимание, что на значение истинной характеристики гидроагрегатов влияет большое количество эксплуатационных факторов. В связи с этим, для оценки изменчивости энергетических характеристик необходимо введение корректировок, определяемых на основе учета эксплуатационного состояния агрегатов ГЭС и внесением поправок непосредственно в целевую функцию управления.

В результате можно сделать вывод о том, что для получения адекватной оценки экономичности режимов работы гидроагрегатов на станции необходимо обеспечить точность построения энергетических характеристик с учетом всех индивидуальных особенностей гидроагрегатов, а также их своевременную коррекцию с течением времени.

При реализации мониторинга расхода воды и построения характеристик в режиме online эффективность управления режимом гидроагрегатов с позиции критерия экономичности достигает самых высоких результатов.

*Представление критерия экономичности в виде функции принадлежности.*

Наиболее удобным параметром для отражения экономичности ГА является КПД, поскольку он отражает не только количество энергоносителя, поступающего на лопатки гидротурбины, но и эффективность преобразования механической энергии в электрическую, а также потери энергии возникающие в генераторе.

При использовании оценки экономичности для свёртки критериев характеристика КПД должна быть подвергнута нормировки с целью приведения критериев надежности и экономичности к единым единицам измерения. Для выполнения этой задачи также могут быть использованы нечеткие интервалы.

Условие нормировки экономического состояния агрегата можно записать так:

$$\forall k = 1, \dots, m; m \leq Z_{max}; L_{UK} = 1 - (\Delta a - \frac{(\eta^* - \eta_{min})\Delta a}{\Delta \eta}), \quad (3.25)$$

где  $\Delta\eta=(\eta_{max} - \eta_{min})$  представляет собой размах вариации КПД на гидроагрегатах находящихся в работе;  $\eta^*$  - фактический КПД на  $k - m$  работающем агрегате;  $\Delta a = (a_{max} - a_{min})$  - размах вариации в лингвистических оценках экономичности на станции. Он определяется следующим образом:

$$\eta_{max} \rightarrow (a_{max} = 1); \eta_{min} \rightarrow (a_{min} = 0,5). \quad (3.26)$$

Минимальное значение КПД агрегата не может быть меньше 0,5, поскольку это противоречит принципу оптимального управления режимом работы станции.

Таким образом, поступающее из АСУ ТП значения фактического КПД гидроагрегата могут быть сразу переведены в значения функции принадлежности.

### Выводы по главе

1. Рассмотренная методика многокритериальной оптимизации позволяет производить выбор состава гидроагрегатов ГЭС на основе двух взаимопротивочивых критериев эксплуатационной надежности и экономичности.
2. Использование теории нечетких множеств в качестве математического аппарата дает возможность проведения критериев эксплуатационной надежности и экономичности к единой системе измерений, что делает возможным сравнение двух этих критериев.
3. Сформированные результирующие и обобщенные оценки критерия эксплуатационной надежности могут быть использованы для управления в рамках АСУ ТП ГЭС сразу на двух уровнях:
  - Управление на нижнем «агрегатном» уровне осуществляется преимущественно оперативным персоналом в машинном зале станции в рамках контроля состояния отдельных элементов и узлов гидроагрегата. Рассматриваться в этом случае будут преимущественно результирующие оценки состояния параметров, которые служат
  - Управление на верхнем «станционном» уровне осуществляется начальником смены станции на центральном пульте управления. Представляется возможным использование обобщенных оценок состояния гидроагрегатов для выбора начальником смены станции оптимального состава работающего на станции оборудования.
4. Представленные модели оценки состояния проточного тракта позволяют существенно расширить возможности контроля эксплуатационного состояния основного оборудования ГЭС. Учет факторов эксплуатационного состояния проточного тракта оказывает влияние на обобщенную оценку эксплуатационной надежности всего

гидроагрегата, что безусловно повышает эффективность управления и снижает риск аварии на станции.

5. Использование современных средств оценки расхода энергоносителя (воды) через гидроагрегаты и методов построения энергетических характеристик в режиме реального времени с высокой точностью позволяет перейти от однотипных энергетических характеристик для всех гидроагрегатов на станции к индивидуальным характеристикам для каждого гидроагрегата с учетом его особенностей и эффективности работы.

Это даёт возможность расширить область управления гидроагрегатами с позиции критерия экономичности и производить поиск оптимальных решений с учетом различных оценок экономичности гидроагрегатов даже при равномерно распределённой нагрузки между ними.

#### **4. УПРАВЛЕНИЕ СОСТАВОМ ГИДОАГРЕГАТОВ ГЭС НА ОСНОВЕ ПРОЦЕДУРЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ СТРАТЕГИЙ УПРАВЛЕНИЯ НА СТАНЦИИ**

В предыдущей главе был представлен довольно простой и удобный метод формирования двух основных критериев гидроагрегатов. Полученные значения эксплуатационной надежности и экономичности приведены к единой размерности благодаря математическому аппарату теории нечетких множеств. Следующим этапом в решении задачи управления гидроагрегатами является формирование на основе данных критериев обобщенных оценок и управление составом гидроагрегатов на их основе.

Использование методов многокритериальной оптимизации для решения данной задачи позволит достичь высоких результатов в определении цели управления соответствующей реальным целям ЛПР при выборе состава агрегатов. Однако наиболее слабым местом всех описанных во второй главе методов является процедура определения приоритетности двух противоречивых критериев по отношению друг к другу.

В данной главе будет рассмотрен новый метод решения данной задачи, а также представлены модели управления составом гидроагрегатов на основе процедуры идентификации стратегий управления.

##### **4.1 Общие положения**

В основе данного способа решения многокритериальных задач (многоцелевого управления) лежит возможность представления целей и ограничений, накладываемых на них, в виде нечетких множеств, которые определяют элементы субъективных предпочтений ЛПР.

Задачу свертывания критериев можно рассматривать как задачу комбинирования нечетких множеств с помощью теоретико-множественных операций над ними. При этом отдельная целевая функция может быть



представлена как некоторое нечеткое множество, ограничивающее допустимые значения соответствующего критерия [13].

Основные идеи этого подхода сформулированы в работе Р. Беллмана и Л. Заде [15]. Решение – это выбор из нескольких имеющихся альтернатив. Решение является расплывчатым, так как каждой альтернативе соответствует определенная функция принадлежности.

Тогда расплывчатое решение или просто решение следует определить как нечеткое множество в пространстве возможных вариантов решений (пространстве альтернатив). Данное пространство формируется в результате пересечения рассматриваемых целей или целей и ограничений, т.е. решение может быть представлено как слияние целей и ограничений (рисунок 4.1).

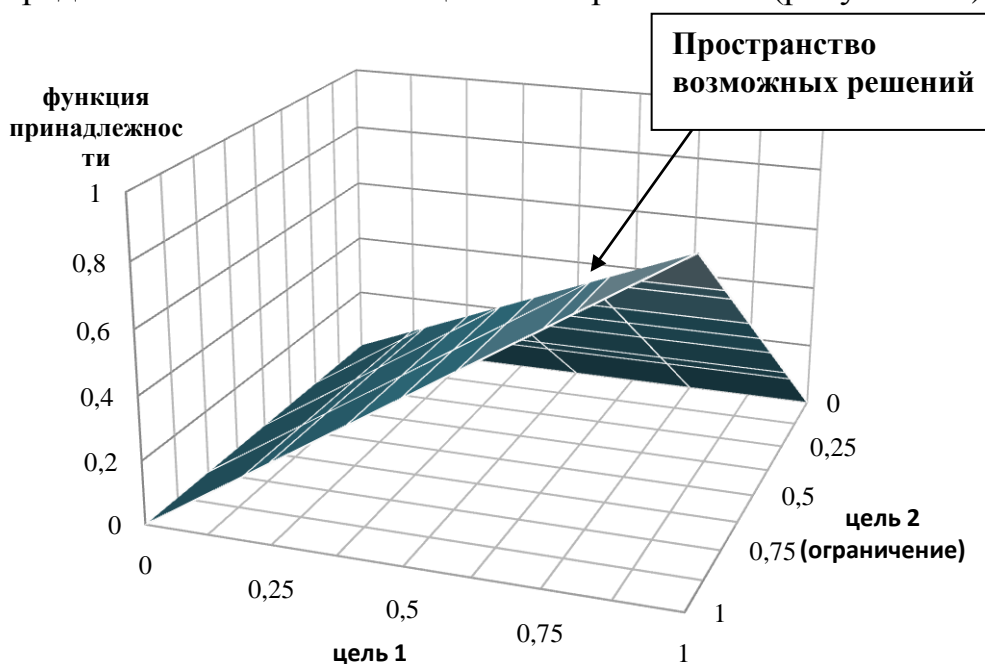


Рисунок 4.1- Решение как нечеткое множество

Развитие аксиоматического аппарата теории нечетких множеств даёт возможность получить на основании нечеткой свертки большое количество критериев, которые использует ЛПР. Имея определенный набор операций свертки, выражающих различные, возможные стратегии поведения ЛПР, можно формализовано представить стратегию его поведения с помощью математической записи самой стратегии выбора решения.

Рассмотрим, каким образом данные принципы могут быть применены к решению задачи управления составом гидроагрегатов в рамках ситуационного управления.

Как уже указывалось ранее, основными критериями в управлении гидроагрегатами станции оперативный персонал считает эксплуатационную надежность и экономичность режимов работы ГА [60,61].

В связи с этим мы получаем две взаимно противоречивые цели при управлении. Для формализации возможных типовых решений может быть использована процедура свёртывания критериев.

В общем виде процесс выбора состава работающих на ГЭС гидроагрегатов при изменении ситуации на ГЭС в рамках рассматриваемой методики может быть представлен следующим образом (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 - Функциональная схема выбора состава гидроагрегатов

Способ формирования обобщенного критерия на основе имеющихся оценок надежности и экономичности, а также различных вариантов свертки двух этих критериев играет ключевую роль в рассматриваемой задаче.

## 4.2 Идентификация стратегий управления составом гидроагрегатов

Как уже было отмечено выше, персонал разных станций в различной степени оценивает важность параметров надежности и экономичности по отношению друг к другу. Вследствие этого, для формирования поля типовых решений, необходимо охватить как можно большее количество вариантов изменения ситуаций для каждой цели и определить на их основе критерии, используемые персоналом станции (лицом, принимающее решение, ЛПР) для достижения двух взаимно противоречивых целей при управлении [62].

Выделяют три основные стратегии свёртывания критериев:

1. Обобщенная оценка некоторого действия не может быть лучше наихудшей из частных оценок. Такие операции известны в теории принятия решений как поиск минимума:

$$\forall x, y: h(x, y) \leq \min(x, y). \quad (4.1)$$

2. Обобщенная оценка обусловлена наименьшей из частных оценок, такие операции служат моделями объединения нечетких множеств, т.е. поиском максимума:

$$\forall x, y: h(x, y) \geq \max(x, y). \quad (4.2)$$

3. Обобщенная оценка находится на некотором уровне, промежуточном между частными оценками. Здесь имеют место операции осреднения

$$\min < h < \max. \quad (4.3)$$

К сожалению, традиционные методы оптимизации не позволяют охватить всё пространство возможных вариантов управления ЛПР агрегатами ГЭС. Число возможных свёрток в этом случае ограничивается лишь двумя: поиск минимума  $h = \min(U, V)$  и поиск максимума  $h = \max(U, V)$ . Использование этих свёрток приводит к доминированию одного из критериев и полному исключению компромисса между ними. Данная проблема весьма наглядно представлена на примере в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Оценка целей

	Ситуация 1	Ситуация 2	Ситуация 3
Критерий надежности	Отлично (1)	Средне (0,5)	Плохо (0)
Критерий экономичности	Плохо (0)	Средне (0,5)	Отлично (1)
$\max(U, V)$	1	0,5	1
$\min(U, V)$	0	0,5	0

При использовании свертки  $h = \min(U, V)$  в первой ситуации предпочтение отдаётся цели  $U$ , а во второй уже цели  $V$ . Случай со свёрткой  $h = \max(U, V)$  аналогичен. Налицо явный разрыв в логике.

Однако когда цели приобретают некоторые градации, связанные со степенью их достижения, стремление к компромиссу становится одной из естественных линий поведения ЛПР [13]. При этом описанные выше стратегии (одновременное достижение обеих целей, либо выполнение одной из них) также весьма естественны.

При появлении компромиссных вариантов условия задачи оптимизации требуют введения количественных оценок значимости каждого из рассматриваемых критериев. Традиционные методы, такие как «метод скаляризации» или «метод жесткого приоритета», требуют от экспертов введения числовых коэффициентов, указывающих количественную меру приоритетности каждого из критериев, что часто вызывает большие трудности в связи с необходимостью определения оценок с точностью от единиц, до десятых и сотых долей. Эта задача тем сложнее, чем более противоречивыми и разнородными являются критерии. Кроме того, стандартная процедура экспертизы предполагает получение оценок лишь для одной или нескольких конкретных ситуаций, что требует повторного её проведения при изменении ситуации на станции.

В связи с этим более разумным представляется использование процедуры идентификации стратегий управления.

Математический аппарат для решения этой задачи предоставляет теория возможностей, сформулированная Д. Дюбуа и А. Прадом на основе теории нечетких множеств во второй половине XX века [43].

В работе [63] для оценки целей была предложена лингвистическая шкала уровней совместимости (таблица 4.2), которая позволяет значительно расширить множество возможных решений управления составом агрегатов ГЭС.

Таблица 4.2 – Шкала лингвистических оценок

Уровень совместимости с целью	Числовое значение	Лингвистическая оценка
А. Полная совместимость	1	Отлично
В. Большая совместимость	0,75	Хорошо
С. Средняя совместимость	0,5	Средне
Д. Малая совместимость	0,25	Удовлетворительно
Е. Несовместимость	0	Плохо

Имея широкий спектр операций, выражающих различные возможные стратегии поведения ЛПР и дискретизированную шкалу их оценки, возможно рассмотреть варианты идентификации стратегии управления на основе предпочтений ЛПР по некоторым типовым ситуациям.

Для идентификации целей ЛПР в управлении агрегатами ГЭС могут быть представлены 4 возможные типовые ситуации (таблица 4.3).

Таблица 4.3 - Оценка целей на основе четырех типовых ситуаций

Цели	Ситуация 1	Ситуация 2	Ситуация 3	Ситуация 4
Цель U (надежность гидроагрегата)	Плохо (0)	Средне (0,5)	Средне (0,5)	Плохо (0)
Цель V (экономичность гидроагрегата)	Отлично (1)	Средне (0,5)	Отлично (1)	Средне (0,5)

Ситуация 4 является наименее эффективной с позиции управления гидроагрегатами станции. Очевидно, что гидроагрегат, обладающий плохой надежностью и средней экономичностью стоит отключать в первую очередь. Вследствие этого ситуация 4 исключена из рассмотрения.

Полученная матрица из трех типовых (таблица 4.4) ситуаций охватывает 39 возможных вариантов ответов, что позволяет в полной мере описать практически все возможные варианты управления на ГЭС.

Таблица 4.4 - Оценка целей на основе трёх типовых ситуаций

Цели	Ситуация 1	Ситуация 2	Ситуация 3
Цель U (надежность гидроагрегата)	Плохо (0)	Средне (0,5)	Средне (0,5)
Цель V (экономичность гидроагрегата)	Отлично (1)	Средне (0,5)	Отлично (1)
Общая оценка состояния гидроагрегата	Заполняется ЛПР		

Тройки ответов по трём типовым ситуациям позволяют определить стратегию, которой придерживается ЛПР при управлении гидроагрегатами ГЭС. Каждая стратегия выражается в виде свёртки критериев эксплуатационной надежности и экономичности.

При анализе ответов ЛПР могут быть введены три категории свёрток целей: точные, близкие и достаточно близкие.

1. Точные свертки – это свертки, погрешность которых по оценкам ЛПР для всех трёх ситуаций составляет не более 0,125. Вид точной свёртки на примере  $h = \min(U, V)$  изображен на рисунке 4.3.

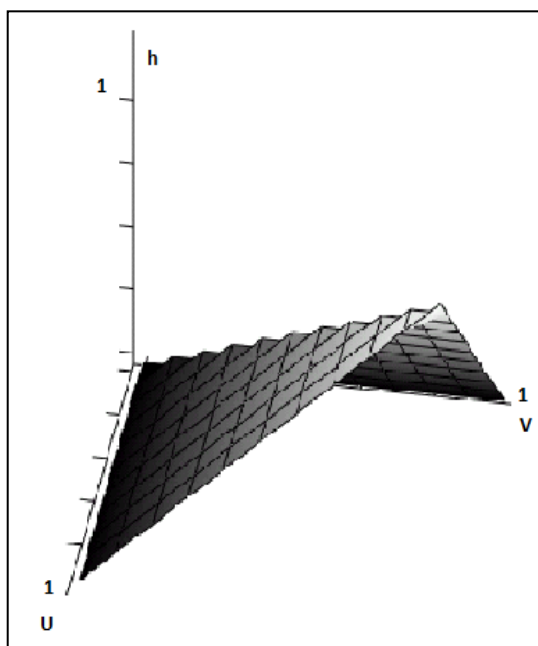


Рисунок 4.3 - Точная свертка критериев U и V

2. Близкие свертки – погрешность одной из оценок (любой) не более 0,25, а двух других не менее 0,125 (средняя погрешность равна 0,167). На рисунке 4.4 изображен диапазон значений в пределах средней погрешности. Две трехмерные поверхности указывают верхнюю и нижнюю границы данного диапазона.

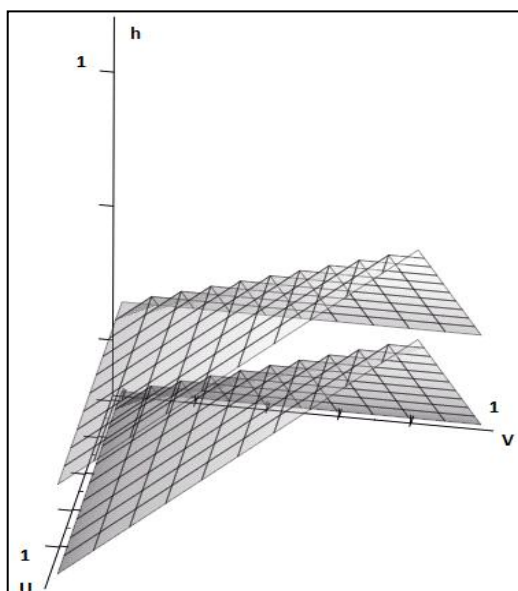


Рисунок 4.4 - Близкая свертка критериев U и V

3. Достаточно близкие свёртки – погрешность одной из оценок не более 0,125, а двух других – не более 0,25 (средняя погрешность составляет 0,208) (рисунок 4.5).

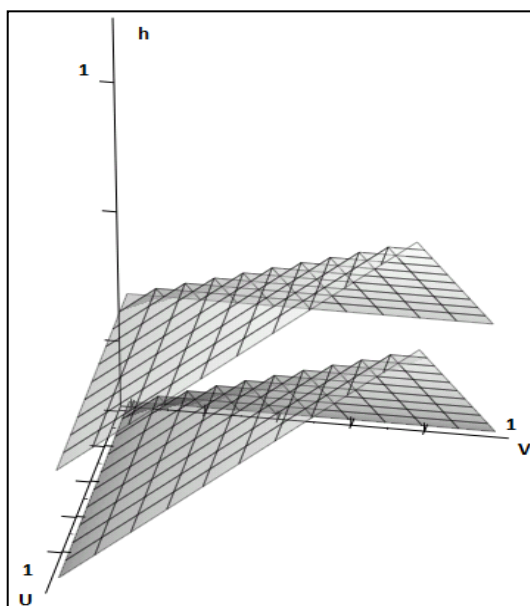


Рисунок 4.5 - Достаточно близкая свертка критериев U и V

При этом следует отметить, что иногда ЛПР в процессе идентификации целей принимает решения, которые противоречат законам логики, поэтому для получения корректных результатов должны выполняться два правила.

Правило 1: Оценка обобщенной цели по ситуации 3 не может быть ниже оценки «достаточно хорошо», т.е.:

$$h(C, A) \geq C. \quad (4.4)$$

Правило 2: Оценка обобщенной цели по ситуации 3 может быть больше наибольшей из оценок по ситуациям 1 и 2 или равна ей, т.е.:

$$h(C, A) \geq \max(h(E, A), h(C, C)). \quad (4.5)$$

Руководствуясь данными правилами при идентификации целей, можно достаточно точно определить тип свёртки, описывающей стратегию управления каждого ЛПР.

В [43] предложен набор из 17 свёрток критериев, которые характеризуют возможные стратегии управления на ГЭС в зависимости от полученных при проектировании троек ответов по трём типовым ситуациям (таблица 4.5).



Таблица 4.5 - Виды свёртывания критериев

Математический вид свёртки критериев	Ответы, описываемые точными свёртками (Tsv)	Ответы, описываемые близкими свёртками (Bsv)	Ответы, описываемые достаточно близкими свёртками (Dbv)
$\max(0, U + V - 1)$	EEC	DEC EEB	DEB
$U \cdot V$	EDC	EDB	
$\min(U, V)$	ECC		
$\frac{\sqrt{UV}}{(2UV)/(U+V)}$	ECB	ECA EBB	EDA EBA
$med(U, V, 1/4)$	DCC	DCB DDC	DDB EBA
$\frac{\min(UV)}{(1- U-V )}$ $med(U, V, 1/2)$	CCC	CDC	
$\frac{(U+V-UV)}{(1+U+V-2UV)}$ $(U+V)/2$ $\frac{\max(UV)}{(1+ U-V )}$	CCA	CBA CBA DCA	DBA DDA
$\frac{(U+V-UV)}{(1+U+V-2UV)}$	CCA	CBA CDA DCA	DBA DDA
$med(U, V, 3/4)$	BCB	BCA BBB BDB	BDA
$1 - \sqrt{(1-U)(1-V)}$ $\max(U, V)$	ACA	ADA	
$U + V - UV$	ABA	BBA	
$\max(1, U + V)$	AAA	AAB	

Число опрашиваемых экспертов может достигать нескольких десятков, поэтому для автоматизации процесса обработки данных разработана программа в среде Delphi.

В основе алгоритма идентификации программы лежит циклический перебор всех представленных экспертами ответов и подсчет голосов отданных за ту или иную свёртку.

В первую очередь учитываются ответы, описываемые точными свёртками ( $Tsv_1, Tsv_2, \dots, Tsv_n$ ).

Если ни один эксперт не дал ответа, указывающего на точную свёртку ( $Tsv_1 = Tsv_2 = \dots = Tsv_n = 0$ ) или количество ответов, данное за разное количество свёрток, оказывается равным (например:  $Tsv_1 = Tsv_2$  and  $Tsv_1 \neq Tsv_3, \dots, Tsv_n$ ), то тогда поиск осуществляется по близким свёрткам ( $Bsv_1, Bsv_2, \dots, Bsv_n$ ).

В первом случае сравниваются близкие свёртки всех критериев и выбираются наиболее приоритетные, во втором случае сравниваются близкие свёртки лишь тех критериев, точные свёртки которых оказались равны (например:  $Bsv_1 = Bsv_2$ ).

Если сложилась такая ситуация, что и среди близких свёрток невозможно выявить наиболее приоритетную, то выбор производится по достаточно близким свёрткам ( $Dbv_1, Dbv_2, \dots, Dbv_n$ ).

Как и при определении близких свёрток, в первом случае сравниваются достаточно близкие свёртки всех критериев и выбираются наиболее приоритетные, во втором случае сравниваются достаточно близкие свёртки лишь тех критериев, точные свёртки которых оказались равны (например:  $Dbv_1 = Dbv_2$ ).

Если возникнет ситуация, при которой в группе из двух или более свёрток, имеющих одинаковое количество голосов, не удалось определить наиболее приоритетную свёртку даже после подсчета голосов по достаточно близким вариантам ответов, то все свёртки считаются равноприоритетными и информация о них поступает к лицу принимающему решение. ЛПР в свою очередь, в праве на личное усмотрение выбрать ту свёртку (или несколько свёрток), на основе которой(ых) он и будет принимать решение по управлению составом гидроагрегатов.

Интерфейс программы представлен в приложении Д.

С алгоритмом программы можно ознакомиться в приложении Е.

### 4.3 Математические модели управления гидроагрегатами на основе обобщенных критериев

Полученные обобщенные оценки по каждому гидроагрегату являются показателями эффективности, т.е. выступают в роли количественной меры принадлежности критериев эксплуатационной надежности и экономичности ГА к цели управления:

$$S_{kj} = h_j(L_{VK}, L_{UK}). \quad (4.6)$$

где  $S_{kj}$  - оценки обобщенной цели по каждому работающему агрегату, рассчитываемые в соответствии с набором сверток, полученных при идентификации целей у ЛПР;  $k = 1, \dots, m$  – количество работающих агрегатов;  $j$  – количество индивидуальных сверток  $h_j$  многоцелевой функции, определенных ЛПР с помощью процедуры идентификации целей.

На основе данных оценок может быть произведён непосредственный выбор номеров гидроагрегатов, эксплуатация которых наиболее или наименее целесообразна на станции в определённый момент времени.

В общем случае задача выбора предусматривает реализацию двух стратегий[65,66]:

1. Целесообразность отключения наихудшего по эксплуатационному состоянию агрегата из числа работающих:

$$\forall j = 1, \dots, i; O_j = \min(S_{1j}, S_{2j} \dots S_{kj}). \quad (4.6)$$

2. Целесообразность включения наилучшего в соответствии с обобщенной целью агрегата из числа резервных:

$$\forall j = 1, \dots, R; B_j = \max(S_{1j}, S_{2j} \dots S_{kj}), \quad (4.7)$$

где  $R$ - число агрегатов, находящихся в резерве.

На основе данных стратегий ЛПР формирует предпочтительное с его точки зрения решение, которому соответствует свёртка  $h_0$ :

$$U_A = \begin{cases} O_{ЛПР} = f(h_0) \\ B_{ЛПР} = f(h_0) \end{cases}. \quad (4.8)$$

Полученное в результате значение номера агрегата передаётся ЛПР, который вправе согласиться с ним или проигнорировать.

После выбора числа и состава гидроагрегатов производится распределение нагрузки между ними. Реализация данной задачи осуществляется на основе методов нелинейной оптимизации [12,23,27]. Однако необходимо учитывать, что различная степень эксплуатационной надежности гидроагрегатов работающих на станции оказывает влияние на форму кривых их энергетических характеристик. Данные характеристики которые используются в качестве исходной информации при нелинейной оптимизации.

Нагрузка между включенными агрегатмами может быть распределена с помощью введения корректирующих поправок  $\delta_N$  в характеристики относительных приростов агрегатов  $q_N$  по условию

$$q_N^* = q_N = idem. \quad (4.9)$$

Корректирующие поправки  $\delta_N$  представляют собой оценки обобщенной цели на на всех гидроагрегатах, находящихся в работе на станции в данный момент времени. Они могут быть рассчитаны после выбора ЛПР из набора предложенных ему сверток наиболее предпочтительной свёртки  $h_0 = h_j$ .

$$S_{0N} = h_0(L_{UN}, L_{VN}); N = A_1 \dots A_m, \quad (4.10)$$

где  $N$  - ряд номеров работающих на станции гидроагрегатов.

В данном случае корректирующая поправка может быть рассчитана на основе одного из представленных способов:

$$\delta_{N1} = (1 + \overline{S_{0N}}), \quad (4.11)$$

$$\delta_{N1} = (1 + \left(\frac{\overline{S_{0N}}}{\sum_N \overline{S_{0N}}}\right)), \quad (4.12)$$

где  $\overline{S_{0N}} = 1 - S_{0N}$ . Это означает, что агрегаты с ухудшенным эксплуатационным состоянием будут загружаться в большей степени, чем хуже их взвешенное по экономичности текущее состояние.

### 4.3 Описание формализованных стратегий управления агрегатами ГЭС на основе свёрток критериев эксплуатационной надёжности и экономичности

Как уже было сказано ранее, различные типы свёрток позволяют по-разному осуществлять управление составом гидроагрегатов ГЭС.

Для оценки степени влияния типа свёртки на стратегию управления и формирование управляющего воздействия произведем анализ возможных ситуаций на станции и поведение каждой из свёрток в данных условиях.

Как уже было представлено, управление составом гидроагрегатов сводится к двум видам воздействия: отключение одного или нескольких работающих гидроагрегатов (4.6) и включение одного или нескольких гидроагрегатов, находящихся в резерве (4.7).

Для анализа возможных ситуаций при управлении различными типами свёрток разработана модель в пакете Matlab Simulink

Модель состоит из 4 гидроагрегатов типа: СВФ-1285/275-42УХЛ4, мощностью 640 МВт и с напряжением на сборных шинах 15,75 кВ.

Каждый гидроагрегат имеет несколько основных блоков (рисунок 4.6):

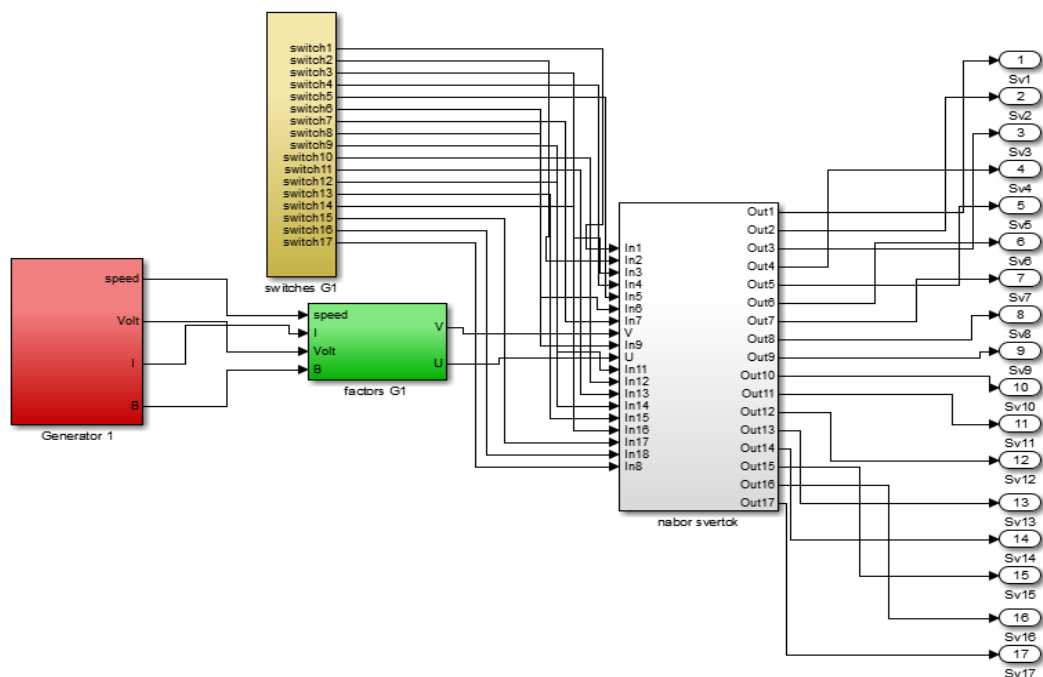


Рисунок 4.6 - Основные блоки модели гидроагрегата

Блок *Generator* (рисунок 4.7) состоит из синхронной машины (synchronous machine) с системой возбуждения (excitation system) и гидротурбины (HTG). Также в данном блоке представлена эквивалентная нагрузка энергосистемы для данного гидроагрегата (energy system).

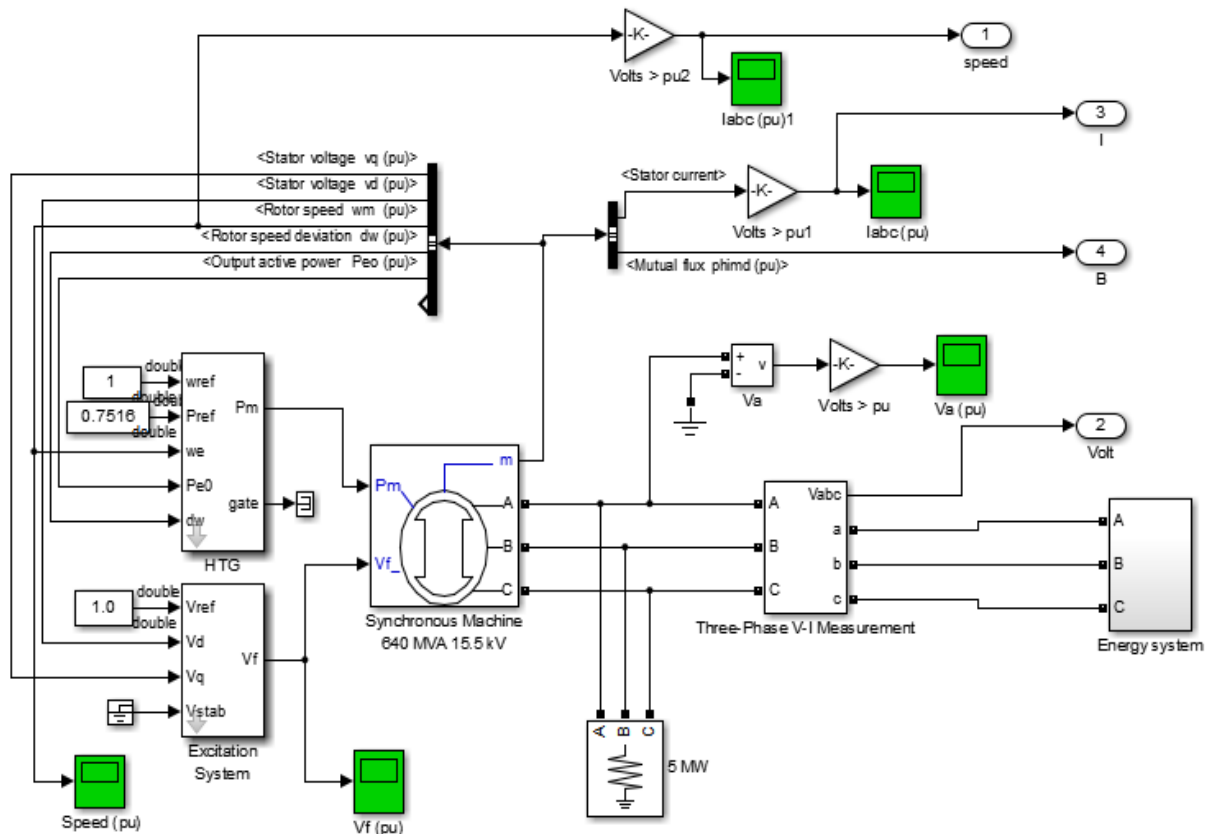


Рисунок 4.7 - Блок Generator

В данном блоке пользователю предоставляется возможность регулировать количество энергоносителя (воды) поступающего на лопатки турбины  $P_{ref}$ , а также скорость вращения турбины  $w_{ref}$  и напряжение, подаваемое на обмотку возбуждения  $V_{ref}$ , меняя тем самым режим работы гидроагрегата.

Для дальнейшей обработки из данного блока снимаются значения следующих величин: скорость вращения ротора (speed), ток на сборных шинах статора (I), магнитная индукция (B), а также напряжение на сборных шинах статора (Volt). Впоследствии данные параметры передаются в блок factors.

В блоке *factors* (рисунок 4.8) производится непосредственный расчет критериев эксплуатационной надежности и экономичности.

Значения эксплуатационной надежности формируются на основе 7 параметров.

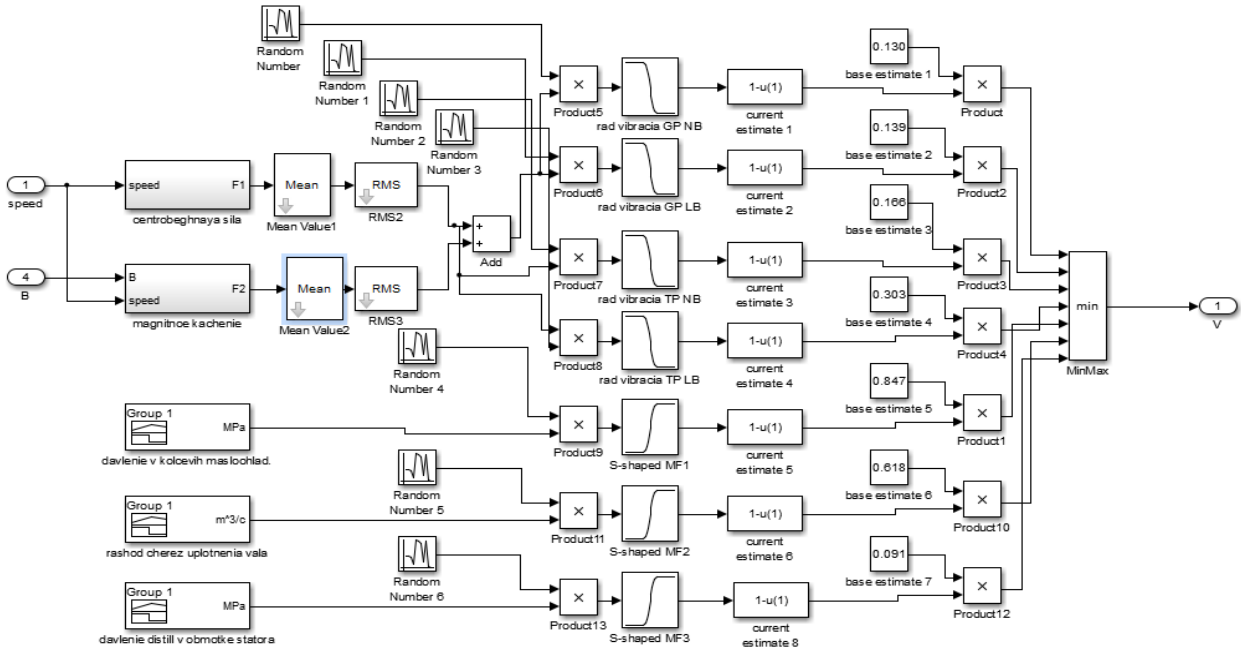


Рисунок 4.8 - Блок factors. Параметры критерия эксплуатационной надежности ГА  
Все параметры имеют периодическую и случайную составляющую.

Первые 4 параметра характеризуют вибрацию в элементах гидроагрегата: радиальные виброперемещения генераторного подшипника (ГП) в направлении нижнего бьефа (НБ), радиальные виброперемещения ГП в направлении левого берега (ЛБ), радиальные виброперемещения турбинного подшипника (ТП) в направлении НБ, радиальные виброперемещения ТП в направлении ЛБ.

Виброперемещения гидроагрегата обусловлены большим количеством причин и формализация многих из них является крайне сложной задачей. В связи с этим в модели рассмотрены две основные причины: центробежная сила от неуравновешенности вращающихся масс, вызванная смещением центра тяжести ротора от его геометрического центра, а также магнитное качение ротора.

Расчет периодической составляющей виброперемещения вследствие центробежной силы (рисунок 4.9) производится на основе методики, представленной в работе [58]:

Движение имеет гармонический характер и может быть представлено в общем виде:

$$z = A \sin(\omega t + \varphi_0), \quad (4.13)$$

где  $A$  – амплитуда колебания;  $t$  – время;  $\varphi_0$  - угол сдвига фазы колебания.

Амплитуды вынужденных колебаний равна:

$$A = \frac{F}{m \cdot \sqrt{(\omega_c^2 - \omega^2)^2 + 4r\omega^2}}, \quad (4.14)$$

где  $m$  – масса ГА,  $\omega$  - круговая частота возмущающей силы,  $\omega_c$  - круговая частота свободных колебаний,  $r$  – радиус ротора.

Частота возмущающей силы определяется по следующему выражению:

$$\omega = 2\pi f, \quad (4.15)$$

где  $f$  - частота колебаний, обусловленных центробежной силой.

$$f = \frac{n}{60}, \quad (4.16)$$

где  $n$  – скорость вращения ротора.

$$\omega_c = \frac{m}{k} = m \cdot \frac{300}{f}, \quad (4.17)$$

где  $k$  - коэффициент пропорциональности.

Центробежная сила от неуравновешенности вращающихся масс определяется на основе следующего выражения:

$$F = m\omega^2 e; \quad (4.18)$$

Где  $e$  – расстояние неуравновешенной массы от оси вращения.

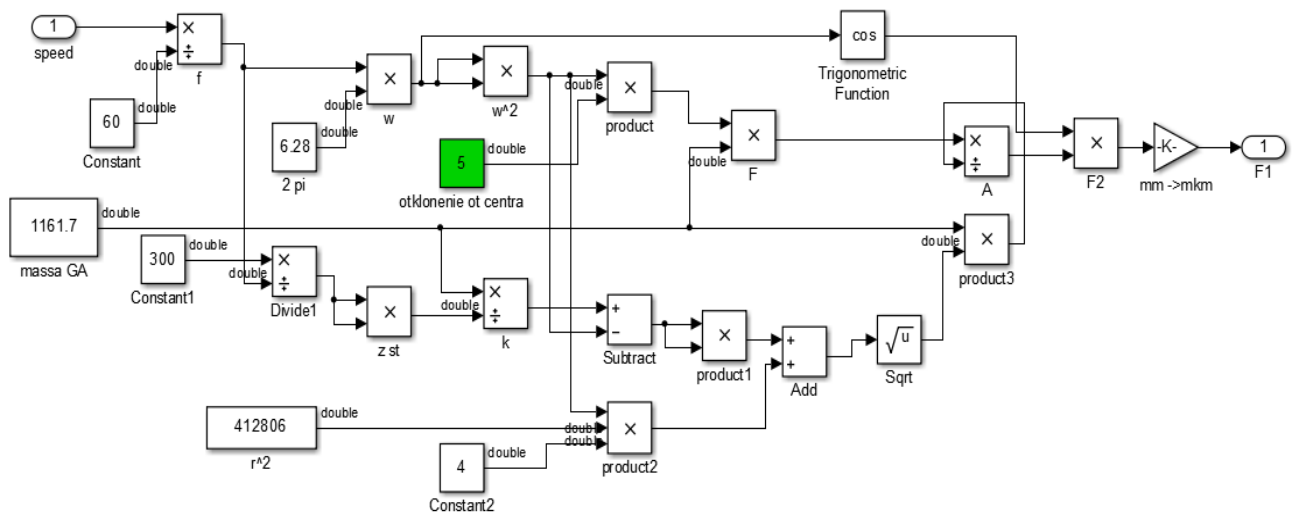


Рисунок 4.9 - Модуль расчета виброперемещения вследствие центробежной силы



Для моделирования различных режимов работы ГА расстояние  $e$  может быть изменено пользователем.

Расчет периодической составляющей виброперемещения вследствие магнитного качания (рисунок 4.10) также осуществляется как и предыдущая составляющая на основе выражений (4.13) и (4.14), однако сила магнитного качания определяется по следующей формуле:

$$F = \frac{SB^2}{25 \cdot 10^6}, \quad (4.19)$$

где  $S$  – площадь поверхности элемента ротора.

Частота, обусловленная магнитными качаниями, равняется двойной частоте ротора  $2f$ , т.е. 100 Гц.

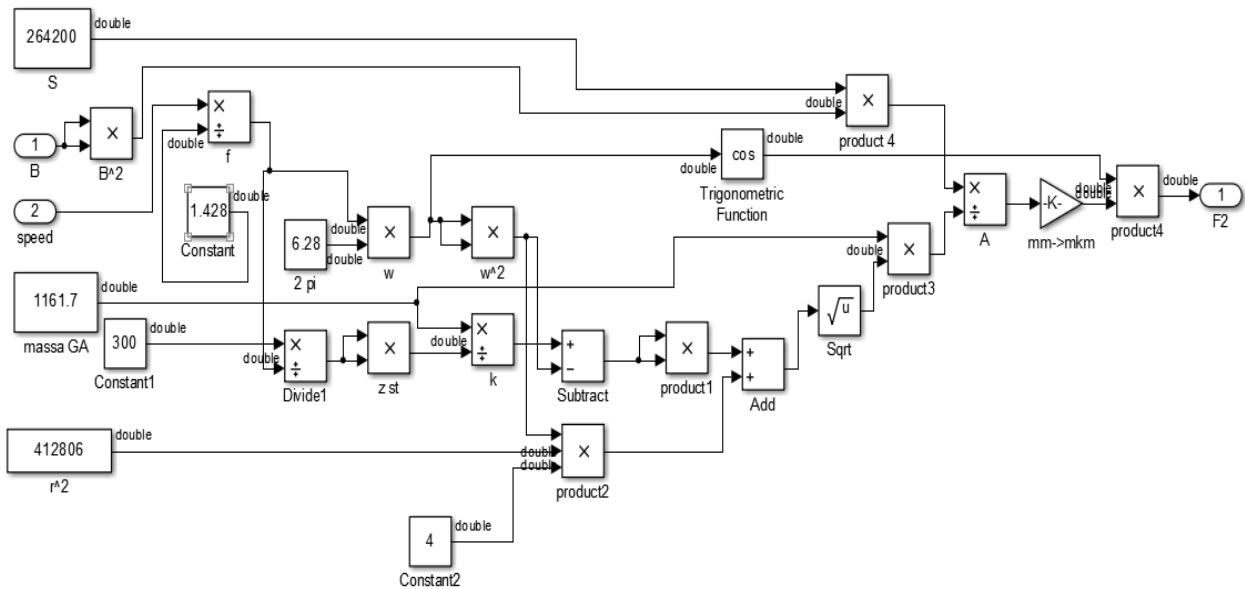


Рисунок 4.10 - Модуль расчета виброперемещения вследствие магнитного качания

Значения скорости  $w$  и магнитной индукции  $B$  снимаются с гидроагрегата в режиме реального времени и могут изменяться при различных режимах работы гидроагрегата.

Помимо значений вибрации также заданы 3 параметра: контроль давления в кольцевых маслоохладителях генераторного подшипника, расход воды через уплотнение вала и контроль давления дистиллята в обмотке статора.

Так как значения данных параметров не зависят от режима работы гидроагрегата, а определяются состоянием вспомогательного оборудования

ГЭС, то источниками периодических составляющих данных значений являются генераторы сигналов заданной формы.

Помимо периодических составляющих все параметры также имеют случайные отклонения. Значения данных отклонений генерируются модулями Random number в соответствии с нормальным (Гауссовым) законом распределения в интервале  $M \pm 2\sigma$  в соответствии с [64].

Полученные значения периодических составляющих и случайных отклонений объединяются и поступают в модули *membership function*, где числовые значения преобразуются в значения функций принадлежности параметров. После чего производится расчет текущих оценок в соответствии с выражением (3.16) и результирующих оценок в соответствии с выражением (3.17). Базовые оценки параметров рассчитывались на предварительном этапе и в модели представлены в виде констант.

Критерий экономичности в отличие от критерия эксплуатационной надежности определяется лишь одним параметром – кпд гидроагрегата ( $\eta$ ).

В качестве исходных данных выступают ток статора и напряжение на сборных шинах генератора. На их основе в модуле Active & Reactive Power рассчитывается значение активной мощности, которое впоследствии усредняется. На основе полученных значений, имея полином рабочей характеристики гидроагрегата, полученный на основе эксплуатационной характеристики представленной в приложении В, мы можем определить значения кпд гидроагрегата в каждый момент времени (рисунок 4.11).

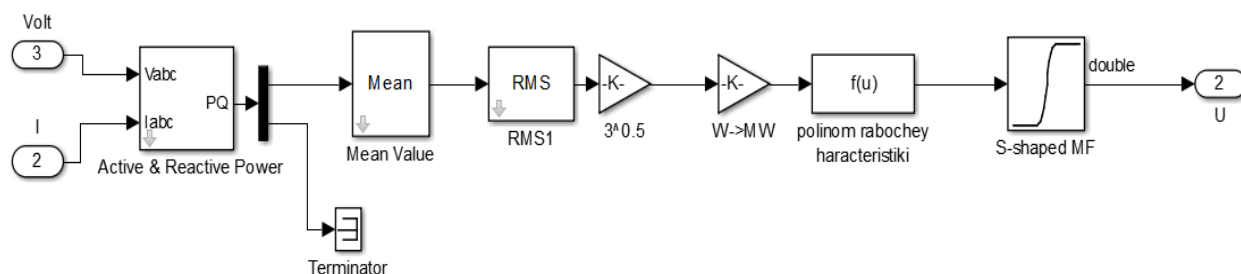


Рисунок 4.11 - Блок factors. Формирование критерия экономичности гидроагрегата

После того, как значения обоих критериев сформированы, они передаются в блок *nabor svertok*, где производится расчет обобщенных оценок состояния гидроагрегата. Блок *switches* необходим для блокировки ненужных свёрток.

Впоследствии данные оценки передаются в блоки реализации стратегий управления (рисунок 4.12).

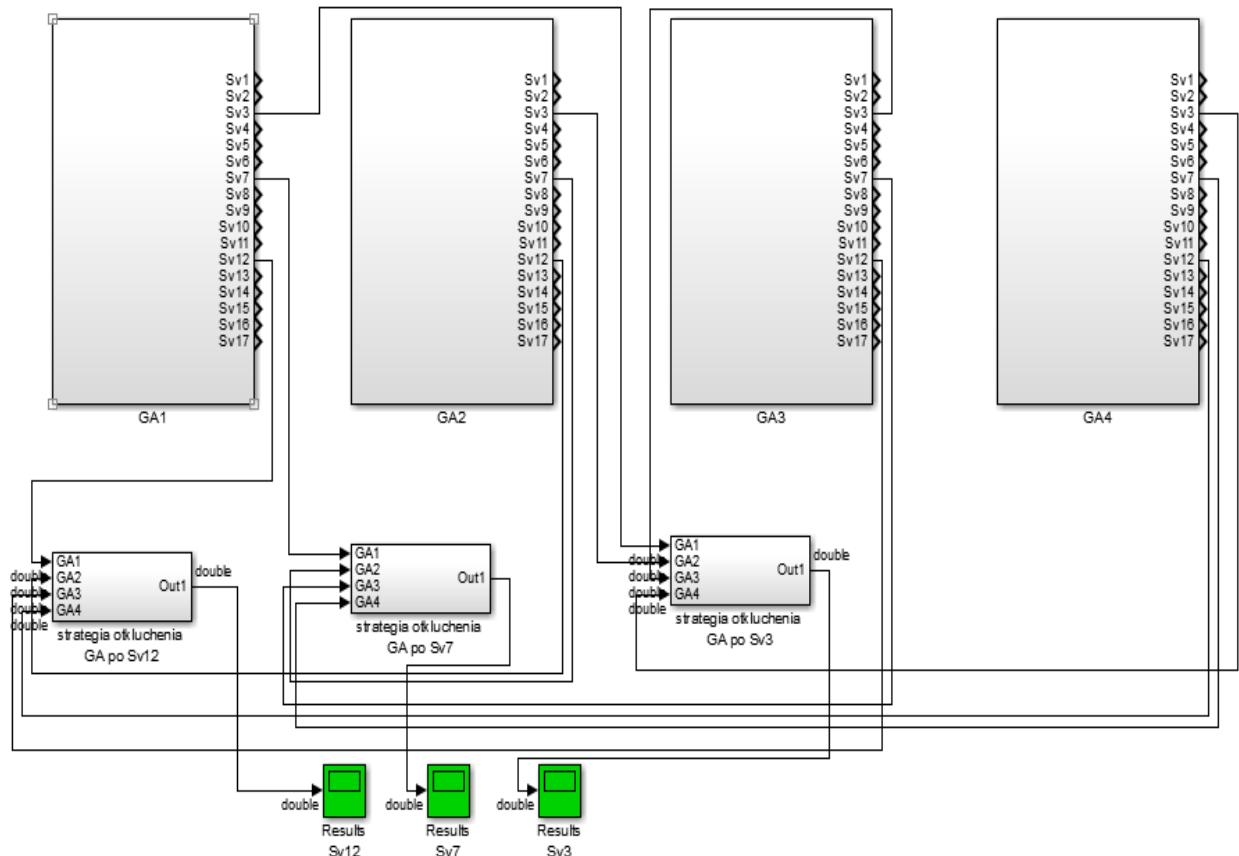


Рисунок 4.12 - Обработка обобщённых оценок различных свёрток для 4 гидроагрегатов

Результаты расчета выводятся в блоках *Results Sv*. На рисунке 4.12 в качестве примера приведены блоки обработки обобщенных оценок на основе 3 свёрток.

В качестве примера рассмотрена стратегия отключения гидроагрегата, эксплуатация которого менее целесообразна.

Множество вариантов текущих оценок эксплуатационной надежности и экономичности из которых складывается текущая ситуация на станции настолько велико, что возникает необходимость в задании ограниченного набора ситуаций, на основе которых можно сделать выводы о качестве описания процесса управления составом агрегатов.

При формировании данных ситуаций учитывались следующие предпосылки:

1. Текущие оценки, характеризующие экономичность режима работы агрегата ( $L_U$ ) могут изменяться в нормальном режиме работы от 1 («лучший» по экономическим параметрам агрегат) до 0,5 (агрегат со «средними» экономическими показателями).
2. Текущие оценки эксплуатационной надежности агрегатов ( $L_V$ ) варьируются в различных ситуациях от 1 («самый надежный» агрегат, у которого все контролируемые параметры находятся в номинальном диапазоне) до 0 («самый ненадежный» агрегат, который по техническому состоянию может быть остановлен). Определение оценок  $L_V$  осуществляется в зависимости от вида нечеткого интервала, описывающего условия контроля за эксплуатационными параметрами.
3. Поскольку цели управления составом гидроагрегатов по экономичности и эксплуатационной надежности противоположны друг другу, то варианты с согласованными оценками типа «самый экономичный и самый надежный» или «самый неэкономичный и самый ненадежный» в рассмотрение не включались так как принятие решений об их дальнейшей эксплуатации не вызывает затруднений у ЛПР.
4. В данном примере предлагается ограничить число гидроагрегатов на станции ( $Z$ ) четырьмя. Данное решение не имеет принципиального значения, поскольку выбор состава гидроагрегатов определяется на основе условия  $Z > 1$ . Однако дальнейшее увеличение числа агрегатов не влияет на качественную оценку стратегии выбора, поскольку критерий целесообразности остановки агрегата по обобщенной оценке формируется в соответствии с (4.6) на основании операции взятия минимума.

Анализ влияния различных сверток произведен на основе анализа трех десятков имитируемых ситуаций. Это позволяет получить достаточно общие

выводы по использованию свёрток в управлении составом гидроагрегатов на станции. Рассмотрим более подробно процедуру анализа. Её результаты носят довольно общий характер. Использование различных свертков ЛПР приводит к изменению номера отключаемого агрегата, т.е. управление составом реализуется на альтернативной основе. Выбранное ЛПР решение  $U_A$  в соответствии с (4.12), которое связано с отключением определенного агрегата на станции, отвечает принципу оптимальности по Нэшу [26,41]. Применительно к данному случаю его можно записать как:

$$U_a = \text{ARg max} (\varphi_j(U_{a1}(h_1), U_{a2}(h_2), \dots, U_{aL}(h_L))); j = 1, \dots, L, \quad (4.20)$$

где  $U_{aj}$  – решение, которое определяется видом свертки  $h_j$ ,  $\varphi_j(U_{aj})$  – полезность данного решения в соответствии с целями управления ЛПР, которая определяется процедурой идентификации целей.

Для анализа свертков в работе представлено 7 ситуаций возможных при управлении гидроагрегатами станции. Ситуации и полученные по ним оценки состояния гидроагрегатов представлены в таблице 4.6.

1. Первой в таблице представлена ситуация А, характеризующаяся достаточно низким уровнем эксплуатационной надежности на всех 4 гидроагрегатах. При этом численные оценки критерия экономичности для всех гидроагрегатов колеблются в диапазоне от 1 до 0,5, что охватывает весь диапазон возможных оценок по данному критерию от «отлично» до «средне» по лингвистической шкале.
2. Оценки критерия экономичности в ситуации В аналогичны оценкам ситуации А. Однако оценки эксплуатационной надежности характеризуются средним и выше среднего значениями для всех гидроагрегатов.
3. Ситуация С является более «мягким» вариантом ситуации А. Оценки критерия экономичности по-прежнему находятся в диапазоне от «отлично» до «средне», но смещены ближе к центру диапазона возможных значений для данного критерия. В то же время критерий

эксплуатационной надежности охватывает значения от «плохо» по «средне».

4. Ситуация D аналогична ситуации C, однако небольшие изменения значений критериев гидроагрегатов приводят к изменению станционных номеров гидроагрегатов, подлежащих отключению в первую очередь.
5. В ситуации E эксплуатационная надежность работающих агрегатов имеет весьма высокие оценки, которые практически не опускаются ниже уровня «средне». Оценки экономичности аналогичны оценкам ситуаций A и B.
6. В ситуации F эксплуатационная надежность на всех агрегатах определяется одинаковым средним уровнем, равным 0,5.
7. В ситуации J эксплуатационная надежность на всех агрегатах соответствует оценке «хорошо», равной 0,75.

Рассмотрим формирование оценок на основе различных свёрток в описанных ситуациях и выявим специфические особенности управления, на основе каждой из свёрток опираясь на полученные данные.

Таблица 4.6 – Влияние различных свёрток на изменение стратегии отключения агрегатов на ГЭС

ситуация	номер агрегата	$L_U$	$L_V$	№ свертки																
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
А	1	1	0,06	0,06	1	0,06	0,24	1,00	0,52	0,53	1	0,52	0,06	1,00	0,11	0,03	1,00	0,75	0,50	0,25
	2	0,93	0,2	0,2	1	0,19	0,43	0,94	0,54	0,57	0,93	0,54	0,13	0,76	0,33	0,12	0,77	0,75	0,50	0,25
	3	0,62	0,25	0,25	0,87	0,16	0,39	0,72	0,46	0,44	0,62	0,45	0,00	0,47	0,36	0,18	0,35	0,62	0,50	0,25
	4	0,5	0,1	0,1	0,6	0,05	0,22	0,55	0,37	0,30	0,5	0,36	0,00	0,33	0,17	0,07	0,10	0,50	0,50	0,25
В	1	1	0,3	0,3	1	0,30	0,55	1,00	0,59	0,65	1	0,59	0,30	1,00	0,46	0,18	1,00	0,75	0,50	0,30
	2	0,93	0,4	0,4	1	0,37	0,61	0,96	0,60	0,67	0,93	0,61	0,33	0,80	0,56	0,26	0,90	0,75	0,50	0,40
	3	0,62	0,7	0,62	1	0,43	0,66	0,89	0,61	0,66	0,7	0,65	0,32	0,66	0,66	0,57	0,79	0,70	0,62	0,62
	4	0,5	0,75	0,5	1	0,38	0,61	0,88	0,58	0,63	0,75	0,60	0,25	0,65	0,60	0,40	0,75	0,75	0,50	0,50
С	1	0,90	0,08	0,08	0,98	0,07	0,27	0,91	0,49	0,49	0,90	0,49	0,00	0,70	0,15	0,04	0,44	0,75	0,50	0,25
	2	0,73	0,21	0,21	0,94	0,15	0,39	0,79	0,48	0,47	0,73	0,48	0,00	0,54	0,33	0,14	0,42	0,73	0,50	0,25
	3	0,61	0,52	0,52	1	0,32	0,56	0,81	0,54	0,57	0,61	0,56	0,13	0,57	0,56	0,48	0,63	0,61	0,52	0,52
	4	0,50	0,60	0,6	1	0,30	0,55	0,80	0,53	0,55	0,60	0,55	0,10	0,55	0,55	0,45	0,60	0,60	0,50	0,50
D	1	0,85	0,15	0,15	1,00	0,13	0,36	0,87	0,50	0,50	0,85	0,50	0,00	0,64	0,26	0,09	0,50	0,75	0,50	0,25
	2	0,70	0,26	0,24	0,96	0,18	0,43	0,78	0,49	0,48	0,70	0,49	0,00	0,53	0,38	0,18	0,45	0,70	0,50	0,26
	3	0,56	0,50	0,52	1,00	0,28	0,53	0,78	0,52	0,53	0,56	0,53	0,06	0,53	0,53	0,47	0,56	0,56	0,50	0,50
	4	0,50	0,62	0,50	1,00	0,31	0,56	0,81	0,54	0,56	0,62	0,55	0,12	0,56	0,55	0,45	0,62	0,62	0,50	0,50
E	1	1	0,63	0,63	1	0,63	0,79	1,00	0,73	0,82	1	0,73	0,63	1,00	0,77	0,46	1,00	0,75	0,63	0,63
	2	0,93	0,7	0,93	1	0,65	0,81	0,98	0,74	0,82	0,93	0,76	0,63	0,86	0,80	0,57	0,97	0,75	0,70	0,70
	3	0,62	0,9	0,62	1	0,56	0,75	0,96	0,69	0,76	0,9	0,70	0,52	0,81	0,73	0,48	0,94	0,75	0,62	0,62
	4	0,5	0,8	0,5	1	0,40	0,63	0,90	0,60	0,65	0,8	0,62	0,30	0,68	0,62	0,38	0,80	0,75	0,50	0,50

## Продолжение таблицы 4.6

ситуация	номер агрегата	$L_U$	$L_V$	№ свертки																
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
F	1	1	0,5	0,5	1	0,50	0,71	1,00	0,67	0,75	1	0,67	0,50	1,00	0,67	0,33	1,00	0,75	0,50	0,50
	2	0,93	0,5	0,5	1	0,47	0,68	0,97	0,64	0,72	0,93	0,65	0,43	0,81	0,65	0,35	0,93	0,75	0,50	0,50
	3	0,62	0,5	0,5	1	0,31	0,56	0,81	0,54	0,56	0,62	0,55	0,12	0,56	0,55	0,45	0,62	0,62	0,50	0,50
	4	0,5	0,5	0,5	1	0,25	0,50	0,75	0,50	0,50	0,5	0,50	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
J	1	1	0,75	0,75	1	0,75	0,87	1,00	0,80	0,88	1	0,80	0,75	1,00	0,86	0,60	1,00	0,75	0,75	0,75
	2	0,93	0,75	0,75	1	0,70	0,84	0,98	0,76	0,84	0,93	0,79	0,68	0,87	0,83	0,64	0,98	0,75	0,75	0,75
	3	0,62	0,75	0,62	1	0,47	0,68	0,91	0,63	0,69	0,75	0,66	0,00	0,69	0,68	0,55	0,83	0,75	0,62	0,62
	4	0,5	0,75	0,5	1	0,38	0,61	0,88	0,58	0,63	0,75	0,60	0,00	0,65	0,60	0,40	0,75	0,75	0,50	0,50

Свертка	№	Свёртка	№
$\min(U, V)$	1	$\max(0; U+V-1)$	10
$\min(1; U+V)$	2	$1-\sqrt{(1-U)(1-V)}$	11
$UV$	3	$(2UV)/(U+V)$	12
$\sqrt{UV}$	4	$\min(U, V)/(1+ U-V )$	13
$U+V-UV$	5	$(UV)/(1-U-V+2UV)$	14
$(U+V-UV)/(1+U+V-2UV)$	6	$\text{med}(U, V, 3/4)$	15
$(U+V)/2$	7	$\text{med}(U, V, 1/4)$	16
$\max(U, V)$	8	$\text{med}(U, V, 1/2)$	17
$\max(UV)/(1+ U-V )$	9		



## 1. Свёртка $\min(U, V)$ «идемпотентная операция пересечения»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.1 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.13.

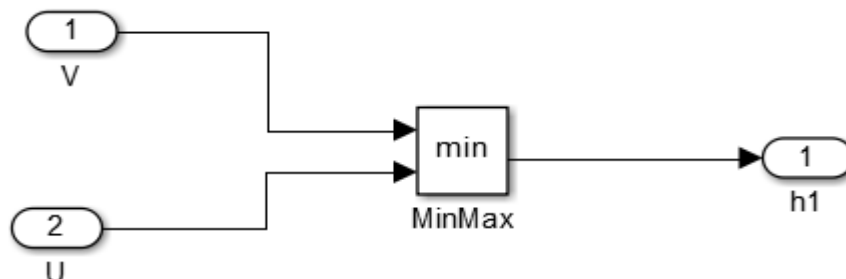


Рисунок 4.13 - Свёртка «идемпотентная операция пересечения»

Данная свёртка характеризует приоритет критерия эксплуатационной надёжности над критерием экономичности в управлении составом агрегатов. Как видно из таблицы 4.6, данная свёртка отдаёт приоритет отключению гидроагрегатов с наименьшим значением надёжности в ситуациях А, В, С и D.

Однако нельзя утверждать, что свёртка наиболее строго придерживается главенства критерия эксплуатационной надёжности над экономичностью. Это наглядно демонстрируют ситуации Е, F и J. Использование свёртки при уровне надёжности всех гидроагрегатов «средне» и выше, предусматривает возможность выбора для отключения стационарного гидроагрегата с низкой оценкой экономичности.

Особого внимания заслуживает ситуация F. Использование свёртки  $\min(U, V)$  в данной ситуации не позволяет присвоить приоритет в отключении ни одному из гидроагрегатов. В этом случае выбор может производиться ЛПР по критерию экономичности, либо по другим, неформализованным критериям, доступным ЛПР.

## 2. Свёртка $\min(1; U+V)$ «идемпотентная операция объединения»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.2 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.14.

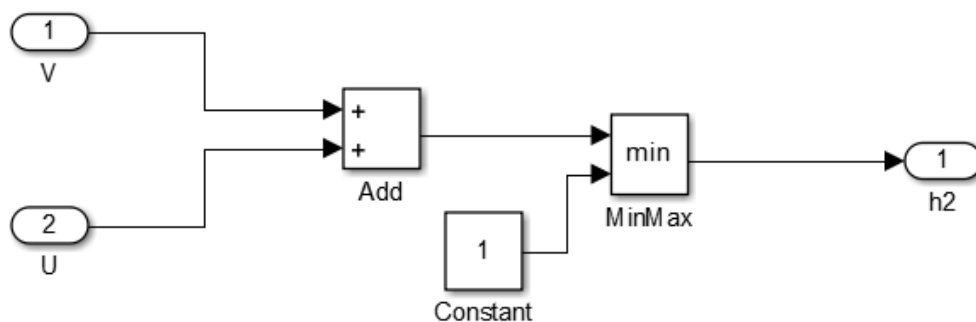


Рисунок 4.14 - Свертка «идемпотентная операция объединения»

Данная свертка относится к группе компромиссных свёрток и не отдаёт значительного предпочтения ни одному из критериев. В условиях, когда оценки обоих критериев для каждого гидроагрегата находятся на уровне не ниже «средне», либо состояние одного из критериев весьма хорошее и соответствует лингвистическим оценкам «очень хорошо» или «отлично» при условии состояния второго критерия не ниже «удовлетворительно» - обобщенные оценки, получаемые на основе данной свертки, указывают на отличное состояние гидроагрегатов. В таких условиях все гидроагрегаты являются равноприоритетными и выбор номера гидроагрегата для отключения ложится на плечи ЛПР.

Таким образом, свёртка является «фильтром» для гидроагрегатов показателем «отлично» по одному из критериев или показателями не ниже «средне» по обоим критериям.

Однако значительное снижение, как оценки критерия эксплуатационной надежности, так и критерия экономичности ставит гидроагрегат первым в списке на отключение. Ситуации А, С, D наглядно иллюстрируют что снижение уровней надежности и экономичности ниже допустимых границ ведет к отключению данных гидроагрегатов в первую очередь.

Уменьшение результирующих оценок может быть обусловлено и снижением значений одного из критериев при неизменном состоянии второго, однако наибольшая скорость деградации результирующей оценки гидроагрегата в данной свёртке достигается при одновременном снижении значений обоих критериев.

### 3. Свёртка UV «строго монотонная операция пересечения»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.3 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.15.

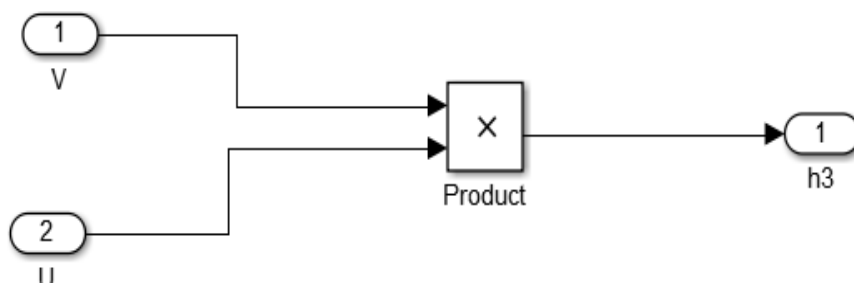


Рисунок 4.15 - Свёртка «строго монотонная операция пересечения»

Стратегия управления, реализуемая с помощью свёртки  $UV$ , ориентирована на управление гидроагрегатами при полном доминировании критерия эксплуатационной надежности. Критерий экономичности режима работы в этом случае отходит на второй план и не играет какой-либо значимой роли при вводе в работу или отключении агрегатов станции.

Как видно из таблицы 4.6, использование данной свёртки практически в любой из рассмотренных ситуаций приводит к необходимости отключения в первую очередь гидроагрегата с наименьшим значением критерия эксплуатационной надежности. Исключением является ситуация А, однако там равноприоритетность гидроагрегатов №1 и №4 обусловлена малым расхождением оценок эксплуатационной надежности при очень значительном снижении оценки критерия экономичности на гидроагрегате №4.

### 4. Свёртка $\sqrt{UV}$ «среднее геометрическое»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.4 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.16.

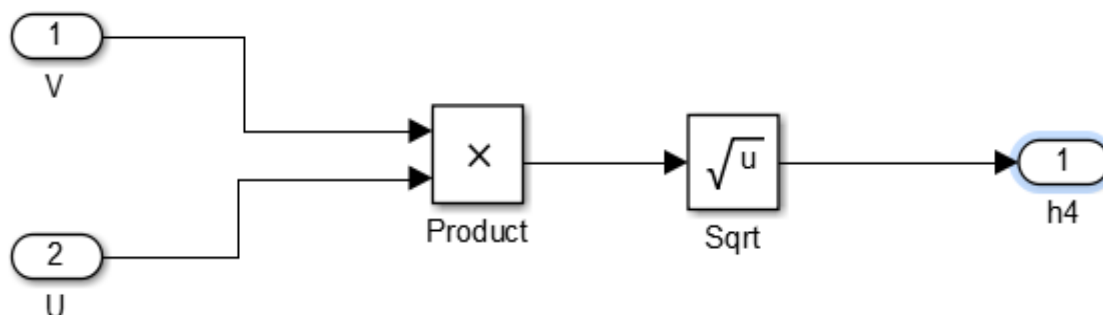


Рисунок 4.16 - Свёртка «среднее геометрическое»

Данная свертка реализует одну из компромиссных стратегий управления составом агрегатов. Также как и свёртка №2 – эта свёртка сильнее реагирует на снижения значений обоих критериев.

При реализации управления на основе данной свёртки обобщенная оценка эксплуатационного состояния в значительной степени зависит от разницы между оценками критериев эксплуатационной надежности и экономичности.

В ситуации F обобщенная оценка гидроагрегата №4 ( $U = 0,5; V = 0,5$ ) является выше, чем обобщенная оценка гидроагрегата №1 в Ситуации A ( $U = 1; V = 0,06$ ).

##### 5. Свёртка $U+V-UV$ «строго монотонная операция объединения»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.5 в приложении Ж.

Модель данной свёртке в среде simulink представлена на рисунок 4.17.

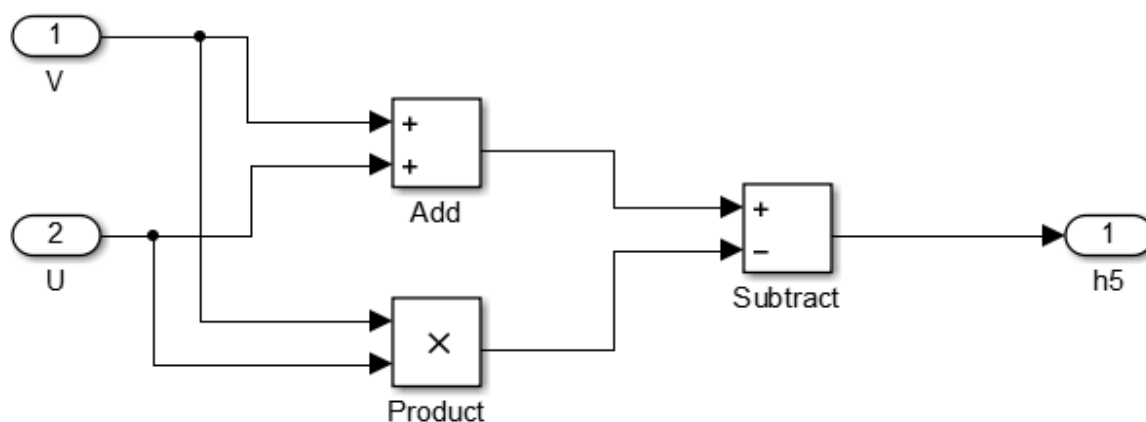


Рисунок 4.17 - Свёртка «строго монотонная операция объединения»

Данная свертка является противоположностью свёртки «строго монотонная операция пересечения». В данном случае система стремится

производить принятие решений с учетом приоритета критерия экономичности.

Исключение представляет ситуация D, когда равноприоритетными принимаются гидроагрегаты №2 и №3. Это обусловлено значительным снижением эксплуатационной надежности гидроагрегата №2 на фоне оценки экономичности находящейся на уровне «средне», что не является самым высоким показателем экономичности среди гидроагрегатов представленных в данной ситуации.

### 6. Свертка $(U+V-UV)/(1+U+V-2UV)$ «неассоциотивная ассиметрическая сумма»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.6 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.18.

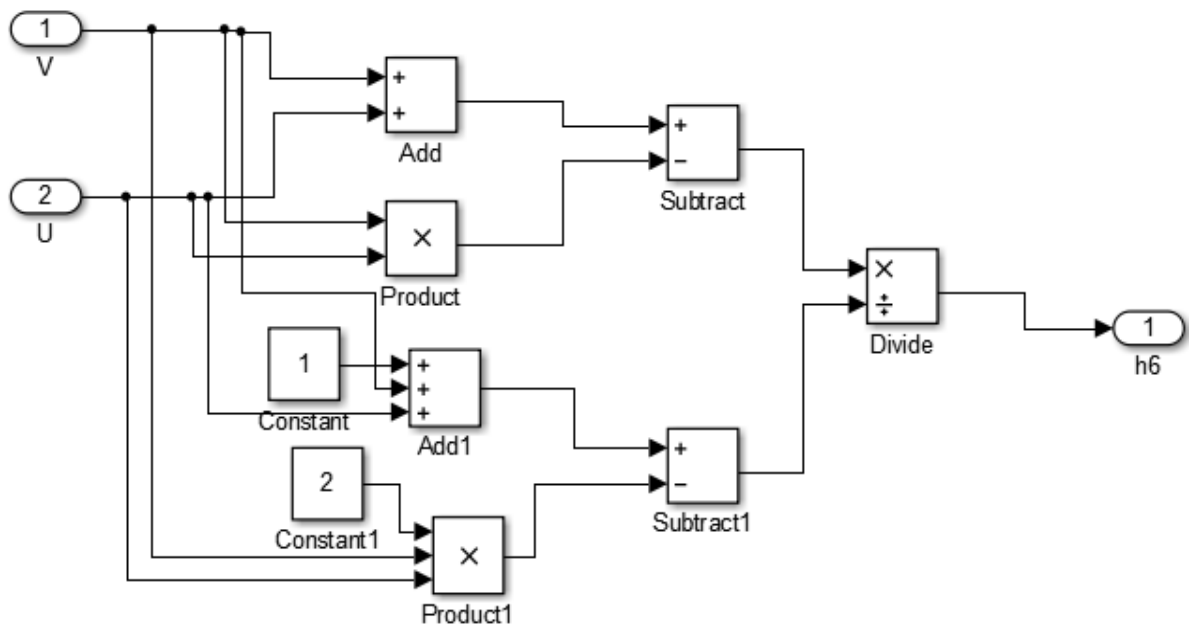


Рисунок 4.18 - Свертка «неассоциотивная симметрическая сумма»

Свёртка  $(\frac{U+V-UV}{1+U+V-2UV})$  реализует стратегию управления, при которой параметры эксплуатационной надежности и экономичности учитываются в равной степени. При её реализации решение задачи выбора гидроагрегата на станции, эксплуатация которого наиболее или наименее целесообразна, крайне затруднительно.

### 7. Свёртка $(U+V)/2$ «среднее арифметическое»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.7 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.19.

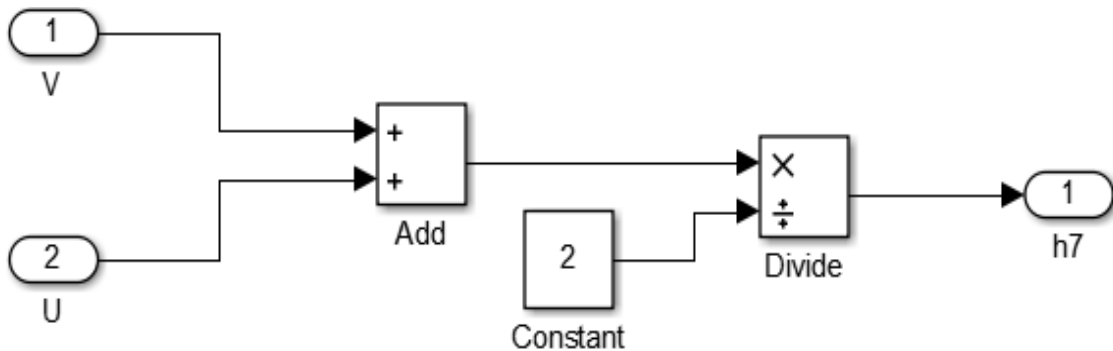


Рисунок 4.19 - Свёртка «среднее арифметическое»

Как и свёртки «среднее геометрическое», а также «среднее гармоническое», данная свёртка реализует одну из компромиссных стратегий управления составом агрегатов.

Среди свёрток, осуществляющих поиск среднего значения между критериями эксплуатационной надёжности и экономичности, эта свёртка гораздо «мягче» остальных реагирует на разброс оценок между критериями, что позволяет при выборе в большей степени опираться на значения самих оценок. Это делает данную свёртку наиболее компромиссной из всего представленного набора.

### 8. Свёртка $\max(UV)$ «идемпотентная операция объединения»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.8 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.20.

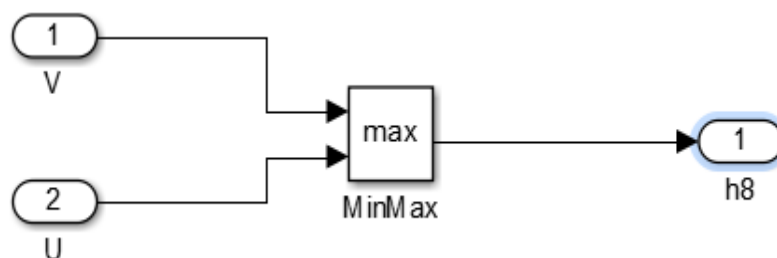


Рисунок 4.20 - Свёртка «Идемпотентная операция объединения»

Данная свертка характеризует приоритет критерия экономичности над критерием эксплуатационной надежности в управлении составом агрегатов. Как видно из таблицы 4.6, данная свёртка отдаёт приоритет отключению гидроагрегатов с наименьшим значением экономичности в ситуациях А, С и F.

Однако нельзя утверждать, что свёртка наиболее строго придерживается главенства критерия экономичности над эксплуатационной надежностью. Это наглядно демонстрируют ситуации В, D, E и J. Использование свёртки при уровне экономичности всех гидроагрегатов близкой к «средне», предусматривает возможность выбора для отключения стационарного гидроагрегата с высокой оценкой эксплуатационной надежности, однако вероятность появления таких ситуаций на станции крайне мала.

#### 9. Свертка $\max(UV)/(1+|U-V|)$ «операция объединения симметрической суммы»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.9 в приложении Ж.

Модель данной свёртке в среде simulink представлена на рисунке 4.21.

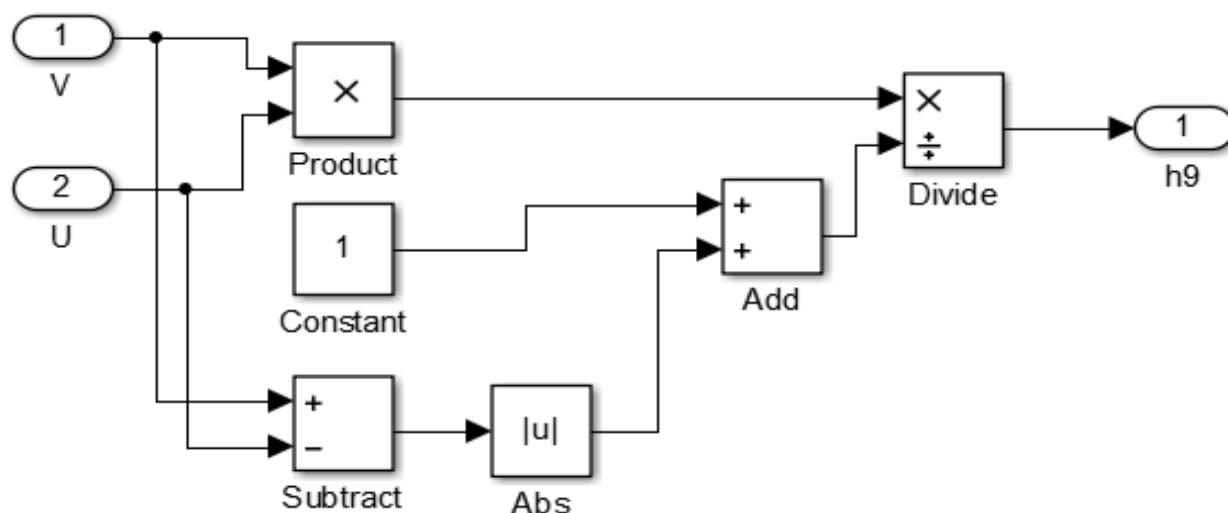


Рисунок 4.21 - Свёртка «операция объединения симметрической суммы»

Как видно из результатов расчёта, свёртка «операция объединения симметрической суммы» выступает в роли компромиссного варианта между критериями эксплуатационной надёжности и экономичности.

Ситуация Е демонстрирует, что значительное снижение экономичности при достаточно высоком уровне надёжности, как это представлено на гидроагрегате №4, приводит к его отключению в первую очередь. В то же время снижение эксплуатационной надёжности на гидроагрегате №1 в ситуации В до уровня 0,3, что является самой низкой оценкой по указанному критерию в данной ситуации, приводит к выбору данного гидроагрегата в число приоритетных на отключение вместе с гидроагрегатом №4, несмотря на самую высокую оценку экономичности.

#### 10. Свёртка $\max(0; U+V-1)$ «идемпотентная операция пересечения»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.10 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.22.

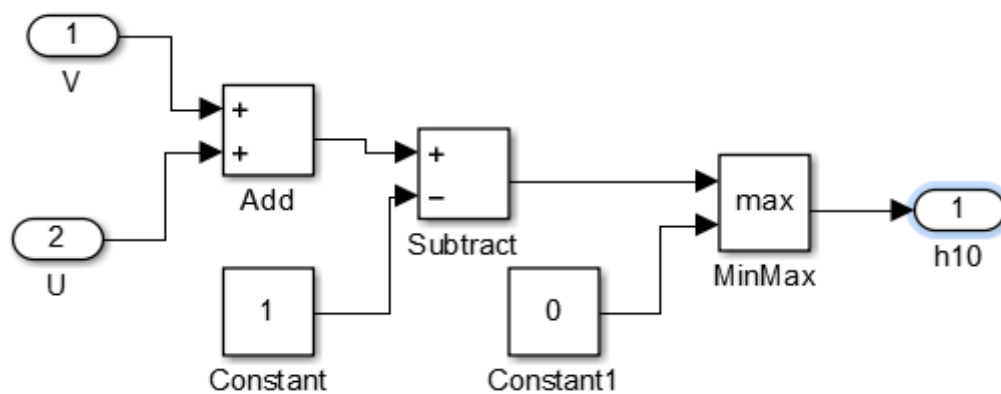


Рисунок 4.22 - Свёртка «идемпотентная операция пересечения»

Данная свёртка очень жестко реагирует на снижение эксплуатационной надёжности ниже уровня «удовлетворительно», что соответствует значению 0,25. Эта свёртка отдаёт значительный приоритет критерию эксплуатационной надёжности. Однако, как показывают ситуации В и Е, при условии, что надёжность находится на уровне выше среднего, приоритет на отключение может быть отдан гидроагрегату с оценкой экономичности близкой к «средне».



### 11. Свёртка $1-\sqrt{(1-U)(1-V)}$ «гибридная свёртка»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.11 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.23.

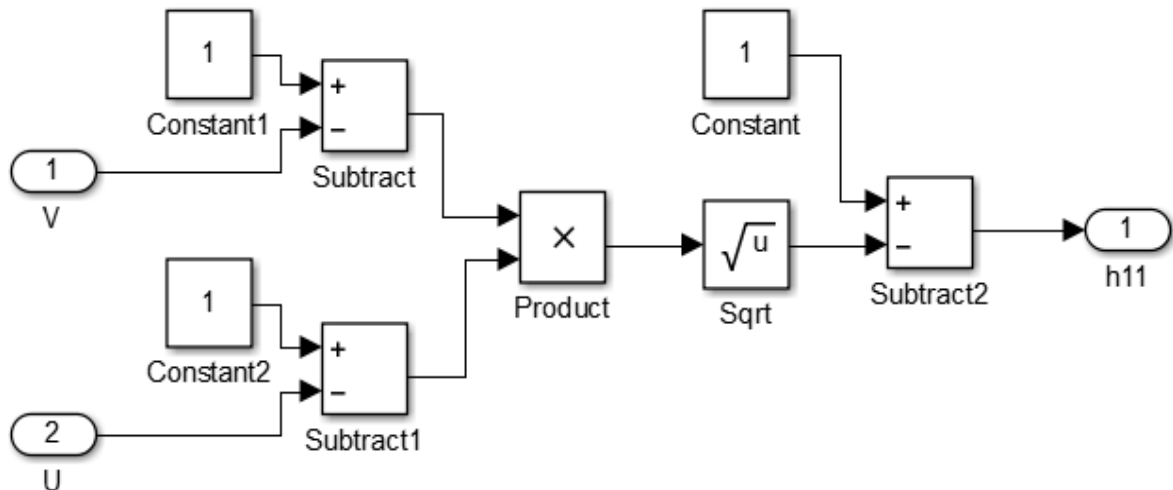


Рисунок 4.23 - Свёртка «гибридная свёртка»

Данная свёртка стремится к компромиссу в принятии решения, но всё же незначительный приоритет в управлении отдаёт критерию экономичности гидроагрегата.

### 12. Свёртка $(2UV)/(U+V)$ «среднее гармоническое»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.12 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.24.

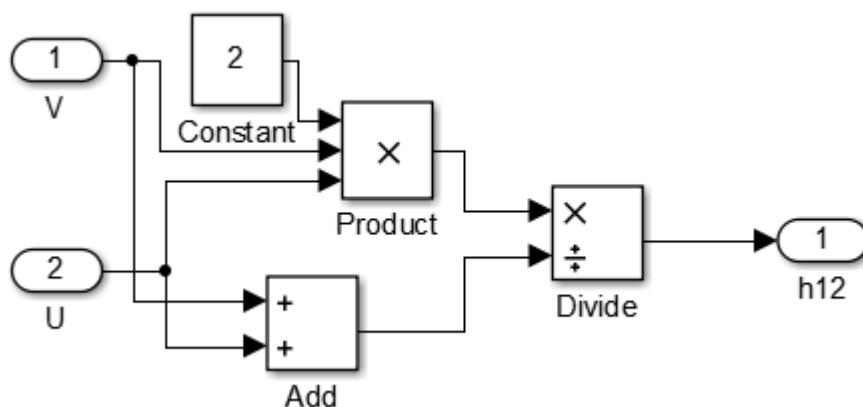


Рисунок 4.24 - Свёртка «среднее гармоническое»

Как и свёртка «среднее геометрическое», данная свёртка характеризуется стремлением к компромиссу в управлении составом

гидроагрегатов. Однако следует отметить, что в данном случае расхождение в значениях критерия эксплуатационной надежности и критерия экономичности гидроагрегатов учитываются еще сильнее, чем в свёртке «среднее геометрическое». При этом приоритет критерия эксплуатационной надежности всё же в малой степени доминирует при данной стратегии управления.

### 13. Свёртка $\min(U,V)/(1+|U-V|)$ «операция пересечения симметрической суммы»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.13 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.25.

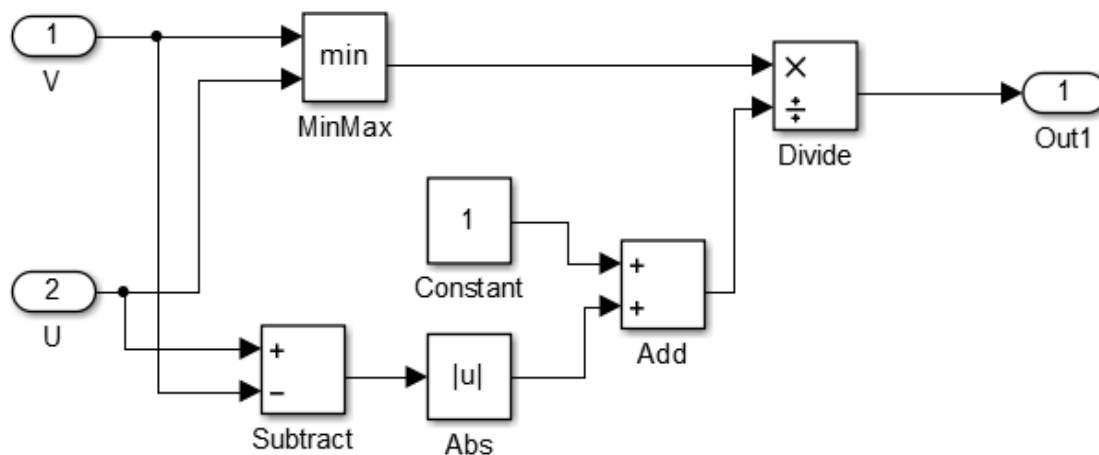


Рисунок 4.25 - Свёртка - «операция пересечения симметрической суммы»

Приоритет критерия надежности над критерием экономичности в данном случае весьма велик. Особенно это отчетливо видно при анализе ситуации А, когда, несмотря на средний показатель экономичности гидроагрегата №4 и отличный показатель гидроагрегата №1, приоритет в отключении отдаётся гидроагрегату №1, чьё эксплуатационное состояние лишь незначительно хуже, эксплуатационного состояния гидроагрегата №4. Точно такой же выбор приоритетности прослеживается и в ситуациях F и J, несмотря на то, что практически все остальные свёртки либо отдают приоритет гидроагрегату №4, либо вообще считают все гидроагрегаты равноприоритетными при выборе первого кандидата на отключение.

#### 14. Свертка $(UV)/(1-U-V+2UV)$ «ассоциативная симметрическая сумма»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.14 в приложении Ж.

Модель данной свёртки в среде simulink представлена на рисунке 4.26.

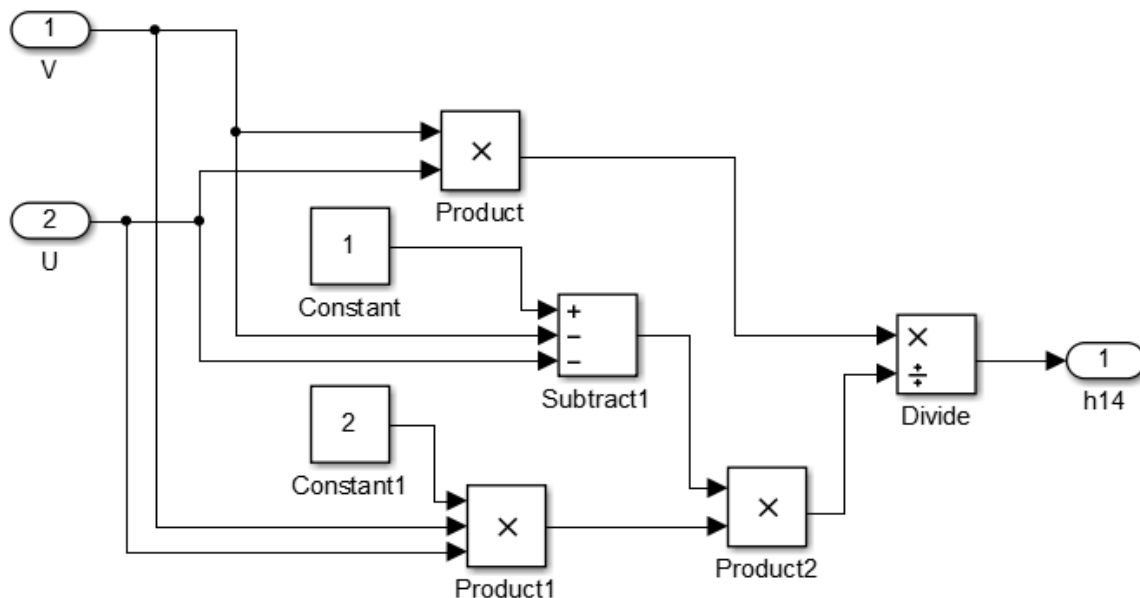


Рисунок 4.26 - Свертка «ассоциативная симметрическая сумма»

Использование свёртки  $(UV)/(1-U-V+2UV)$  возможно лишь при значительном снижении критерия эксплуатационной надежности.

Как показывает ситуация E, гидроагрегат со средним уровнем экономичности и высоким уровнем эксплуатационной надежности может быть выбран первым кандидатом на отключение при условии, что эксплуатационная надежность остальных гидроагрегатов также не ниже средней, но такие ситуации случаются на станции довольно редко, поэтому смело можно сказать, что эта свёртка также отдаёт приоритет критерию эксплуатационной надежности.

#### 15. Свертка $med(U,V,3/4)$ «медианное осреднение»

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.15 в приложении Ж.

Как показывают результаты расчета, во всех представленных ситуациях медианная свертка  $med(U,V,3/4)$  теряет свою чувствительность при

превышении одним из критериев значения 0,75, что соответствует лингвистической оценке «хорошо».

Как показывает практика, критерий экономичности гидроагрегатов в нормальном режиме работы редко опускается ниже 0,8, а эксплуатационная надежность практически не поднимается выше 0,8. Таким образом, данная свёртка является фильтром для гидроагрегатов, экономичность которых не выходит за допустимый диапазон.

Исходя из этого, можно утверждать, что данная свёртка отдаёт больший приоритет критерию надежности. Однако одна наименее «жестко» придерживается реализации управления на основе этого критерия, нежели остальные медианные свёртки, представленные в данной работе.

В ситуациях Е и J оценки критериев всех 4 гидроагрегатов находятся на достаточно высоком уровне. В связи с этим все гидроагрегаты являются равноприоритетными и отключение может производиться в порядке, выбранном ЛПР.

#### **16. Свёртка $med(U,V,1/4)$ «медианное осреднение»**

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.16 в приложении Ж.

Как и свёртка  $med(U,V,3/4)$ , эта свёртка играет роль фильтра гидроагрегатов.

В случае использования данной свёртки все гидроагрегаты, имеющие значения эксплуатационной надежности ниже 0,25, признаются одинаковыми по приоритетности и являются наиболее приоритетными для отключения в случае изменения ситуации на станции.

#### **17. Свёртка $med(U,V,1/2)$ «медианное осреднение»**

Графическое изображение данной свёртки представлено на рисунке Ж.17 в приложении 7.

Свёртка  $med(U,V,1/2)$  является промежуточным вариантом между двумя предыдущими вариантами медианных свёрток. Ситуации А, D и F наглядно демонстрируют, что снижение значений эксплуатационной надежности

гидроагрегатов ниже 0,5 приводит к безразличию в выборе станционного номера отключаемого гидроагрегата.

#### 4.5 Результаты идентификации стратегии управления на Саяно-Шушенской гидроэлектростанции

Для определения возможного поведения оперативного персонала при управлении составом агрегатов на примере Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС) была проведена процедура идентификации стратегий управления, в рамках которой участвовали 11 начальников смен станции и диспетчеров ЦПУ.

Для сбора данных была использована анкета, представленная в приложении Г.

Каждым из них были представлены ответы по трём предложенным типовым ситуациям. Полученные результаты сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 - Ответы, полученные от экспертов СШГЭС

Персонал станции	Оценка 1 ситуации	Оценка 2 ситуации	Оценка 3 ситуации
1	Е	С	В
2	Е	В	А
3	Е	Д	С
4	Е	Д	В
5	Д	В	А
6	Е	С	А
7	Е	Д	В
8	Е	С	В
9	Д	С	А
10	Е	С	С
11	Е	С	В

Из полученных обобщённых оценок можно сделать вывод, что:

- Ответы, представленные экспертами №1, №8 и №11, точно указывают на необходимость применения в выборе состава агрегатов стратегии управления, описываемой свёртками  $\sqrt{UV}$  и  $\frac{2UV}{(U+V)}$  - среднее геометрическое и среднее гармоническое.

Также близким данной свёртки является ответ данный экспертом №9 и достаточно близкими является ответ эксперта №2.

- Обобщенная оценка, полученная от эксперта № 3, указывает на необходимость использования в управлении свёртки  $UV$  - строго монотонная операция пересечения.

Помимо эксперта № 3 эксперты № 4 и № 7 также дали ответы близкие к данной свёртке.

- Полученные данные от эксперта № 10 указывают на необходимость использования в управлении свёртки  $\min(UV)$  - идемпотентная операция пересечения.

Ответы, полученные от экспертов № 5 и № 9, не указывают точно ни на одну из имеющихся свёрток. Однако оба эти ответа являются близкими к свёртке  $(\frac{U+V-UV}{1+U+V-2UV})$  - неассоциативная симметрическая сумма.

В итоге из набора 17 свёрток наиболее актуальными для экспертов СШГЭС являются 4.

Проведенные ранее исследования на Воткинской, Новосибирской и Красноярской ГЭС, представленные в работе [13], также наглядно демонстрируют, что персонал различных станций придерживается компромиссных свёрток при выборе стратегий управления. Также следует отметить, что эти компромиссные свёртки различны на разных ГЭС (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Результаты идентификации целей на различных ГЭС

Результаты оценки обобщенной цели по			Число ответов	Тип свёртки	примечание
Ситуации 1	Ситуации 2	Ситуации 3			
Е	С	С	4	$\min(UV)$	Новосибирская ГЭС
Е	С	В	2	$\frac{\sqrt{UV}}{2UV} (U+V)$	Новосибирская ГЭС
Д	С	С	4	$\text{med}(U, V, 1/4)$	Воткинская ГЭС

Продолжение таблицы 4.8

С	С	А	6	$(UV)/(1-U-V+2UV)$	Воткинская ГЭС
D	С	С	2	$\text{med}(U, V, 1/4)$	Красноярская ГЭС
Е	С	В	3	$\frac{\sqrt{UV}}{U+V}$	Красноярская ГЭС

Полученные результаты наглядно демонстрируют, что различные начальники смены и диспетчера ЦПУ станции имеют совершенно разный взгляд на состояние гидроагрегатов в одних и тех же типовых ситуациях и в различной степени отдают предпочтение тем или иным критериям при управлении гидроагрегатами. Однако налицо явное стремление ЛПР к компромиссу и отсутствие в большинстве случаев жестких предпочтений критерию эксплуатационной надежности или критерию экономичности режима работы ГА.

#### 4.6 Анализ выбора состава гидроагрегатов в рамках подсистем РУСА и ИНПОР на Саяно-Шушенской гидроэлектростанции

В качестве примера сравним результаты выбора состава гидроагрегатов на основе алгоритмов подсистем РУСА и ИНПОР в одинаковых ситуациях.

В таблице 4.6 представлены модели выбора состава гидроагрегатов на основе свёрток, выбранных персоналом СШГЭС в качестве приоритетных. Рассматривается задача отключения одного из работающих на станции гидроагрегатов, эксплуатация которого наименее целесообразна.

Задача ввода в работу наиболее приоритетного гидроагрегата из числа резервных решается вводом в работу гидроагрегатов в обратном порядке.

Таблица 4.8 - Сравнение моделей выбора состава ГА в рамках подсистем РУСА и ИНПОР

№ ГА	$L_U$	$L_V$	Подсистема <b>ИНПОР</b>				Подсистема <b>РУСА</b>
			$\sqrt{UV}$	$\frac{2UV}{(U+V)}$	$UV$	$(\frac{U+V-UV}{1+U+V-2UV})$	
1	0,86	0,91	0,886	0,884	0,782	0,82	0,91
2	0,73	0,95	0,832	0,825	0,693	0,763	0,95
3	0,61	0,94	0,757	0,739	0,573	0,696	0,94
4	0,66	0,96	0,795	0,782	0,633	0,729	0,92

В рамках стратегии управления подсистемы РУСА, отключение гидроагрегата №1 представляется наиболее целесообразным с позиции экономической эффективности, т.к. его к.п.д. самый низкий. Однако этот гидроагрегат обладает наибольшим значением эксплуатационной надежности, в то время как гидроагрегат №3, эксплуатационное состояние которого ближе всех к аварийному, остается в работе.

В то же время стратегии, заложенные в подсистеме ИНПОР на основе процедуры идентификации, предполагают более целесообразным отключение гидроагрегата №3, т.к. во всех выбранных свёртках критерий эксплуатационной надежности является доминирующим над критерием экономической эффективности.

Полученные результаты наглядно демонстрируют, что подсистемы РУСА и ИНПОР осуществляют выбор различного состава ГА в условиях, когда эксплуатационное состояние гидроагрегатов выходит за пределы нормальных значений.

Совместное применение обеих подсистем в различных режимах работы станции позволяет значительно расширить возможности управления гидроагрегатами, что будет более подробно представлено в следующем разделе.



#### 4.7 Структура ИНПОР и её взаимодействие с подсистемой РУСА

При прочтении данной работы у некоторых читателей может ошибочно сложиться мнение, что цель подсистемы ИНПОР – занять место подсистемы РУСА в управлении составом гидроагрегатов станции. Однако это мнение ошибочно. Истинная цель данной подсистемы - расширить возможности управления подсистемой РУСА в тех ситуациях, когда управление на основе лишь одного критерия невозможно, либо не соответствует принципам рационального управления с точки зрения оперативного персонала станции.

Реализация в подсистеме ИНПОР представленных выше моделей и методов оптимизации даёт широкий спектр возможностей поиска решений по управлению составом гидроагрегатов, что существенно увеличивает адаптационные свойства подсистемы РУСА.

Рассмотрим основные принципы реализации подсистемы ИНПОР.

Структурная схема подсистемы изображена на рисунке 4.27.

Вся система разделена на модули, каждый из которых выполняет определённый вид операций.

Все модули можно разделить на две категории:

- Модули, работающие в режиме реального времени (модули 1-12);
- Модули, запускающиеся периодически, либо по требованию оператора (модули 13-15).

Данные модули имеют связи с информационной системой АСУ ТП станции не как по входной, так и по выходной информации. Однако, чтобы не перегружать представленную схему, эти обратные связи не показаны.

Как уже говорилось ранее, главная задача ИНПОР – обеспечивать поддержку оперативному персоналу в принятии решений по управлению агрегатами ГЭС в рамках контура оперативного управления в случаях отклонения режима работы станции от запланированного.

Для превентивной реакции на изменения графика нагрузки энергосистемы в подсистеме ИНПОР реализован модуль экспресс-прогноза числа агрегатов, необходимых для выработки требуемой мощности (*модуль 1*).

Расчет производится на 30 минутном интервале времени с учётом предыстории значений мощности, полученных в этот аналогичный день недели ранее. 30-минутные значения активной и реактивной мощности используются для определения прогнозного значения числа агрегатов ( $Z_{пр}$ ), а затем запоминаются как предыстория определённого дня недели. Впоследствии прогноз числа гидроагрегатов производится, опираясь на предысторию определённого дня недели.

Аналогично производится и сбор данных режимных параметров эксплуатационной надежности и экономичности, для дальнейшего прогноза ухудшения состояния гидроагрегатов и проточного тракта.

Полученный прогноз числа агрегатов ( $Z_{пр}$ ) сравнивается с суточным графиком нагрузки станции, полученным на этапе краткосрочного планирования и поступает к ЛПР, который вправе согласиться с ним ( $Z_{пр} = Z_{лпр}$ ) или принять собственное решение, относительно числа работающих на станции гидроагрегатов ( $Z_{пр} <> Z_{лпр}$ ).

Полученное от ЛПР значение числа агрегатов передаётся в *модули 10 и 11*, в которых формируется наиболее оптимальный состав (А) гидроагрегатов на станции на основе критериев эксплуатационной надежности и экономичности.

Как уже было продемонстрировано в разделе 3.1, оценка эксплуатационной надежности гидроагрегатов осуществляется на основе большого количества параметров и все эти параметры имеют различную степень важности. В *модуле 13* хранится информация по базовым оценкам параметров эксплуатационной надежности, полученная на основе карт уставок релейной защиты и автоматики. Запуск *модуля 13* осуществляется при первичной настройке системы, либо при внесении корректив в настройки систем автоматического контроля. Расчет базовых оценок производится на основе модели (3.13).

Если расчет базовых оценок параметров эксплуатационного состояния с помощью *модуля 13* невозможен, в связи с отсутствием точных значений предупредительной и аварийной уставки, то «вес» данного параметра или, говоря другими словами, величина возможности его превосходства над другими параметрами, может быть получена на основе экспертной оценки с помощью *модуля 15*.

Цель *модуля 2* – пересчёт значений параметров эксплуатационной надежности в значения функций принадлежности к цели управления (номинальным значениям параметров). Расчет текущих значений производится в режиме реального времени на основе моделей (3.14,3.15,3.16) для различных типов нечетких интервалов.

*Модули 3 и 4* рассчитывают результирующие оценки параметров эксплуатационной надежности в соответствии с (3.17). Результирующие оценки параметров гидроагрегата и проточного тракта рассматриваются отдельно, так как эти группы параметров имеют различную физическую природу, а также различные временные интервалы изменения параметров.

Эксплуатационное состояние гидроагрегата оказывает влияние на его энергетические характеристики, в связи с этим в систему введен блок расчета поправок (*модуль 12*) в характеристики оптимальных приростов гидроагрегатов (4.11, 4.12), что влияет на экономичность ГА и распределение нагрузки между ними.

*Модули 5 и 6* формируют обобщенные оценки гидроагрегата и проточного тракта в соответствии с (3.18,3.19). Обобщенные оценки объединяются в *модуле 7* на основе выражения (3.20). Итоговая оценка  $L_{vk}$  и будет характеризовать эксплуатационную надежность гидроагрегата.

Расчёт энергетических характеристик в реальном времени производится на основе двухпараметрической модели, представленной в (3.25). Используя текущие значения мощности  $N_a$ , расхода воды  $Q_a$  и напора  $H$ , на каждом гидроагрегате, формируют базу данных для определения в *модуле 8* фактических КПД агрегатов  $\eta_a(k)$ , которые затем пересчитывают в *модуле 9*,

используя выражение (3.25) , в оценки вида  $L_{Uk}$ . Данные оценки необходимы для формирования альтернативных решений.

На основании оценок  $L_{Uk}$  и  $L_{Vk}$ , а также используя набор свёрток  $h(j)$ , полученных в результате идентификации целей у ЛПР с помощью *модуля 14*, в *блоках 10* и *11* формируются альтернативные решения. Данные решения можно разделить на две группы: решения по отключению работающих агрегатов  $O_a(j)$  в соответствии с математической моделью (4.6) или включению в работу агрегатов из числа резервных  $B_a(j)$  в соответствии с математической моделью (4.7).

Если  $Z_{лпр}$  больше фактического числа работающих на станции агрегатов ( $Z_t$ ), то ЛПР выбирает одно из решений вида  $O_a(j)$ .

Если  $Z_{лпр} < Z_t$ , то управление  $A_{лпр}$  формируется из  $B_a(j)$ .

При выполнении условия  $Z_{лпр} = Z_t$  ЛПР может выбрать одно из нескольких решений:

- оставить режим работы станции неизменным;
- отреагировать на ухудшение эксплуатационного состояния одного (нескольких) работающих агрегатов и заменить его (их) на резервные;
- перевести один или несколько гидроагрегатов в режим СК;
- перевести гидроагрегат на индивидуальное управление.

Перечень возможных реакций ЛПР на данную ситуацию может быть продолжен, но в любом случае приоритет в принятии решения остается за ним.

Полученное от ЛПР решение в качестве управления  $A_{лпр}$  поступает в подсистему РУСА для его реализации.

Для того чтобы выделить основные связи между блоками медленной коррекции состава (РУСА1) и оптимизации работающего состава (РУСА4) подсистемы РУСА и основными блоками системы ИНПОР. Рассмотрим структурно-алгоритмические схемы данных элементов, представленные на рисунке 4.28 и рисунке 4.29.

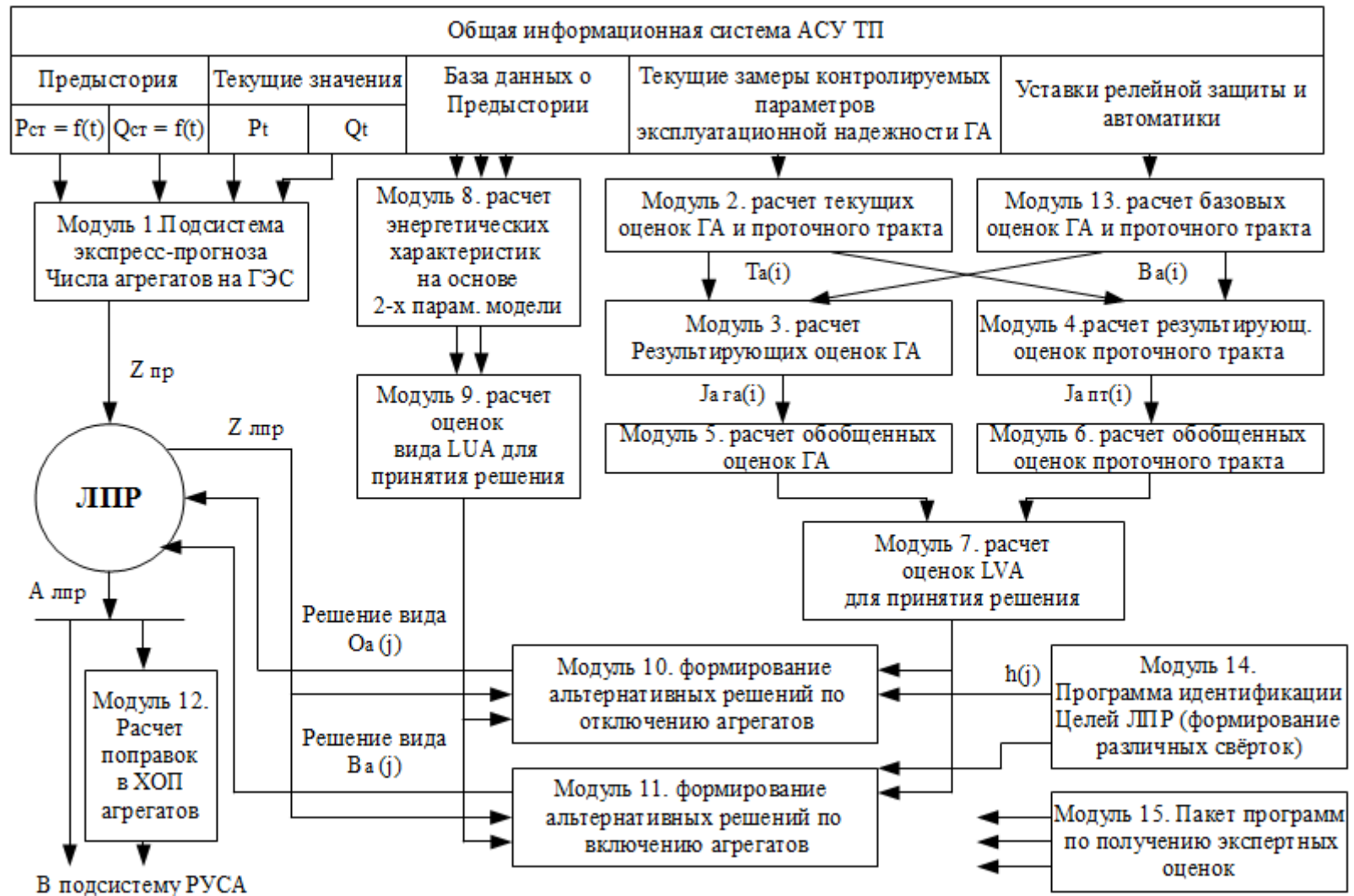


Рисунок 4.27 - Структурная схема подсистемы ИНПОР

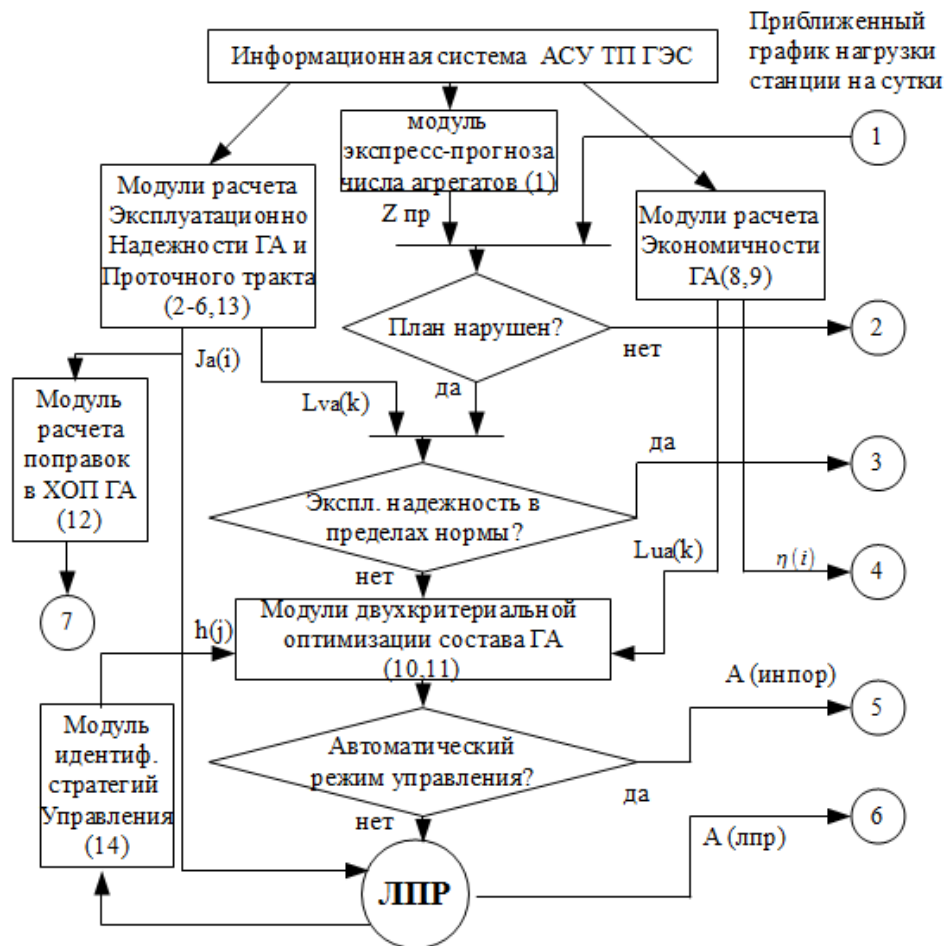


Рисунок 4.28 - Структурно-алгоритмическая схема подсистемы ИНПОР

Во взаимодействии подсистем можно выделить 7 основных каналов связей.

По каналу 1 из модуля РУСА 1 в подсистему ИНПОР передаются значения приближенного суточного графика нагрузки для дальнейшего сравнения с прогнозными значениями мощности и числа агрегатов, полученными в модуле экспресс-прогноза числа агрегатов.

В случае, если план не нарушен, то управление осуществляется сигнал по каналу 2 передаётся в модуль РУСА1 и управление продолжает осуществляться по заданному сценарию.

Если же прогнозное значение отличается от запланированного и возникает необходимость в изменении состава агрегатов, то на основе данных системы ИНПОР производится выбор метода поиска нового состава.

При условии, что эксплуатационная надежность всех гидроагрегатов находится в пределах нормальных значений, то выбор производится только на основе

критерия экономичности ГА с помощью методов направленного перебора вариантов, ветвей и границ или динамического программирования. В этом случае сигнал передается по каналу 3 и активирует блок однокритериальной оптимизации подсистемы РУСА1. В этом случае новые значения кпд гидроагрегатов станции передаются по каналу 4 для поиска новых вариантов состава гидроагрегатов на ГЭС. Если эксплуатационная надежность хотя бы одного гидроагрегата выходит за пределы нормы, то оптимизация производится на основе двух критериев с учётом стратегии управления на станции, определяющей приоритетность этих критериев по отношению друг к другу.

После того, как система выбрала новый состав гидроагрегатов, она передаёт полученные варианты ЛПР, который может согласиться с ними или принять свое личное решение. Решение ЛПР по каналу 6 передается в блок «контроль обработки задаваемого состава», где проверяется его корректность и соответствие накладываемым ограничениям.

Основная цель системы ИНПОР, как уже не раз говорилось выше, работа в режиме «советчика», однако подсистема может быть переведена и на автоматический режим управления. В таком случае рассчитанный состав гидроагрегатов может сразу передаваться в блок «контроль обработки задаваемого состава» по каналу 5 минуя ЛПР.

Как уже было указано ранее, эксплуатационное состояние параметров гидроагрегата, оказывает влияние на энергетические характеристики, что приводит к необходимости производить расчёт поправок. Полученные значения передаются по каналу 7 в блок РУСА 4, после чего поступают в ГРАМ.

Таким образом, взаимодействие подсистем РУСА и ИНПОР позволяет компенсировать недостатки каждой из подсистем и значительно повысить возможности управления составом гидроагрегатов ГЭС.

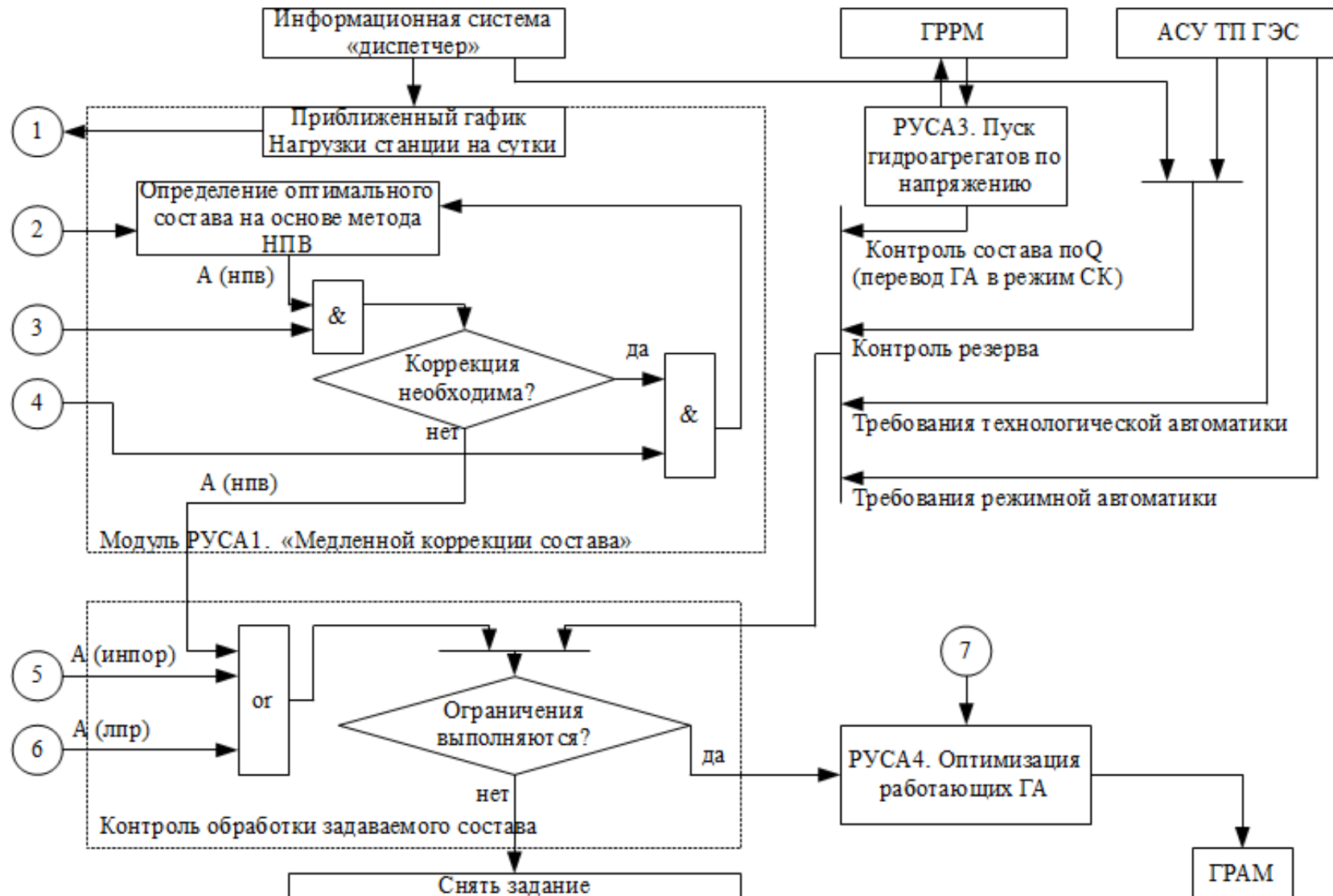


Рисунок 4.29 - Структурно-алгоритмическая схема блоков оптимизации состава гидроагрегатов подсистемы РУСА



### Выводы по главе

1. Для учета особенностей и целей управления, индивидуальных для каждой ГЭС, была разработана процедура идентификации целей управления.
2. Проведение процедуры идентификации для каждой конкретной станции позволит формализовать стратегию двухкритериального управления агрегатами ГЭС в виде логико-множественной операции, вид которой определяется на основе степени приоритетности параметров эксплуатационной надежности и экономичности режима работы агрегатов.

Для реализации данной процедуры была разработана методика проведения идентификации стратегий управления на станции и программа, позволяющая автоматизировать данный процесс.

3. Для исследования свёрток в различных режимах работы ГЭС в пакете Matlab Simulink была разработана модель станции, состоящая из 4 гидроагрегатов. Для данных гидроагрегатов была реализована стратегия отключения наименее целесообразного в работе гидроагрегата. Результаты моделирования позволили на основе полученных данных сделать описание приоритетности критериев эксплуатационной надежности и экономичности в каждой из 17 свёрток.
4. Проведённая на Саяно-Шушенской ГЭС процедура идентификации стратегий управления подтвердила утверждение о том, что оперативный персонал станции при выборе состава гидроагрегатов не отдаёт предпочтение лишь одному критерию, а стремится найти компромисс между ними.

Также при обработке результатов нашло подтверждение и утверждение о том, что каждый диспетчер ЦПУ и начальник смены станции по своему представляет степень приоритетности критериев

эксплуатационной надежности и экономичности при выборе состава гидроагрегатов. Всё это говорит о необходимости предоставления ЛПР при принятии решения нескольких возможных вариантов управления.

5. В последнем разделе представлены схемы и алгоритмы реализации сформированных на основе теории нечетких множеств и теории возможностей математических моделей в рамках подсистемы ИНПОР. Также показаны основные связи взаимодействия подсистемы ИНПОР с уже эксплуатируемой на станции подсистемой РУСА.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации рассмотрены вопросы повышения эффективности управления гидроагрегатами станции с помощью внедрения в систему АСУ ТП подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений.

Подводя итог по проделанной работе можно сформулировать следующие выводы и результаты:

1. Исследованы принципы и средства управления гидроагрегатами ГЭС. Рассмотрены основные достоинства и недостатки применяемой в настоящее время на ряде станций подсистемы РУСА. Основным недостатком существующей подсистемы является несоответствие жестких алгоритмов однокритериальной оптимизации, реальным целям, которые преследует персонал станции при осуществлении управления. Довольно часто эти цели достигаются на основе компромисса между несколькими критериями, причем информация по данным критериям может быть представлена как в детерминированной форме, так и в виде неточных, лингвистических оценок.
2. Предложено дополнить существующую подсистему РУСА подсистемой интеллектуальной поддержки оптимальных решений (ИНПОР), расширяющей её возможности по управлению числом и составом гидроагрегатов ГЭС. Разработаны принципы и алгоритмы ИНПОР в контуре оперативного управления. Целесообразным представляется работа подсистемы в режиме «советчика» для оперативного персонала станции.
3. Проведён анализ управления составом гидроагрегатов и предложено рассмотреть его как двухкритериальное, на основе критериев эксплуатационной надежности и экономичности. В качестве математического аппарата выбрана теория нечетких множеств, доказана целесообразность её применения для решения данной задачи.

4. Разработаны модели формирования обобщенной оценки эксплуатационной надежности гидроагрегата с учетом контроля состояния проточного тракта и экономичности гидроагрегата.
5. Разработаны математические модели для идентификации стратегий управления составом гидроагрегатов. Проведение процедуры идентификации для каждой конкретной станции позволят формализовать стратегию двухкритериального управления агрегатами ГЭС в виде логико-множественной операции (свёртки), вид которой определяется на основе степени приоритетности параметров эксплуатационной надежности и экономичности режима работы агрегатов.  
Выбор состава гидроагрегатов осуществляется на основе данных свёрток с помощью моделей формирования управляющих воздействий, представленных в работе.
6. Полученные модели и алгоритмы реализованы в виде программ и имитационных моделей в среде Delphi и MatLab Simulink. Эти программы могут стать основой программного обеспечения подсистемы ИНПОР, на базе АСУ ТП станции.

Реализация представленных моделей и методики выбора состава гидроагрегатов позволит повысить качество управления станцией в соответствии с целями, которые преследует оперативный персонал ГЭС, а также даст математическое обоснование принимаемым решениям.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. ГОСТ 27.002 – 89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – 24 с.
2. ГОСТ Р 54149 – 2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2012 – 20с.
3. ГОСТ 34.003 – 90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения. – 19 с.
4. СНиП 2.06.08 – 87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. - ЦИТП Госстроя СССР, 1988 г. – 51 с.
5. **Обрезков, В.И.** Гидроэнергетика: учебник для студентов высших учебных заведений; - М.: Энергоиздат, 1981. – 608 с. ил.
6. **Мастерова, О.А., Барская, А.В.** Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / О.А. Мастерова, А.В. Барская. – Томск: ТПУ, 2006. – 114 с.
7. **Маркович, И.М.** Режимы энергетических систем. Изд. 4-е., переработ. и доп., М., «Энергия», 1969. – 352 с. с илл.
8. **Филиппова, Т.А. и др.** Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с. (Серия «Учебники НГТУ»).
9. **Борисов, А.Н. и др.** Обработка нечеткой информации в системах принятия решений /А.Н. Борисов, А.В. Алексеев, Г.В. Меркурьева и др. – М.: Радио и связь, 1989. – 304 с.
10. **Свешников, С.В., Бочарников, И.В.** Использование нечеткого интеграла для решения слабоструктурированных иерархических задач выбора / <http://sveshnikovsv.socionet.ru/files/FuzzyPoorlyStructuredChoiceProblems.pdf>

11. **Филиппова, Т.А. и др.** Гидроэнергетика: учебник / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 640 с. (Серия «Учебники НГТУ»).
12. **Венников, В.А. и др.** Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981 г. – 464 с. ил.
13. **Секретарёв, Ю.А.** Ситуационное управление энергетическими объектами и процессами электроэнергетической системы. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 308 с. («Монографии НГТУ»).
14. **Крючковский, В.В., Погребняк, И.Ф., Шарко, А.В.** Ситуационный подход к теории организации и управления промышленными объектами в условиях неопределённости. // Економічні інновації. –2011. – Вип. 45. – С. 132-137.
15. **Беллман, Р.** Принятие решений в расплывчатых условиях / Р. Беллман, Л. Заде // В кн.: Вопросы анализа и процедуры принятия решений. – М.: Мир, 1976. – С. 172–215.
16. **Филиппова, Т.А., Русина, А.Г.** Современные концепции оптимизации режимов электроэнергетических систем / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина // Материалы всероссийской конференции "Энергетика России в 21 веке: стратегия развития - восточный вектор", 30 августа - 3 сентября 2010 – с.1-4.
17. **Урин, В.Д.** Опыт разработки и эксплуатации автооператоров гидростанций / В.Д. Урин. – М., 1969. – 100 с.
18. **Жирнов, В.Л.** Формирование структуры заданий внутростанционной оптимизации в АСУ ТП ГЭС / В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарев // Управление режимами и развитием энергетических систем в условиях АСУ : межвуз. сб. науч. тр. /Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1977. – с.122-129.
19. **Филиппова, Т.А.** Алгоритмическая структура подсистемы рационального управления составом агрегатов в АСУ ГЭС / Т.А. Филиппова // АСУ энергосистем и электростанций : межвуз. сб. науч. тр.

/Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1975. – с.4-16.

- 20.Жирнов, В.Л. и др.** Основные итоги разработки и реализации АСУ ТП ГЭС / В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарёв, Т.А. Филиппова, В.Г. Шальнев // Управление режимами и развитием энергосистем в условиях АСУ : межвуз. Сб. науч. Тр. /Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1978. – с. 25-35.
- 21.Филиппова, Т.А.** Управление внутростанционными режимами ГЭС в АСУ ТП / Т.А. Филиппова, В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарев // Aktualne problem aytomatyci w energetyce : тр. Междунар. науч. – техн. конф. – Гливице [ПНР], 1979. – с. 125-131.
- 22.Секретарёв, Ю.А.** Управление составом синхронных компенсаторов на ГЭС / Ю.А. Секретарёв // Управление режимами и развитием энергосистем в условиях АСУ : межвуз. Сб. науч. Тр. /Новосибирский электротехнический институт. – Новосибирск, 1977. – с. 129-136.
- 23.Жирнов, В.Л.** Управление внутростанционными режимами ГЭС в АСУ ТП : автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.Л. Жирнов. – Новосибирск, 1978.
- 24.Деордица, Ю.С.** Интеллектуальные системы поддержки принятия решений: Учебно-методическое пособие для студентов заочной формы обучения. – Луганск: ВНУ, 2005. – 64 с.
- 25.Страгович, В.Г.** Теория адаптивных систем / В.Г. Страгович. – М., 1976. – 319 с.
- 26.Макаров, И.М. и др.** Теория выбора и принятия решений / И.М. Макаров и др. – М., 1982. – 328 с.
- 27.Филиппова, Т.А.** Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. – М.: «Энергия», 1975. – 206 с.
- 28.Черноузько, Ф.Л.** Динамическое программирование // Соросовский образовательный журнал №2, 1998, с. 139-144.

- 29. Журавлев, В.Г.** Применение динамического программирования для оптимизации внутростанционного режима ГЭС. – «Электрические станции», 1965, №12, с. 32-37.
- 30. Штойер, Р.** Многокритериальная оптимизация: теория, вычисления, приложения. М.:Наука, 1982, с14-29, 146-258.
- 31. Шоробура, Н.Н.** Решение задач многокритериальной оптимизации сложных объектов и систем. Электронный ресурс: [http://masters.donntu.edu.ua/publ2004/kita/kita\\_shorobura.pdf](http://masters.donntu.edu.ua/publ2004/kita/kita_shorobura.pdf)
- 32. Подиновский, В.В., Ногин, В.Д.** Парето-оптимальные решения многокритериальных задач. М.: Наука, 1982, с9-64.
- 33.** Многокритериальная оптимизация. Математические аспекты. М.:Наука, 1989, с116-123.
- 34. Меленьтьев, Л.А.** Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития // Л.А. Меленьтьев – М., 1983 – 454 с.
- 35. Клыков, Ю.И.** Ситуационное управление большими системами // Ю.И. Клыков. – М., 1974. – 134 с.
- 36. Секретарев, Ю.А.** Весовые показатели оборудования ГЭС // Ю.А. Секретарёв // Применение математических методов и вычислительной техники в энергосистемах: межвуз. сб. науч. Тр. // Уральский политехнический институт – Свердловск, 1977. – с. 66 – 74.
- 37. Бешелев, С.Д.** Экспертные системы / С.Д. Бешелев, Ф.Г. Гурвич. – М., 1973. – 160 с.
- 38. Бешелев, С.Д.** Математико-статистические методы экспертных оценок/ С.Д. Бешелев, Ф.Г. Гурвич. – М., 1978. – 162 с.
- 39. Филиппова, Т.А.** Вопросы управления составом агрегатов на ГЭС при учете факторов, характеризующих состояние оборудования / Т.А. Филиппова, Ю.А. Секретарёв // Автоматическое управление ЭЭС в аварийных режимах с применением ЦВМ : тр. Коми фил. АН СССР. – Сыктывкар, 1976. – 147-155 с.



- 40. Уланов, Г.М. и др.** Методы разработки интегрированных АСУ промышленными предприятиями. М.: Энергоатомиздат – 1983.
- 41. Кини, Р.Л.** Принятие решений при многих критериях: предпочтения и замещения // Р.Л. Кини, Х. Райфа – М., 1981. – 560 с.
- 42. Филиппова, Т.А.** Оценка эксплуатационного состояния гидроагрегатов в АСУ ТП ГЭС / Т.А. Филиппова, Ю.А. Секретарев, Б.Н. Мошкин // Электрические станции. – 1988. - № 11. – 43 – 46 с.
- 43. Дюбуа, Д., Прад, А.** Теория возможностей. Приложения к представлению знаний в информатике. Пер. с фр. – М. Радио и связь, 1990 – 288 с.: ил.
- 44. Митрофанов, С.В.** Оптимизация состава агрегатов ГЭС на основе теории возможностей. Наука. Технологии. Инновации. // Материалы всероссийской научной конференции молодых учёных в 6-ти томах. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. Часть 2 – 232-336 с.
- 45. Секретарёв, Ю.А., Жданович, А.А.** Основные принципы и модели управления гидроагрегатами с учётом их эксплуатационного состояния. Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – изд. СФУ 2010 3, - 322-334 с.
- 46. Жданович, А.А., Секретарев, Ю.А.** Разработка модели оценки текущего эксплуатационного состояния гидростанции как участника водохозяйственного комплекса. Ползуновский Вестник №2/1 2011, - изд. АлтГТУ 2011, - 122-126 с.
- 47. Secretarev, J., Zhdanovich, A., Mitrofanov, S.** Application of fuzzy sets for representation of hydro power plants operational condition/ The 8<sup>th</sup> international forum on strategic technology 2013 (IFOST 2013)/ Volume II/ Ulaanbaatar, Mongolia 2013 – pp. 605-609.
- 48. Павлов, А.Н., Соколов, Б.В.** Принятие решений в условиях нечеткой информации: учеб. пособие / А. Н. Павлов, Б. В. Соколов; ГУАП – СПб., 2006 – 72 с.
- 49. Жданович, А. А.** Построение функций принадлежности параметров эксплуатационного состояния гидроагрегата и их сравнение / А. А.

Жданович // Сборник трудов XV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых "Современные техника и технологии - 2009" / г. Томск, Издательство ТПУ, 4 - 8 мая 2009 года, том 1, стр. 40-42.

**50. Митрофанов, С.В.** Применение теории нечетких множеств в управлении составом агрегатов ГЭС / С. В. Митрофанов // Сборник трудов XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии». В 3 т. Т. 1 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 75-76с.

**51. Митрофанов, С.В.** Методы мониторинга и диагностики состояния гидротехнических сооружений и новые пути развития / С. В. Митрофанов // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: труды XIII всероссийского студенческого научно-технического семинара: в 2-х томах - Томск: ТПУ, 2011 - т.1. Электроэнергетическое направление с. 73-77.

**52. Пермякова, Л. С., Рассказчиков, В. А., Епифанов, А. П., Кузнецова, Ю. А.** Напряженно-деформированное состояние элементов напорного тракта турбин Саяно-Шушенской ГЭС. // Гидротехническое строительство. - № 11, 2008 г., - 11-18 с.

**53. Жданович, А. А.** Получение функции принадлежности базовых оценок параметров эксплуатационной надежности гидроагрегата / А. А. Жданович // Сборник трудов Международной научно-технической конференции / "Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии", г.Тольятти, ТГУ, 12-15 мая 2009года, ч.2, - с. 155-159.

**54. Sekretarev, Y.A., Mitrofanov, S.V.** Preventive control taking into account of an operational condition power equipment and flowing path of hydropower plant / Y. A. Sekretarev, S. V. Mitrofanov // Журнал Сибирского

федерального университета. Серия: Техника и технологии. - 2013. - № 1 - С. 3-14.

- 55. Жданович, А.А., Секретарев, Ю.А.** The control of an operational condition of the hydro unit on the basis of the theory of fuzzy sets // IFOST-2009: proceedings of the international forum on strategic technologies – Ho Chi Minh City, Vietnam: Ho Chi Minh City Publishing House, 2009.- Session 4 – P. 14 – 17.
- 56. Малинин, Н.К.** Теоретические основы гидроэнергетики: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 312 с.: ил.
- 57. Ларионов, В.С.** Статистические модели идентификации энергетических характеристик в АСУ ГЭС: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.С. Ларионов. – Новосибирск, 1977.
- 58. Владиславлев, Л.А.** Вибрация гидроагрегатов ГЭС / Л.А. Владиславлев. – М., 1972. – 176 с.
- 59. Агеев, М.И.** Библиотека алгоритмов: справ. / М.И. Агеев, В.П. Алик, Ю.И. Марков. – М., 1981. – Вып. 4. – 184 с.
- 60. Митрофанов, С. В.** Применение процедуры свёртывания критериев для формирования двухкритериальной оценки состояния гидроагрегатов / С. В. Митрофанов // НАУКА, ТЕХНОЛОГИИ, ИННОВАЦИИ // Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7-ти частях, Новосибирск, Изд-во НГТУ, 2012. Часть 2, с. 154-157.
- 61. Митрофанов, С.В.** Многокритериальная оптимизация состава агрегатов ГЭС на основе процедуры идентификации стратегий управления // Современные техника и технологии: сборник трудов XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3 т. Т. 1 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – с. 78-79.
- 62. Секретарев, Ю.А., Митрофанов, С.В.** Методика формирования обобщенного критерия состояния гидроагрегатов ГЭС на основе

критериев эксплуатационной надежности и экономичности / Секретарев Ю.А., Митрофанов С. В. // Вестник НГТУ – 2013 - №2(51) – с. 204-213.

- 63.Заде, Л.** Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений / Л. Заде. – М., 1976. – 166 с.
- 64.Владиславлев, Л.А.** Надежность гидротурбин – М.: Энергия, 1985 – 95 с.: ил.
- 65.Митрофанов, С.В.** Автоматизированное управление составом агрегатов ГЭС на основе критериев надежности и экономичности // С. В. Митрофанов // Сборник научных трудов IV Международной научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» (Тольятти, 24-25 апреля 2012 г.): сборник трудов: в 2 ч., Изд-во ТГУ, 2012. – ч. 1. – с. 257 – 262.
- 66.Митрофанов, С. В.** Методы выбора оптимального состава агрегатов на ГЭС // «Актуальные проблемы энергетики» материалы IV Международной научно-практической конференции / Под ред. А.В. Павлова, 2013. - с. 207-209.

**СПИСОК ПАРАМЕТРОВ КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО  
СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС И ФУНКЦИЙ  
ПРИНАДЛЕЖНОСТИ**

Таблица А.1 - Функции принадлежности параметров эксплуатационного состояния гидроблока

№	Параметр состояния	Форма нечеткого интервала	Единицы измерения	Нижнее предельное значение	Нижнее модальное значение нечеткого интервала $\underline{m}$	Верхнее модальное значение нечеткого интервала $\overline{m}$	Верхнее предельное знач.	Параметрическое описание нечеткого интервала	Вид уравнения функции принадлежности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Параметры температурного контроля</b>									
1	Температура обмотки статора генератора	невозрастающий	°C	-	49,00	55,00	75,00	N(100;112,25;0;40,82)	$\mu(x) = 1 - 0,024*(x - 112,24)$
2	Температура сердечника статора генератора	невозрастающий		-	54,00	70,00	80,00	N(100;129,63;0;18,52)	$\mu(x) = 1 - 0,054*(x - 129,63)$
3	Температура сердечника статора вспомогательного генератора	невозрастающий		-	51,00	65,00	95,00	N(100;127,45;0;58,82)	$\mu(x) = 1 - 0,017*(x - 127,45)$
4	Температура обмотки статора вспомогательного генератора	невозрастающий		-	53,00	70,00	80,00	N(100;132,07;0;18,87)	$\mu(x) = 1 - 0,053*(x - 132,07)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Температура охлаждающего воздуха (на входе)	неубывающий	°C	10,00	15,00	18,10	-	N(82,87;100;27,62;0)	$\mu(x) = 0,25*(x - 82,87)$
6	Температура охл. воздуха (на выходе)	невозрастающий		-	60,00	70,00	80,00	N(100;116,67;0;16,67)	$\mu(x) = 1 - 0,06*(x - 116,67)$
7	Температура сегментов подпятника (внутренние)	невозрастающий		-	48,00	60,00	70,00	N(100;125;0;20,83)	$\mu(x) = 1 - 0,048*(x - 125)$
8	Температура сегментов генераторного подшипника	невозрастающий		-	55	65	75	N(100;118,18;0;18,18)	$\mu(x) = 1 - 0,055*(x - 118,18)$
9	Температура масла подпятника	невозрастающий		-	27,50	50,00	60,00	N(100;181,81;0;36,36)	$\mu(x) = 1 - 0,0275*(x - 181,81)$
10	Температура масла генерат. подшипника	невозрастающий		-	36,60	45,00	55,00	N(100;122,95;0;27,32)	$\mu(x) = 1 - 0,037*(x - 122,95)$
11	Температура дистиллята на входе статора	невозрастающий		-	25,00	40,00	50,00	N(100;160;0;40)	$\mu(x) = 1 - 0,025*(x - 160)$
12	Температура дистиллята на выходе из статора	неубывающий		25,00	40,00	50,00	-	N(80;100;30;0)	$\mu(x) = 0,067*(x - 80)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Температура сегментов турбинного подшипника	невозраст ающий	°C	-	35,00	55,00	65,00	N(100;160;0;40)	$\mu(x) = 1 - 0,035*(x - 157,14)$
14	Температура сегментов генераторного подшипника	невозраст ающий		-	38,00	40,00	43,00	N(100;105,3;0;7,89)	$\mu(x) = 1 - 0,127*(x - 105,26)$
15	Температура масла турбинного подшипника	невозраст ающий		-	45,00	50,00	60,00	N(100;111,11;0;22,22)	$\mu(x) = 1 - 0,045*(x - 111,11)$
16	Температура масла маслянапорной установки	невозраст ающий		-	24,20	40,00	50,00	N(100;165,3;0;41,32)	$\mu(x) = 1 - 0,024*(x - 165,29)$
17	Температура терристорного преобразователя	невозраст ающий		-	28	38	43	N(100;135,71;0;17,86)	$\mu(x) = 1 - 0,056*(x - 135,71)$
18	Температура перегрева масла трансформатора	невозраст ающий		-	40	60	70	N(100;150;0;25)	$\mu(x) = 1 - 0,04*(x - 150)$



Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Параметры виброконтроля</b>									
19	Абсолютное радиальное виброперемещение генераторного подшипника в направлении нижнего бьефа	невозрастающий	мкм	-	30,00	56,00	70,00	N(100;186,67;0;46,67)	$\mu(x) = 1 - 0,021*(x - 186,67)$
20	Абсолютное вертикальное виброперемещение генераторного подшипника со стороны нижнего бьефа	невозрастающий		-	28,00	56,00	70,00	N(100;200;0;50)	$\mu(x) = 1 - 0,02*(x - 200)$
21	Абсолютное радиальное виброперемещение генераторного подшипника в направлении левого берега	невозрастающий		-	30,00	56,00	70,00	N(100;186,67;0;46,67)	$\mu(x) = 1 - 0,021*(x - 186,67)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Относительное радиальное виброперемещение вала-надставки в районе генераторного подшипника в направлении нижнего бьефа	невозраст ающий	МКМ	-	280,00	440,00	540,00	N(100;186,67;0;46,67)	$\mu(x) = 1 - 0,028*(x - 157,14)$
23	Относительное радиальное виброперемещение вала-надставки в районе генераторного подшипника в направлении левого берега	невозраст ающий		-	280,00	440,00	540,00	N(100;186,67;0;46,67)	$\mu(x) = 1 - 0,028*(x - 157,14)$
24	Абсолютное радиальное виброперемещение турбинного подшипника в направлении нижнего бьефа	невозраст ающий		-	28,00	56,00	70,00	N(100;200;0;50)	$\mu(x) = 1 - 0,02*(x - 200)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	Абсолютное вертикальное виброперемещение турбинного подшипника со стороны нижнего бьефа	невозраст ающий	мкм	-	25,00	56,00	70,00	N(100;224;0;56)	$\mu(x) = 1 - 0,018*(x - 224)$
26	Абсолютное радиальное виброперемещение турбинного подшипника в направлении левого бьефа	невозраст ающий		-	26,00	56,00	70,00	N(100;215,38;0;53,85)	$\mu(x) = 1 - 0,0186*(x - 215,38)$
27	Относительное радиальное виброперемещение вала в районе турбинного подшипника в направлении нижнего бьефа	невозраст ающий		-	201,00	440,00	540,00	N(100;218,9;0;49,75)	$\mu(x) = 1 - 0,0201*(x - 218,9)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Относительное радиальное виброперемещение вала в районе турбинного подшипника в направлении левого берега	невозрастающий	мкм	-	186,00	440,00	540,00	N(100;236,56;0;53,76)	$\mu(x) = 1 - 0,0186*(x - 236,56)$
29	Абсолютное вертикальное виброперемещение опоры подпятника со стороны нижнего бьефа	невозрастающий		-	30,00	56,00	70,00	N(100;186,67;0;46,67)	$\mu(x) = 1 - 0,0214*(x - 186,67)$
30	Относительное вертикальное виброперемещение подпятника со стороны левого берега	невозрастающий		-	135,00	230,00	280,00	N(100;170,37;0;37,04)	$\mu(x) = 1 - 0,027*(x - 170,37)$
<b>Параметры контроля расхода систем технического водоснабжения</b>									
31	Контроль расхода воды на смазку подшипника в турбине	неубывающий	м <sup>3</sup> /с	30	50	76,3	-	N(65,53;100;26,21;0)	$\mu(x) = 0,038*(x - 39,32)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	Контроль расхода воды на охлаждение подпятника	неубывающих	м <sup>3</sup> /с	20	40	60	-	N(66,67;100;33,34;0)	$\mu(x) = 0,03*(x - 33,33)$
33	Контроль расхода воды на охлаждение генераторного подшипника	неубывающих		30	50	60	-	N(83,34;100;33,34;0)	$\mu(x) = 0,03*(x - 50)$
34	Контроль расхода воды через уплотнение вала	неубывающих		2,5	3	6,1	-	N(49,2;100;8,2;0)	$\mu(x) = 2*(x - 49,18)$
35	защита от понижения расхода теристорного преобразователя	неубывающих		7,5	11,25	15	-	N(75;100;25;0)	$\mu(x) = 0,267*(x - 75)$
<b>Параметры контроля давления в системах технического водоснабжения, маслонапорных установок и пневмохозяйства</b>									
36	давление в встроенных и кольцевых маслоохладителях подпятника	неубывающих	МПа	1,8	2,4	3	-	N(100;133,34,0;33,34)	$\mu(x) = 1 - 0,002*(x - 133,34)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37	давление в кольцевых маслоохладителях генераторного подшипника	неубывающий	МПа	0,5	3	3,5	-	N(100;600,0;100)	$\mu(x) = 1 - 0,01*(x - 600)$
38	давление в турбинном подшипнике	неубывающий		0,7	1,3	1,5	-	N(100;185,71,0;28,57)	$\mu(x) = 1 - 0,035*(x - 185,7)$
39	давление воды подаваемой на охлаждение масла турбинного подшипника	неубывающий		0,7	1,3	1,5	-	N(100;185,71,0;28,57)	$\mu(x) = 1 - 0,035*(x - 185,7)$
40	давление в гидроаккумуляторе	трапециевидный		45	56	62,2	64	N(90;111,07;17,6;14,3)	$\mu^r(x) = 1 - 0,07*(x - 111,07)$ $\mu^l(x) = ,056*(x - 72,34)$
41	уровень в гидроаккумуляторе	трапециевидный		-2140	-74	-70	80	N(2,7;94,6;3054;2792)	$\mu^r(x) = 1 - 0,0003*(x - 2,7)$ $\mu^l(x) = ,0003*(x - 3148,6)$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Параметры электротехнического контроля</b>									
42	Защита генератора от симметричных перегрузок	невозрастающий	А	-	24000	25920	27216	N(100;108,0;5,4)	$\mu(x) = 1 - 0,185*(x - 108)$
43	Защита генератора от несимметричных перегрузок	невозрастающий		-	1680	1680	3600	N(100;100,0;114,29)	$\mu(x) = 1 - 0,009*(x - 100)$
44	защита ротора генератора от перегрузки	невозрастающий		-	3080	3388	4620	N(100;110,0;40)	$\mu(x) = 1 - 0,025*(x - 110)$
45	защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора	невозрастающий	мА	-	0,007	0,056	0,186	N(100;800,0;1857,14)	$\mu(x) = 1 - 0,0005*(x - 800)$
46	защита от асинхронного хода	невозрастающий	град.	-	80	90	180	N(100;100;0;100)	$\mu(x) = 1 - 0,01*(x - 116,67)$

Таблица А.2 - Функции принадлежности параметров эксплуатационного состояния проточного тракта

№	Параметр состояния	Форма нечеткого интервала	Единицы измерения	Нижнее предельное значение	Нижнее модальное значение нечеткого интервала $\underline{m}$	Верхнее модальное значение нечеткого интервала $\overline{m}$	Верхнее предельное значение	Параметрическое описание нечеткого интервала	Вид уравнения функции принадлежности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Параметры контроля механических напряжений в сечениях водоводов</b>									
1	Оболочка водовода (сеч. 1-1)	невозрастающий	МПа	-	0	59,08	309	N(100;100;0;423,02)	$\mu(x) = 1 - 0,002364*(x - 100)$
2	Оболочка водовода (сеч. 2-2)	невозрастающий		-	0	68,52	290	N(100;100;0;323,23)	$\mu(x) = 1 - 0,003094*(x - 100)$
3	Оболочка водовода (сеч. 3-3)	невозрастающий		-	0	157,4	309	N(100;100;0;96,32)	$\mu(x) = 1 - 0,010383*(x - 100)$
4	Оболочка водовода (сеч. 4-4)	невозрастающий		-	0	169,63	290	N(100;100;0;70,96)	$\mu(x) = 1 - 0,014092*(x - 100)$
5	Оболочка водовода (сеч. 5-5)	невозрастающий		-	0	186,11	290	N(100;100;0;55,82)	$\mu(x) = 1 - 0,017914*(x - 100)$
6	Оболочка водовода (сеч. 6-6)	невозрастающий		-	0	201,44	290	N(100;100;0;43,96)	$\mu(x) = 1 - 0,022746*(x - 100)$



Продолжение таблицы А.2

7	Оболочка водовода (сеч. 7-7)	невозраст ающий	МПа	-	0	84,08	328	N(100;100;0;290,1)	$\mu(x) = 1 - 0,003447*(x - 100)$
8	Оболочка водовода (сеч. 8-8)	невозраст ающий		-	0	119,7	328	N(100;100;0;174,02)	$\mu(x) = 1 - 0,005747*(x - 100)$
9	Кольцевая арматура(сеч. 1-1)	невозраст ающий		-	0	59,08	261	N(100;100;0;341,77)	$\mu(x) = 1 - 0,002926*(x - 100)$
10	Кольцевая арматура(сеч. 2-2)	невозраст ающий		-	0	59,55	261	N(100;100;0;338,29)	$\mu(x) = 1 - 0,002956*(x - 100)$
11	Кольцевая арматура(сеч. 3-3)	невозраст ающий		-	0	149,61	261	N(100;100;0;74,45)	$\mu(x) = 1 - 0,013431*(x - 100)$
12	Кольцевая арматура(сеч. 4-4)	невозраст ающий		-	0	147,42	261	N(100;100;0;77,05)	$\mu(x) = 1 - 0,012979*(x - 100)$
13	Кольцевая арматура(сеч. 5-5)	невозраст ающий		-	0	146,08	261	N(100;100;0;78,67)	$\mu(x) = 1 - 0,012711*(x - 100)$
14	Кольцевая арматура(сеч. 6-6)	невозраст ающий		-	0	158,1	261	N(100;100;0;65,09)	$\mu(x) = 1 - 0,015364*(x - 100)$
15	Кольцевая арматура(сеч. 7-7)	невозраст ающий		-	0	84,08	261	N(100;100;0;210,42)	$\mu(x) = 1 - 0,004752*(x - 100)$
16	Кольцевая арматура(сеч.8-8)	невозраст ающий		-	0	119,7	261	N(100;100;0;118,05)	$\mu(x) = 1 - 0,008471*(x - 100)$

**РАНЖИРОВАННЫЕ РЯДЫ ПАРАМЕТРОВ КОНТРОЛЯ  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА И  
ПРОТОЧНОГО ТРАКТА С УЧЕТОМ БАЗОВОЙ ЦЕННОСТИ**

Таблица Б.1 - Ранжированный ряд параметров контроля эксплуатационного состояния гидроагрегата с указанием базовых оценок

Ранг параметра состояния	Параметр эксплуатационного состояния гидроагрегата	Числовая характеристика возможности ухудшения параметра состояния, (POS б-Вп), о.е.
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1	давление в кольцевых маслоохладителях генераторного подшипника	0,847
2	Относительное радиальное виброперемещение вала в районе ТП в направлении левого берега	0,625
3	расход воды через уплотнение вала	0,618
4	Контроль расхода воды на охлаждение подпятника	0,382
5	Абсолютное вертикальное виброперемещение ТП со стороны нижнего бьефа	0,375
6	Относительное радиальное виброперемещение вала в районе ТП в направлении НБ	0,349
7	защита от частичного пробоя изоляции высоковольтных вводов трансформатора	0,330
8	Абсолютное радиальное виброперемещение турбинного подшипника в направлении левого бьефа	0,303
9	Контроль расхода воды на смазку подшипника в турбине	0,287
10	защита от понижения расхода терморегулирующего преобразователя	0,286
11	температура дистиллята на входе статора	0,276
12	Контроль расхода воды на охлаждение генераторного подшипника	0,250
13	давление в турбинном подшипнике	0,209
14	Относительное вертикальное виброперемещение диска подпятника со стороны левого берега	0,197
15	темп. охлаждающего воздуха (вход)	0,191

Продолжение таблицы Б.1

16	Абсолютное вертикальное виброперемещение ГП со стороны нижнего бьефа	0,166
17	Абсолютное радиальное виброперемещение ТП в направлении нижнего бьефа	0,166
18	давление ТВС в теплообменниках трансформатора	0,130
19	дистиллят на выходе из статора	0,126
20	Абсолютное радиальное виброперемещение ГП в направлении нижнего бьефа	0,126
21	Температура масла МНУ	0,117
22	Температура масла турбинного подшипника	0,115
23	Защита генератора от симметричных перегрузок	0,105
24	давление в встроенных и кольцевых маслоохладителях подпятника	0,100
25	темп. охлаждающего воздуха (выход)	0,097
26	защита ротора генератора от перегрузки	0,094
27	давление дистиллята в обмотку статора	0,091
28	Относительное радиальное виброперемещение вала-надставки в районе ГП в направлении нижнего бьефа	0,083
29	Относительное радиальное виброперемещение вала-надставки в районе ГП в направлении левого берега	0,083
30	сегменты турбинного подшипника	0,080
31	обмотка статора ВГ	0,074
32	защита от перегрева масла трансформатора	0,056
33	охлаждение терристорного преобразователя	0,043
34	масло генераторного подшипника	0,042
35	Абсолютное радиальное виброперемещение ГП в направлении левого берега	0,039
36	Абсолютное вертикальное виброперемещение опоры подпятника со стороны нижнего бьефа	0,039
37	сердечник статора ВГ	0,029
38	сердечник статора генератора	0,022
39	сегменты генераторного подшипника	0,020

Продолжение таблицы Б.1

40	защита от асинхронного хода	0,020
41	обмотка статора генератора	0,019
42	Защита генератора от несимметричных перегрузок	0,018
43	сегменты подпятника (внутренние)	0,017
44	Относительное вертикальное виброперемещение диска подпятника со стороны нижнего бьефа	0,014
45	масло подпятника	0,011
46	температура сегментов подпятника (наружные)	0,009

Таблица Б.2 - Ранжированный ряд параметров контроля эксплуатационного состояния проточного тракта с указанием базовых оценок

Ранг параметра состояния	Параметр эксплуатационного состояния гидроагрегата	Числовая характеристика возможности ухудшения параметра состояния, (POSб-Вп), о.е.
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1	Оболочка водовода (сеч. 1-1)	0,553
2	Оболочка водовода (сеч. 2-2)	0,486
3	Кольцевая арматура(сеч. 2-2)	0,449
4	Оболочка водовода (сеч. 8-8)	0,337
5	Кольцевая арматура(сеч. 8-8)	0,257
6	Кольцевая арматура(сеч. 1-1)	0,228
7	Оболочка водовода (сеч. 3-3)	0,22
8	Кольцевая арматура(сеч. 3-3)	0,179
9	Оболочка водовода (сеч. 4-4)	0,172
10	Кольцевая арматура(сеч. 6-6)	0,16
11	Кольцевая арматура(сеч. 5-5)	0,154
12	Кольцевая арматура(сеч. 4-4)	0,149
13	Оболочка водовода (сеч. 5-5)	0,14
14	Оболочка водовода (сеч. 6-6)	0,114
15	Кольцевая арматура(сеч. 7-7)	0,103
16	Оболочка водовода (сеч. 7-7)	0,062

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС**

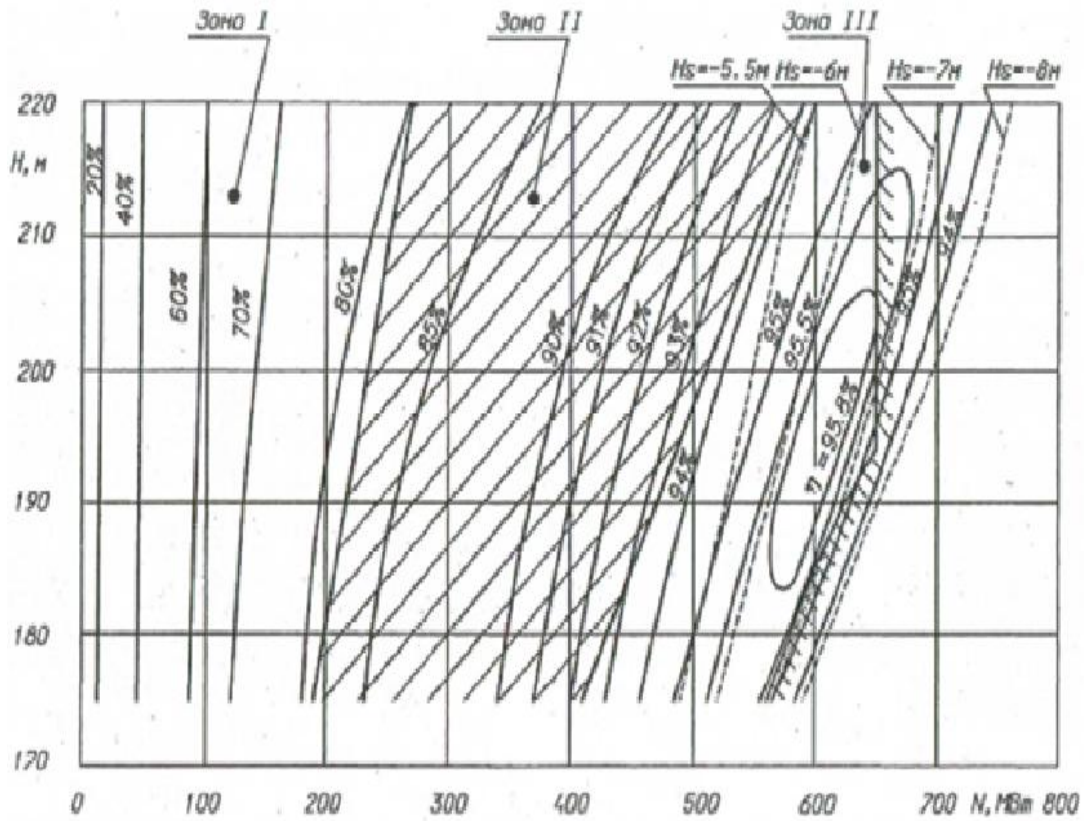


Рисунок В.1 - Эксплуатационная характеристика турбины PO230 – 833 – В – 677

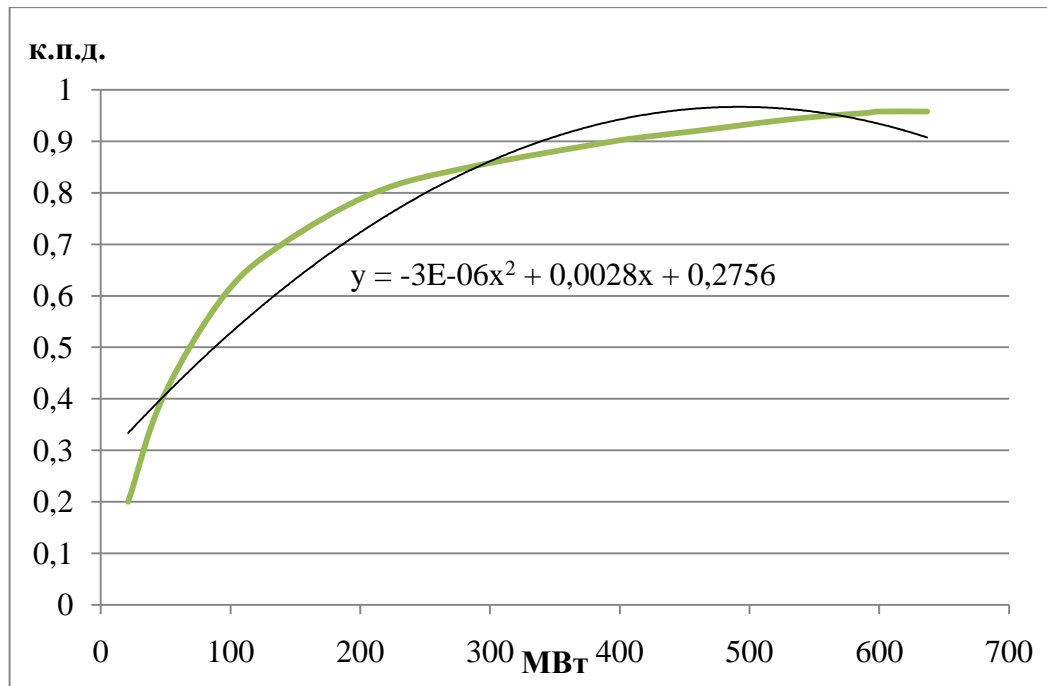


Рисунок В.2 – Рабочая характеристика при напоре H = 200 м



**АНКЕТА ОПРОСА ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА СТАНЦИИ ДЛЯ  
ПРОЦЕДУРЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ СТРАТЕГИЙ УПРАВЛЕНИЯ**

### Уважаемые коллеги!

Оперативное диспетчерское управление энергетическими объектами, в частности, гидростанцией представляет собой наиболее важным с точки зрения его алгоритмизации видов управления. Это объясняется тем, что очень часто принятие решения осуществляется в очень сжатые временные сроки (цейтнот времени) и в условиях неопределенности (размытая информация о последующем режиме). Во всём мире усиленно ведутся работы по созданию интеллектуальных человеко-машинных систем, которые по много раз повышают эффективность принятия решения. Именно этой задаче и посвящена эта работа, полноценным участником которой являетесь Вы сами.

#### 1. Перечень ситуаций:

Ситуация 1: Включенный в сеть агрегат характеризуется с одной стороны плохой эксплуатационной надежностью, а с другой – высоким КПД.

Ситуация 2: Включенный в сеть агрегат характеризуется с одной стороны достаточно хорошим уровнем эксплуатационной надежности, с другой – достаточно хорошим КПД.

Ситуация 3: Включенный в сеть агрегат характеризуется с одной стороны отличным уровнем эксплуатационной надежности, с другой – достаточно хорошим КПД.

#### 2. Используемая шкала оценок

отлично	A
Очень хорошо	B
Достаточно хорошо	C
удовлетворительно	D
плохо	E

#### 3. Формулировки целей:

Цель 1: характеризует степень текущей эксплуатационной надежности агрегата.

Цель 2: характеризует уровень экономичности режима работы агрегата.

Обобщённая цель: характеризует оценку в целом текущей функциональной работоспособности гидроагрегата (с учетом экономичности и эксплуатационной надежности).

Исходя из приведенной формулировки ситуаций и частных целей (1 и 2), а также используемой шкалы оценок, появляется возможность свести данные высказывания и формулировки в таблицу:

<b>Параметр гидроагрегата</b>	<b>Ситуация 1</b>	<b>Ситуация 2</b>	<b>Ситуация 3</b>
Эксплуатационная надёжность	Плохо	Достаточно хорошо	Отлично
Экономичность	Отлично	Достаточно хорошо	Достаточно хорошо
Результатирующая оценка (определяется лицом принимающим решение)			

Пояснения к выполнению таблицы:

1. для оценки обобщенной цели используется шкала оценок, приведенная в п. 2 . Формулировки ситуаций указаны в п. 1, а целей и обобщенной цели в п. 3.
2. при назначении оценок обобщенной цели необходимо обязательно использовать два нижеперечисленных правила, которые формируются на основании мат. логики. Эти правила могут быть использованы вами для самопроверки.

Правило 1: Оценка обобщенной цели по ситуации 3 не может быть ниже оценки «достаточно хорошо», т.е.:

$$h(C, A) \geq C.$$

Правило 2: Оценка обобщенной цели по ситуации 3 может быть больше наибольшей из оценок по ситуациям 1 и 2, или равна ей, т.е.

$$h(C, A) \geq \max(h(E, A), h(C, C)).$$

**ОКНА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ОТ  
ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОЦЕДУРЫ  
ИДЕНТИФИКАЦИИ СТРАТЕГИЙ УПРАВЛЕНИЯ**



идентификатор

обработка результатов экспертизы

введите данные, полученные в результате опроса

введите количество опрашиваемых экспертов

12

введите оценки полученные от экспертов

номер эксперт	Ситуация 1	Ситуация 2	Ситуация 3
1	Е	С	С
2	С	Д	С
3	Е	С	А
4	Д	С	В
5	Д	С	С
6	Е	С	С
7	Е	Д	С
8	С	С	А
9	Е	С	С
10	С	В	В
11	А	С	А
12	Е	Д	С

произвести расчёт

ВЫХОД

результаты экспертизы

Наиболее приоритетная свёртка

$\min(uv)$

Идемпотентная операция пересечения. Данная свёртка характеризует приоритет критерия эксплуатационной надежности над критерием экономичности в управлении составом агрегатов, однако она не столь категорична как строго монотонная операция пересечения и оставляет значительно больше пространства для поиска компромиссных решений.

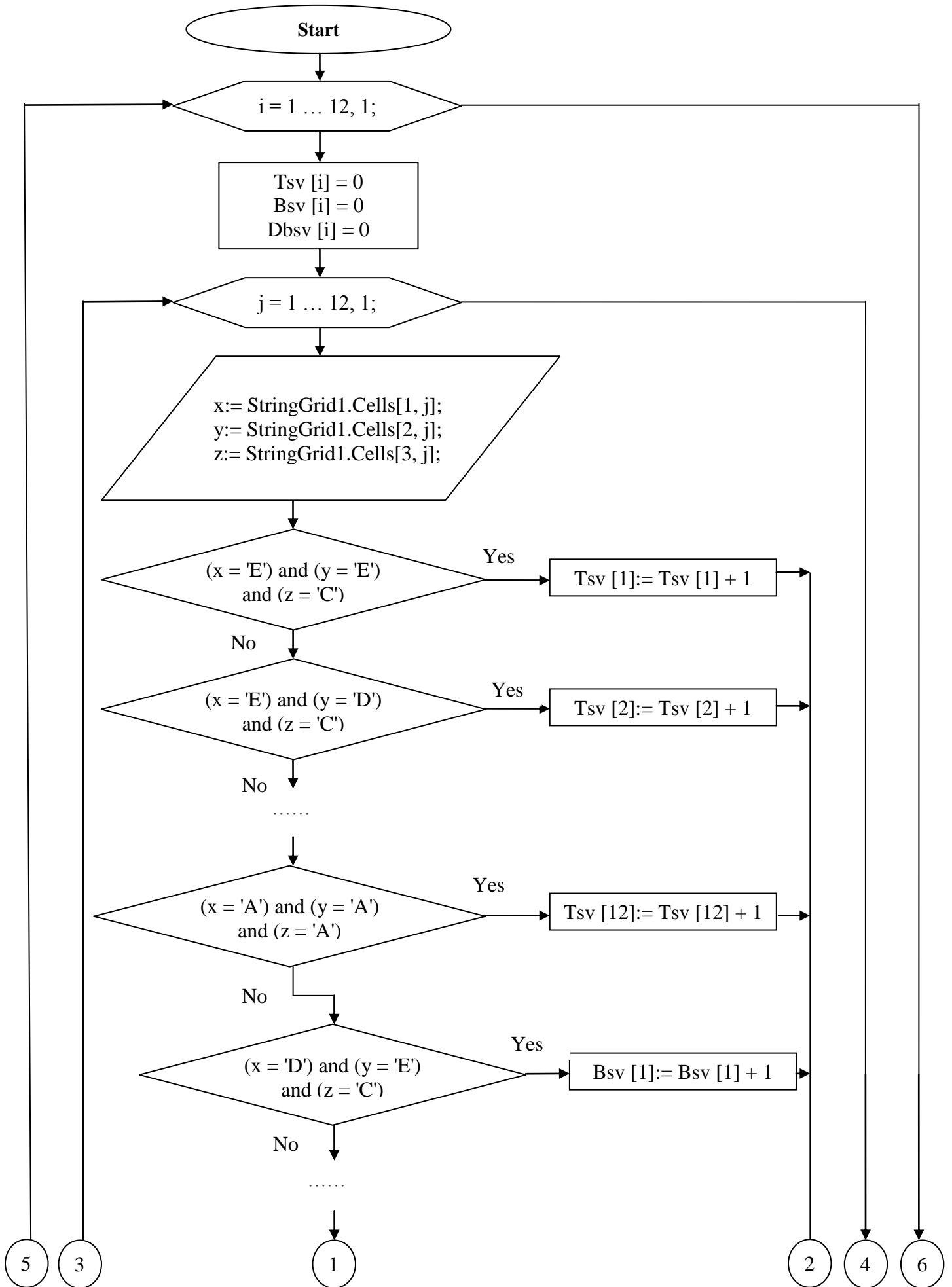
Вторая по приоритетности свёртка

$uv$

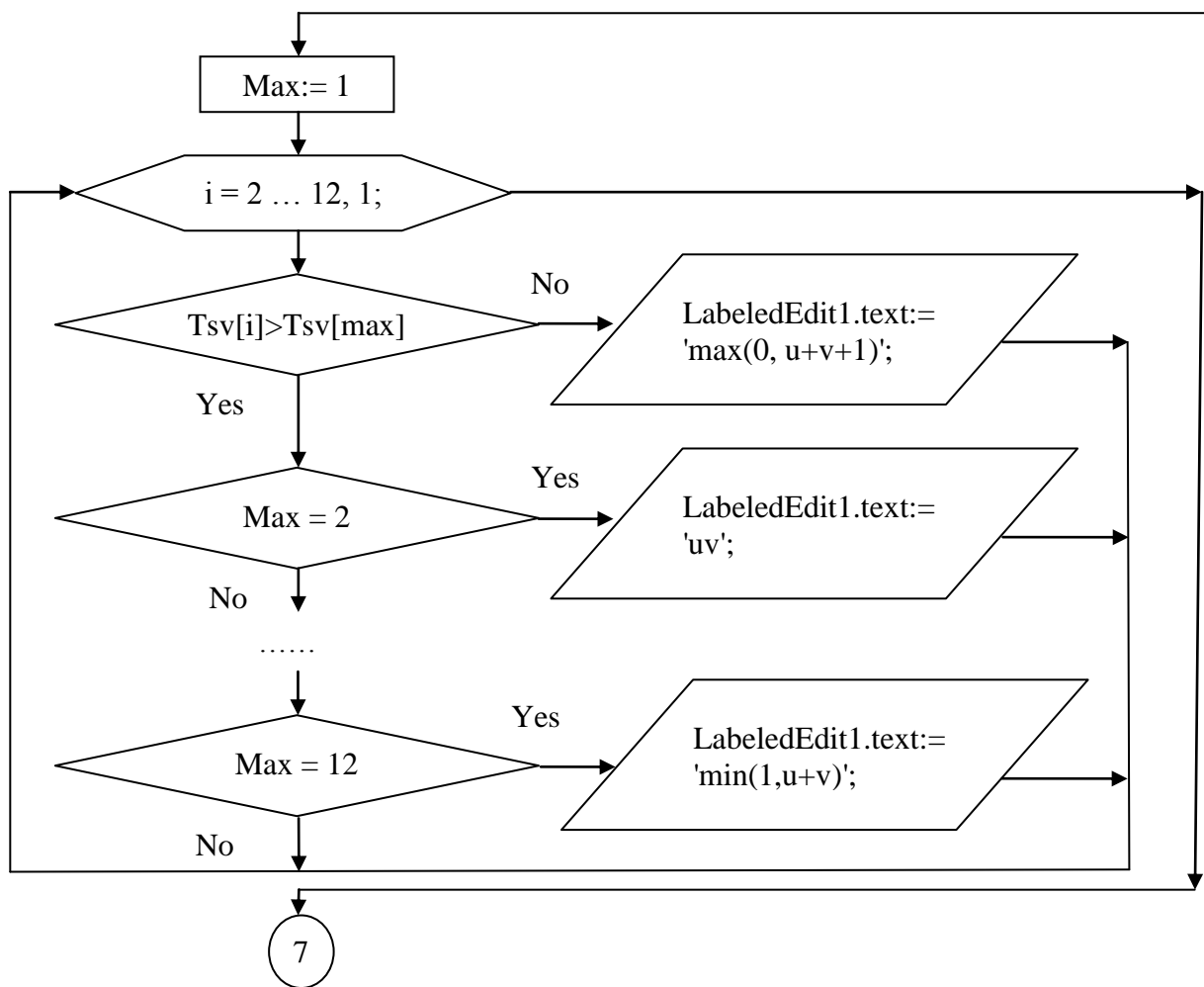
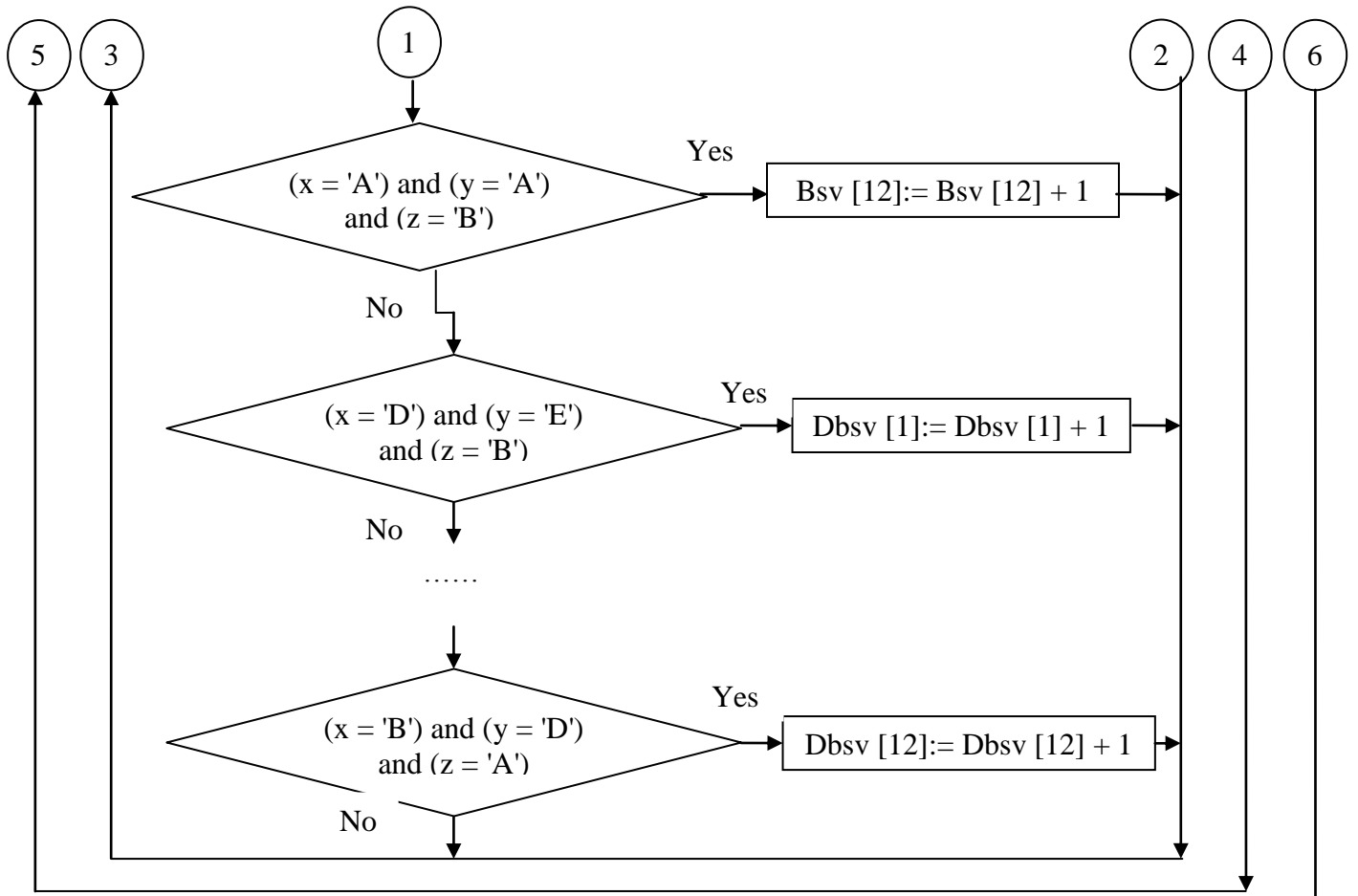
Строго монотонная операция пересечения. Стратегия управления, реализуемая с помощью данной свёртки практически полностью ориентирована на управление гидроагрегатами при полном доминировании критерия эксплуатационной надежности. Критерий экономичности режима работы в этом случае отходит на второй план и не играет какой-либо значимой роли при вводе в работу или отключении агрегатов станции.

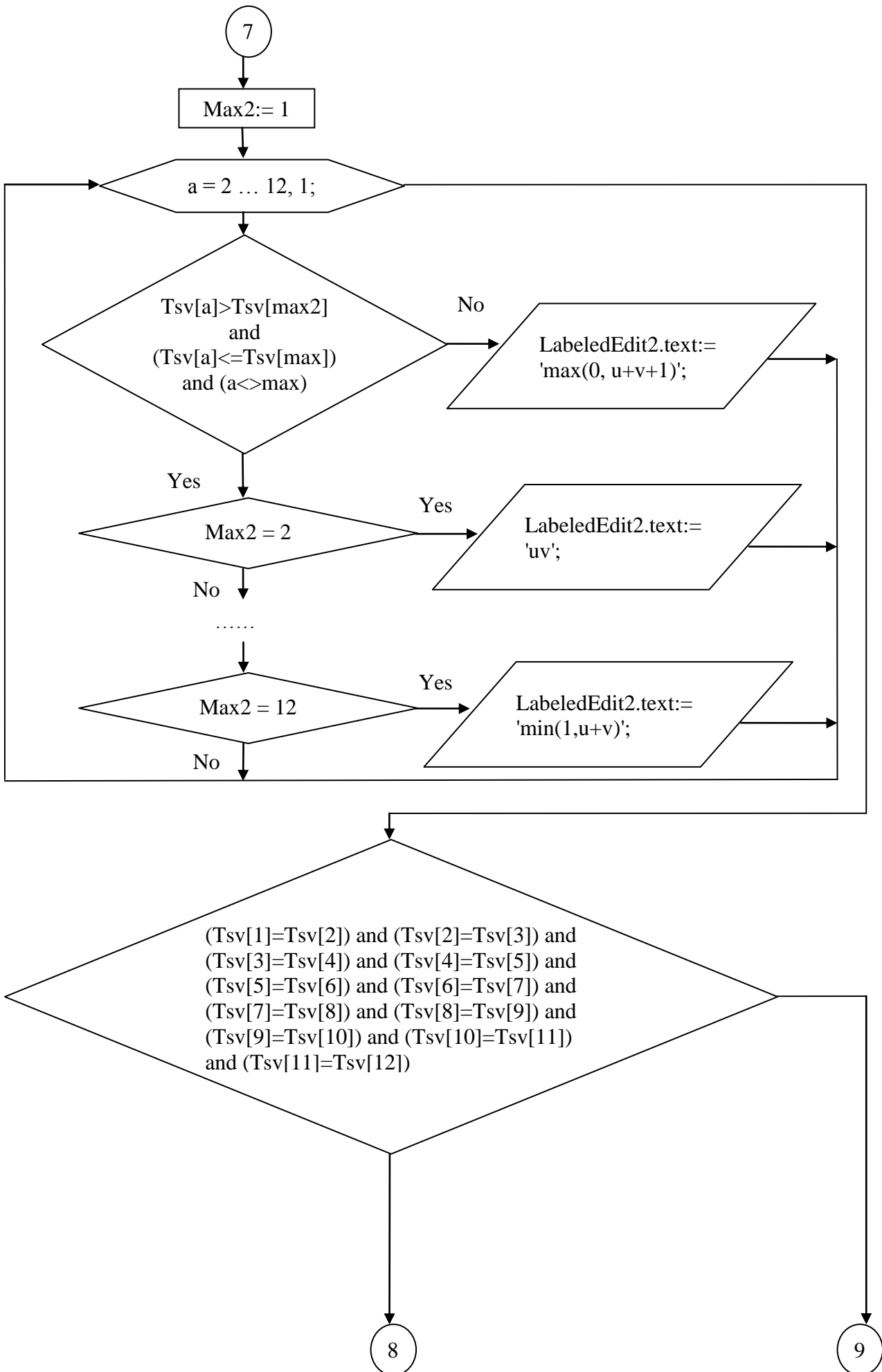
Рисунок Д.2 - Интерфейс программы идентификации стратегий управления

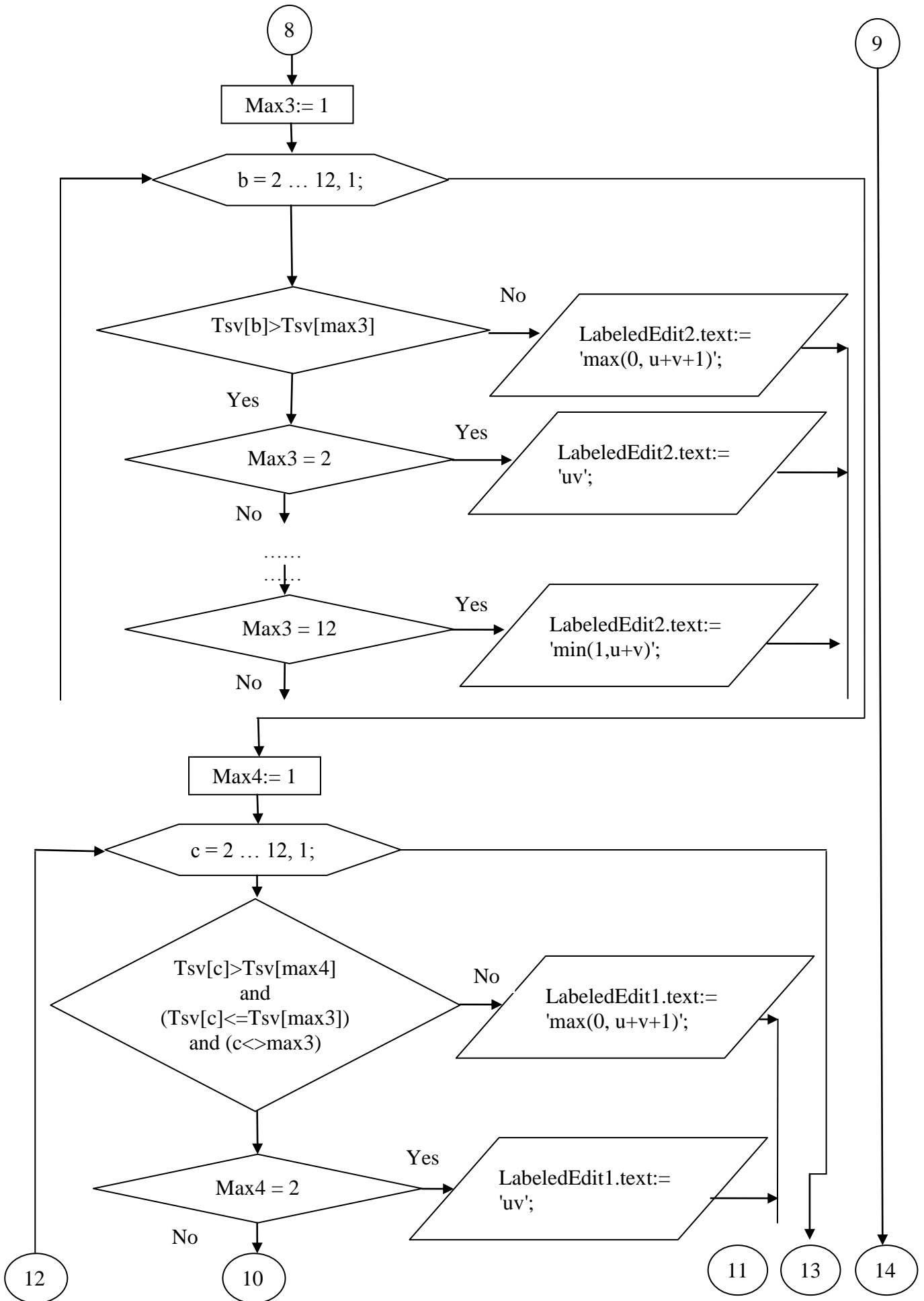
**БЛОК-СХЕМА ПРОГРАММЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ СТРАТЕГИЙ  
УПРАВЛЕНИЯ**

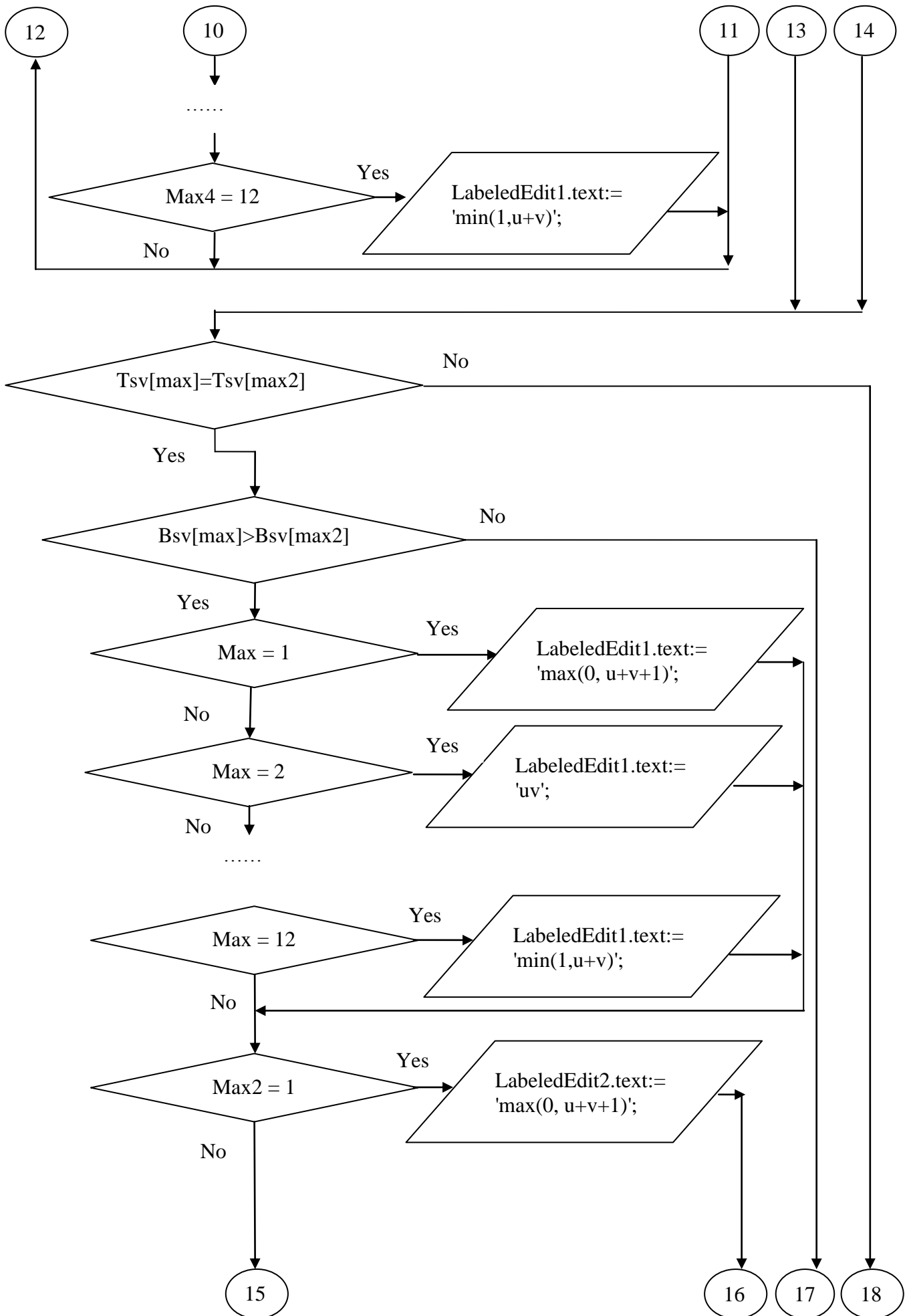


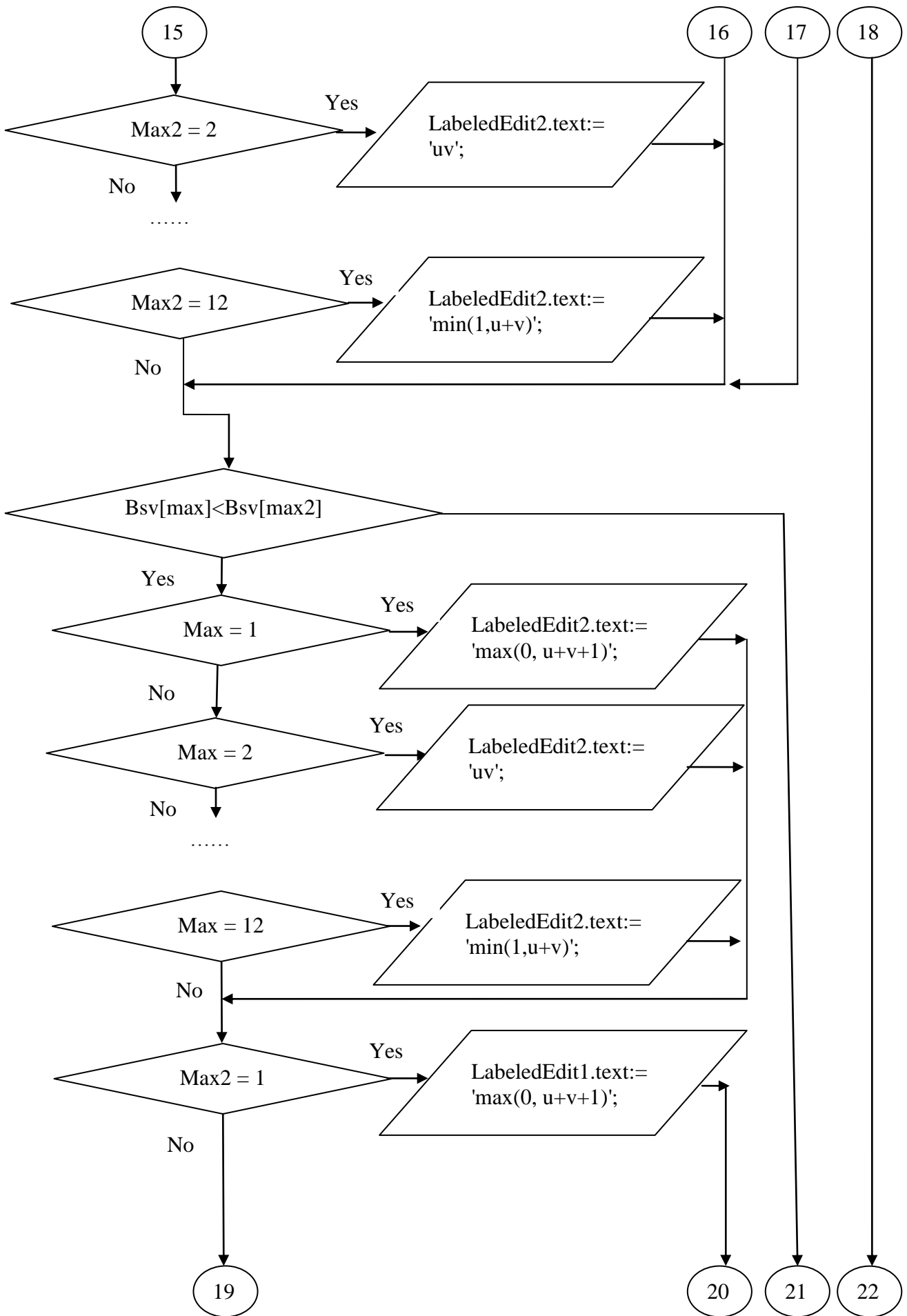


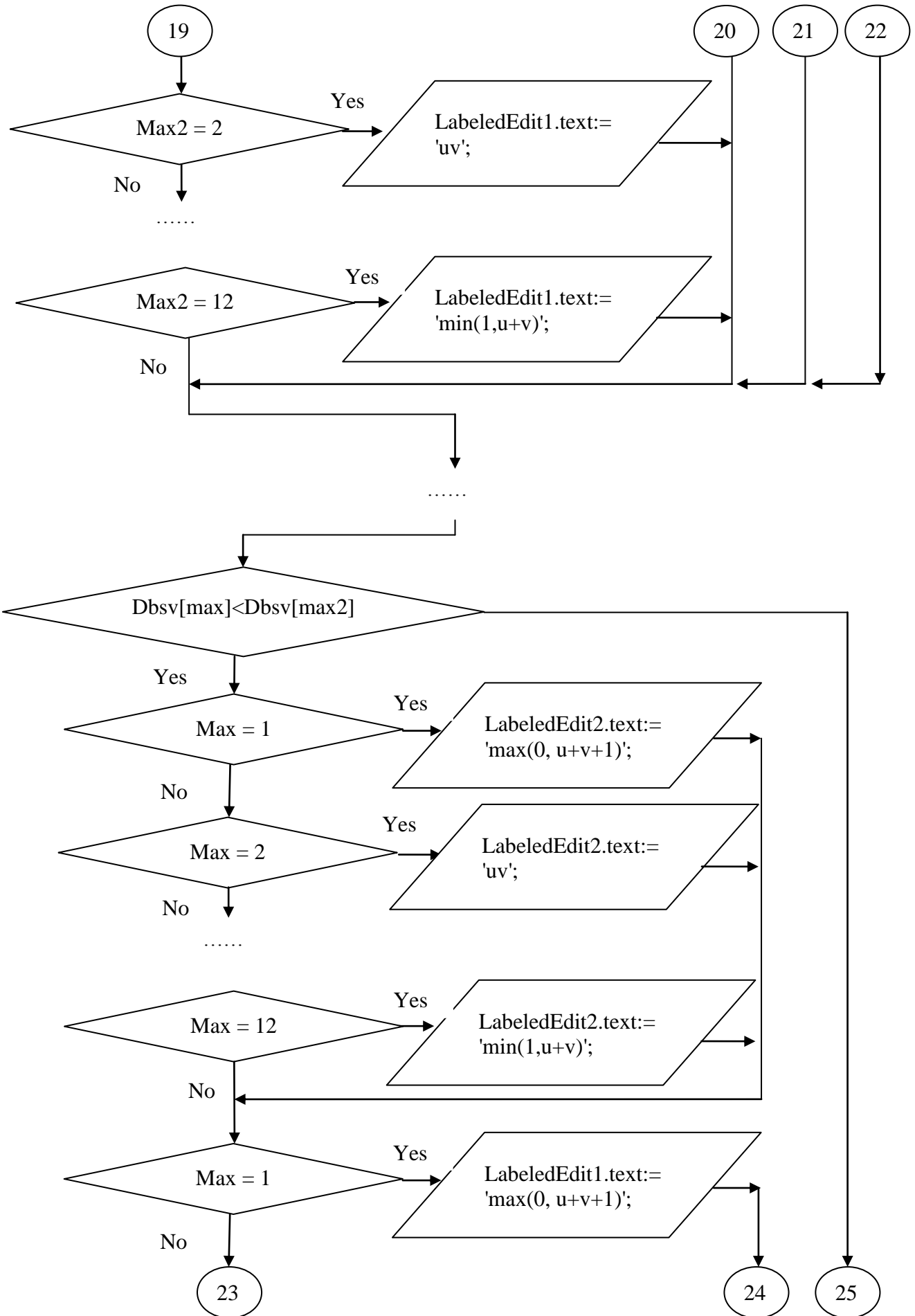


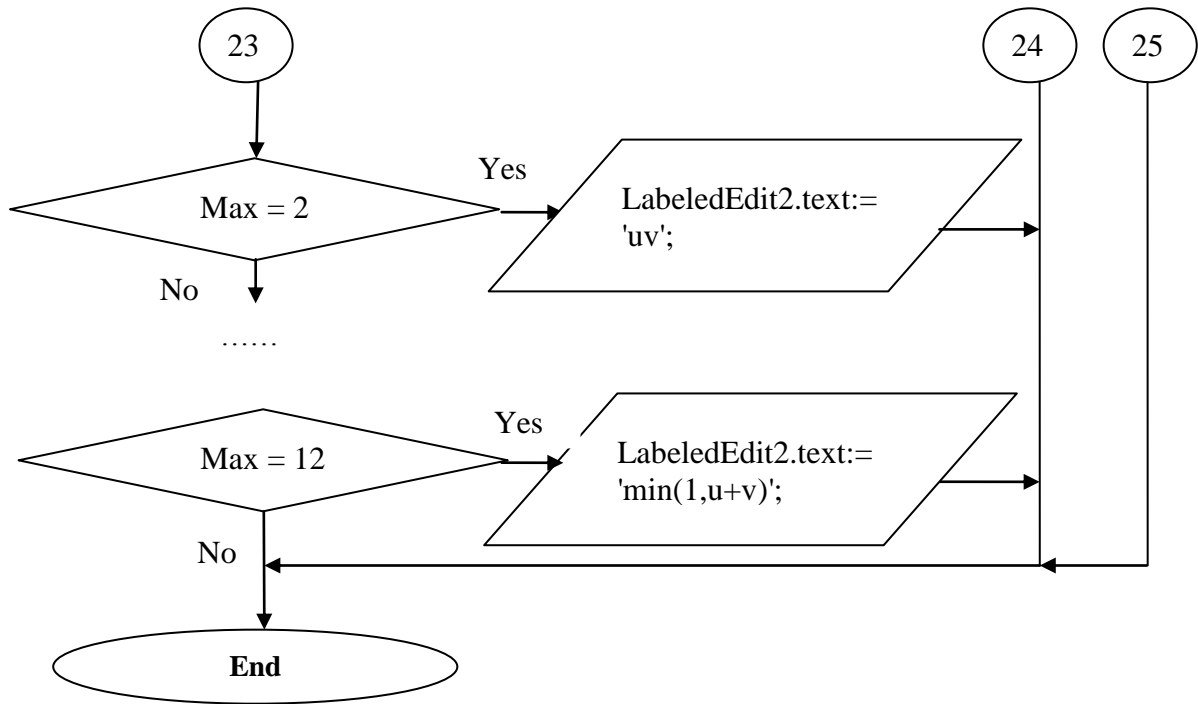












**ПРОСТРАНСТВА АЛЬТЕРНАТИВ ФОРМИРУЕМЫЕ РАЗЛИЧНЫМИ  
ТИПАМИ СВЁРТОК**



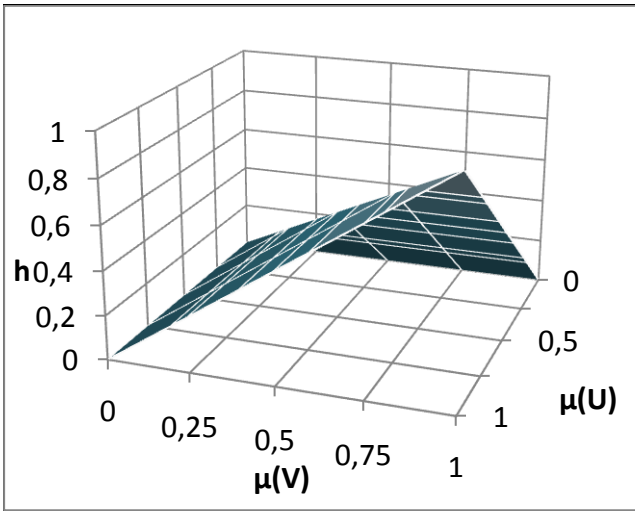


Рисунок Ж.1 - Свёртка «идемпотентная операция пересечения»

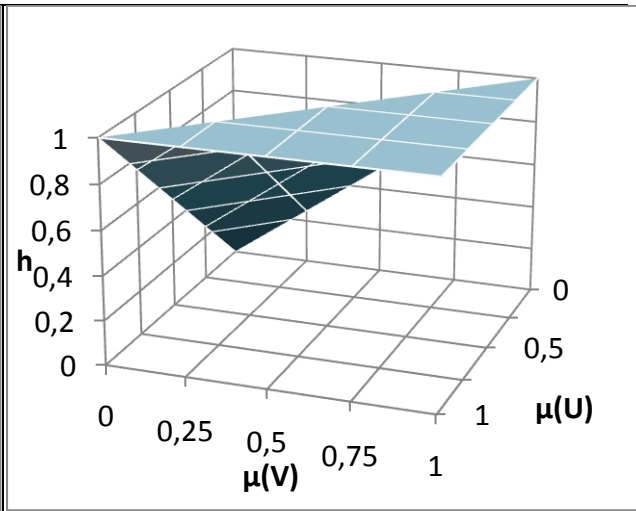


Рисунок Ж.2 - Свёртка «идемпотентная операция объединения»

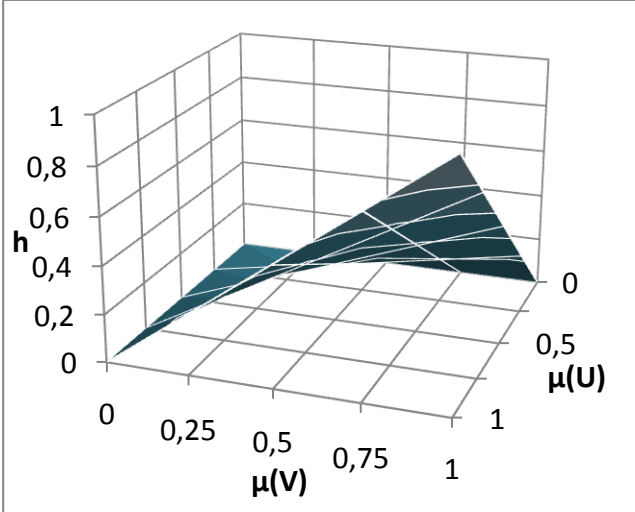


Рисунок Ж.3 - Свёртка «строго монотонная операция пересечения»

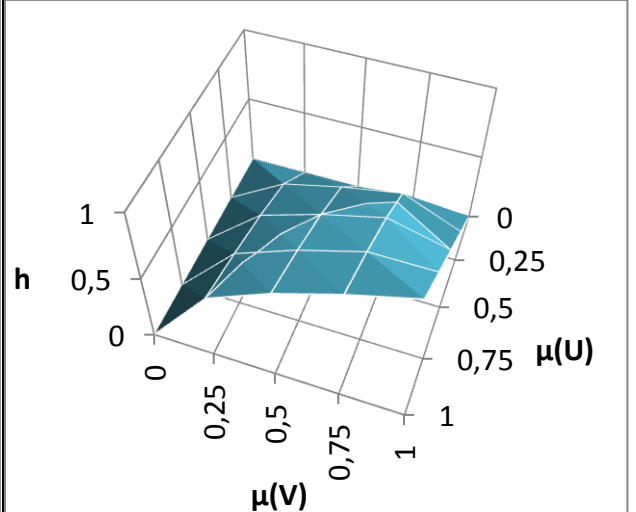


Рисунок Ж.4 - Свёртка «среднее геометрическое»

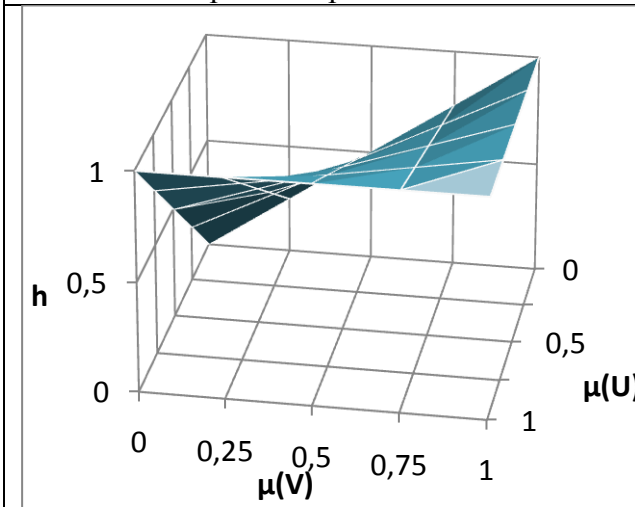


Рисунок Ж.5 - Свёртка «строго монотонная операция объединения»

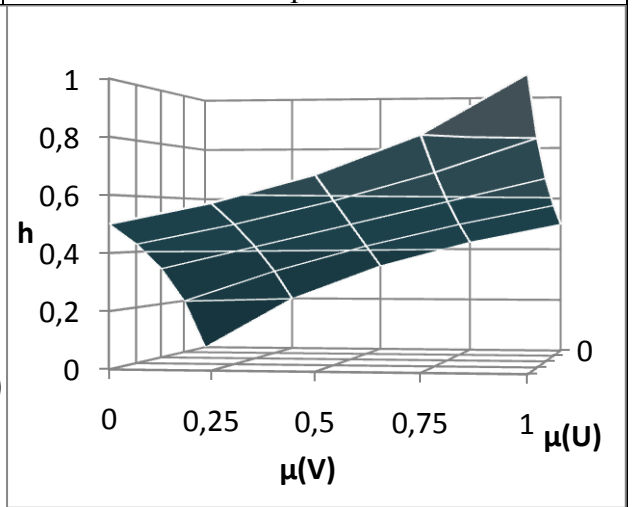
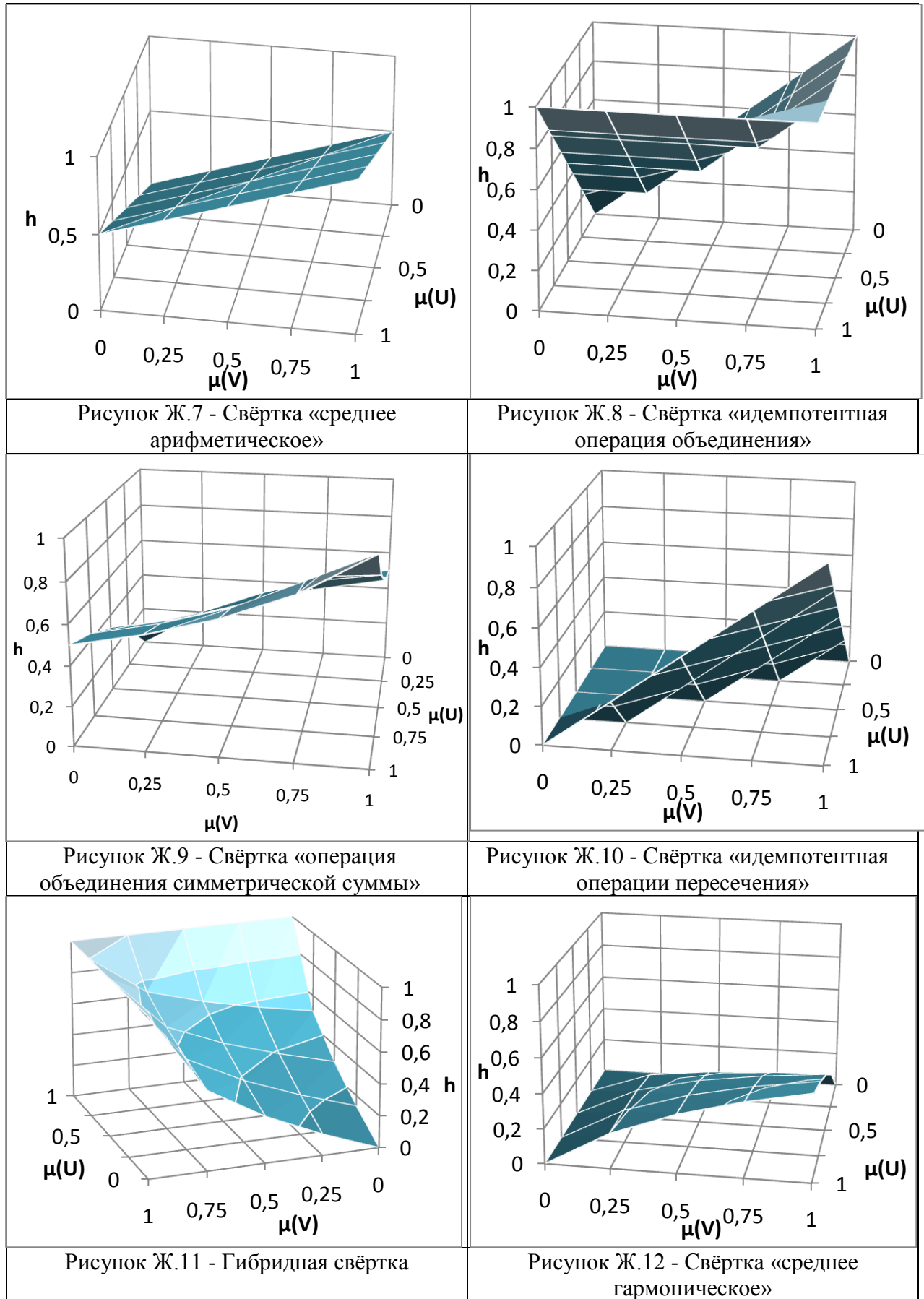


Рисунок Ж.6 - Свёртка «неассоциативная асимметричная сумма»



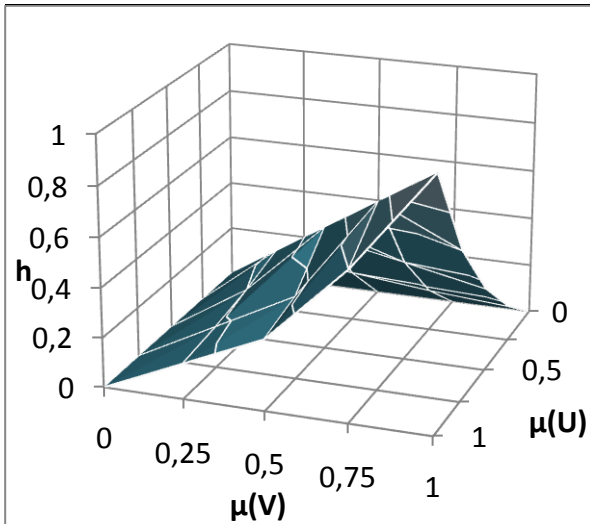


Рисунок Ж.13 - Свёртка «операция пересечения симметрической суммы»

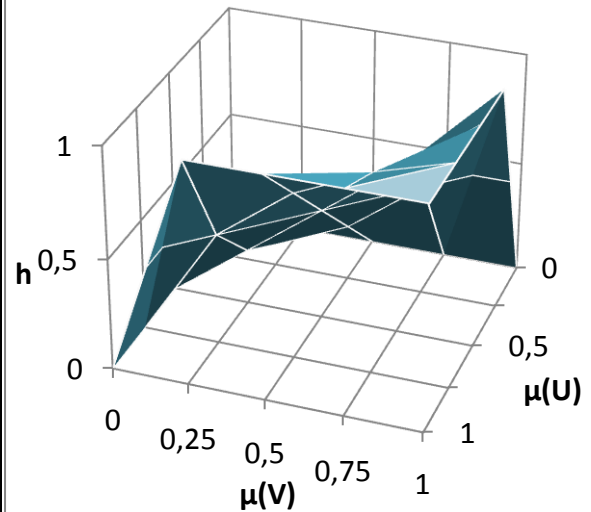


Рисунок Ж.14 - Свёртка «ассоциативная симметрическая сумма»

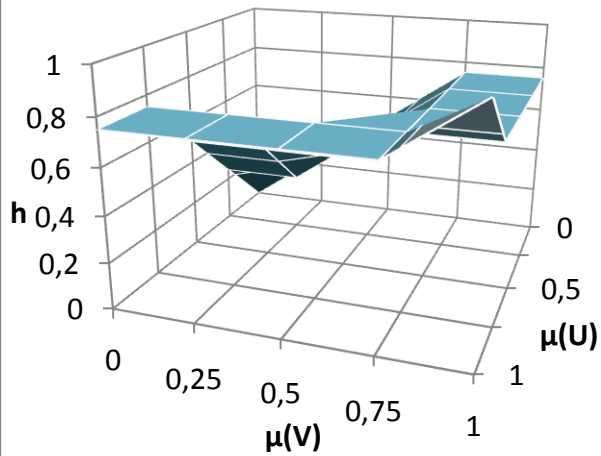


Рисунок Ж.15 - Свёртка «медианное осреднение 3/4»

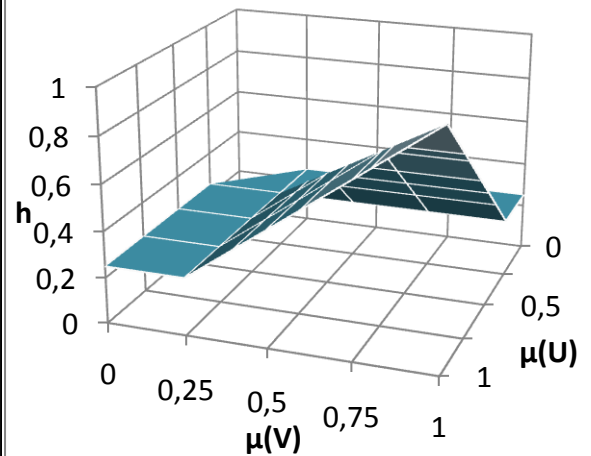


Рисунок Ж.16 - Свёртка «медианное осреднение 1/4»

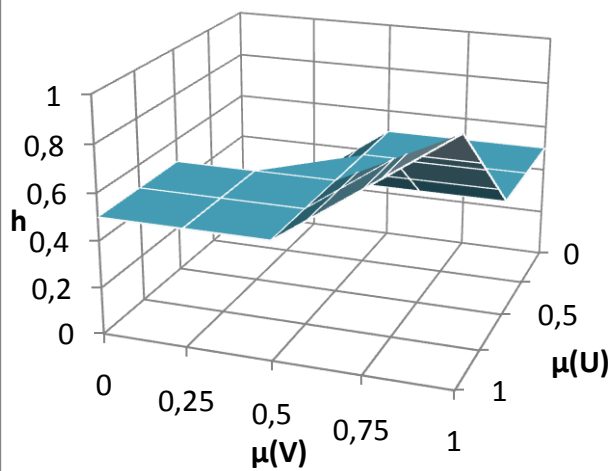


Рисунок Ж.17 - Свёртка «медианное осреднение 1/2»

**АКТ**

**О ВНЕДРЕНИИ В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС НОВОСИБИРСКОГО  
ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА  
РАЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

Проректор по учебной работе НГТУ  
д.т.н., профессор

А.А. Вагаев  
« 16 » 12 2017 г.

### АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного  
технического университета результатов диссертационной работы  
С.В. Митрофанова

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы С.В. Митрофанова на тему «Разработка системы поддержки принятия решений на основе многокритериальной оптимизации состава агрегатов ГЭС» в учебный процесс кафедры «Системы электроснабжения предприятий» Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертации принципы построения подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений, модели представления информации о текущем эксплуатационном состоянии и экономичности режима работы гидроагрегатов ГЭС, основанные на теории нечетких множеств, а также модели формализованных стратегий управления гидроагрегатами на основе двух критериев управления представляют собой весьма современные подходы к улучшению эффективности оперативного управления электростанцией. Предложенные принципы и модели позволяют студентам познакомиться с новейшими способами и средствами АСУ ТП.

Основные положения и результаты диссертации включены в следующие дисциплины – «Гидроэнергетика», «Выбор и принятие решений», «Теория нечетких множеств». Материалы диссертационной работы успешно используются в бакалаврском и дипломном проектировании, а также при написании магистерских диссертаций.

Заведующий кафедрой СЭСП  
к.т.н., доцент

  
Д.А. Павлюченко