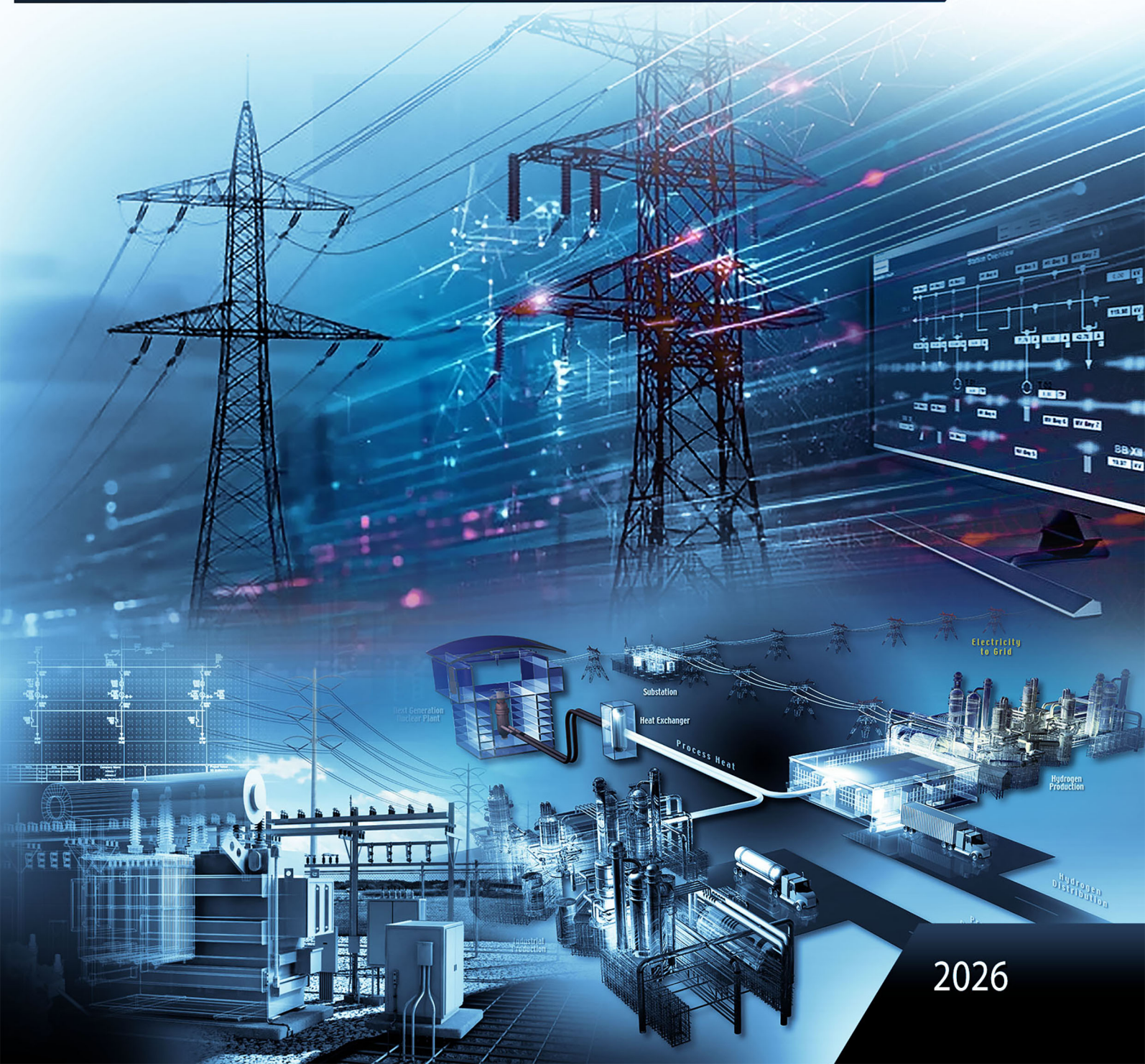


Шувалова А.А., Полищук В.И.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ ЕЁ РАБОТЫ

Монография



2026

Югорский государственный университет

Шувалова А.А., Полищук В.И.

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО
УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКАМИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЛИНИИ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В ВЫНУЖДЕННОМ
РЕЖИМЕ ЕЁ РАБОТЫ**

Монография

Москва
Альпен-Принт
2026

УДК 621.316.11
ББК 31.19
Ш95

Рекомендована к печати:
Методическим Политехнической школы ЮГУ

Авторы:

Шувалова А.А. – кандидат технических наук, доцент, Югорский государственный университет

Полищук В.И. – доктор технических наук, профессор, Югорский государственный университет

Рецензенты:

Банов Д.М. – кандидат технических наук, доцент, Самарский государственный технический университет

Шувалова А. А., Полищук В. И.

Интеллектуальная система автоматизированного управления перетоками электроэнергии по линии электропередач в вынужденном режиме её работы : монография / А.А. Шувалова, В.И. Полищук – Москва: ООО «Альпен-Принт», 2026. – 75 с. : рис., табл.

ISBN 978-5-6055838-1-3

DOI: 10.65551/978-5-6055838-1-3.2026

EDN: SCEGGQ

В монографии приведены результаты исследования по решению задачи построения интеллектуальной автоматизированной системы управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденном режиме ее работы. Основная идея заключается в использовании при выработке управляющего воздействия актуализированной информации о величине регулирующего эффекта нагрузки. Построение адаптивной системы регулирования базируется на математическом аппарате нечеткой логики.

Издание рассчитано на специалистов электросетевых компаний, занимающихся автоматизацией диспетчерского управления, и студентов-магистрантов, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

© Шувалова А.А., Полищук В.И., 2026

© ООО «Альпен-Принт», 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. СИНТЕЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СРЕДСТВА МОНИТОРИНГА СТАТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ В УЗЛЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	9
1.1 Методика предварительной подготовки и оценка пригодности использования данных со средств телеизмерений и оперативно измерительного комплекса для мониторинга СХН.....	9
1.2 Устройство определения статической характеристики нагрузки по напряжению и его экспериментальная апробация	24
Выводы к главе 1	32
ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	33
2.1 Постановка задачи.....	33
2.2 Основы математического аппарата нечеткой логики	35
2.3 Синтез нечеткой автоматизированной системы управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденном режиме работы, для линии без реактивных компенсирующих устройств.....	37
2.4 Синтез нечеткой автоматизированной системы управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденном режиме работы, для линии с реактивными компенсирующими устройствами.....	47
Выводы к главе 2	51
ГЛАВА 3. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ	52
3.1 Общие положения	52
3.2 Моделирование работы автоматизированной системы регулирования по вводу перетока активной мощности на линии электропередач в область допустимых значений	59
3.3 Экспериментальная апробация.....	66
Выводы к главе 3	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	70

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. На современном этапе своего развития электроэнергетика РФ и мира характеризуется усложнением электроэнергетических систем, сопровождающимся ростом числа потребителей электрической энергии. Кратно увеличиваются объемы и сложность стоящих перед диспетчерским управлением задач. С внедрением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), на них возлагается все больше задач управления режимами, в особенности аварийными или же требующими обработки больших объемов информации. В системах автоматизированного диспетчерского управления внедряются самые передовые технологические платформы, в том числе основанные на концепциях искусственного интеллекта.

Развитие систем АСДУ невозможно без разработки новых подходов, обеспечивающих более эффективное решение задач автоматизированного управления технологическими процессами выработки, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

К одной из важнейших задач управления электроэнергией, решение которой, в настоящее время возлагается на диспетчерский персонал электрических сетей, является предупреждения и ликвидации перегрузок сетевых элементов, как в отдельности, так и в контролируемом сечении. Согласно нормативным документам АО «СО ЕЭС», режим при котором сетевой элемент загружен выше номинальных, но ниже аварийного предела классифицируется как вынужденный режим. Поскольку главное требование для такого режима является кратковременность, то диспетчер в качестве управляющего воздействия выдает команды либо на ограничение потребителей, либо на отключение части потребителей, что несет за собой существенные экономические издержки.

Несмотря на большую степень разработки вопросов планирования и управления электроэнергетическими режимами, отсутствие автоматизированных систем управления в режимах перегрузки, не связанных с отключением потребителей, способствуют возникновению недопустимой

перегрузки сетевых элементов и как следствие возможны веерные отключения.

Ввиду этого, расширение арсенала средств автоматизированного диспетчерского управления по снижению перегрузок системообразующих элементов, не связанных с погашением потребителей является актуальной задачей.

В работе разработана система интеллектуального управления перетоком активной мощности по линии электропередач в режиме перегрузки, на основе использования регулирующего эффекта нагрузки по напряжению, обусловленного их статическими характеристиками (СХН). Применение программного комплекса в системе АСДУ позволит значительно снизить, а порой и полностью избежать отключения потребителей средствами противоаварийной автоматики.

Большой вклад в проработку данных вопросов внесли многие ученые, среди которых: Аюев Б. И., Веников В. А., Идельчик В. И., Файницкий О. В., Хозяинов М. А., Пономаренко И. С., Панасецкий Д. А., Фролов О. В., Илюшин П. В., Денисов В. В., Сатанин В. В., Батраков Р. В., Воронин В. А., Андреев. А. В., Наровлянский В. Г. и др.

Среди иностранных коллег, большую значимость имеют исследования Mazi A. A, Makram E. B, Bakirtzis A. J., A. P. Sakis Melioroulos и др.

Проблема повышения эффективности автоматизации управления технологическими процессами детально развита в работах ФГБУ науки «Институт проблем управления им. В. А. Трапезникова» Российской академии наук, ученых Бахтадзе Н.Н., Аракеляна Э.К., Гайдука А.Р., Лившица М.Ю., Рапопорта Э.Я., Лубенцова В.Ф., Путова В.В. и др.

Однако эти работы не были связаны с разработкой технических средств автоматизированного управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденных режимах.

Несмотря на имеющиеся публикации по автоматизации и оперативному управлению активной мощностью в проанализированных литературных источниках отсутствуют исчерпывающие решения задач, рассматриваемых по

теме диссертационного исследования. Проведенный теоретико-информационный анализ работ отечественных и зарубежных авторов показал, что остается актуальной научно-техническая задача синтеза систем эффективного автоматизированного управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденных режимах ее работы.

Идея заключается в автоматизации процесса использования регулирующего эффекта нагрузки для выработки управляющего воздействия, направленного на снижение перетока активной мощности по линии электропередач (ЛЭП) в вынужденном режиме ее работы.

Цель настоящей работы заключается в повышении эффективности диспетчерского управления за счет автоматизации управления перетоком активной мощности по межсистемной линии электропередач в вынужденном режиме ее работы, предотвращающей аварийное развитие перегрузок электрической сети.

Для достижения данной цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ статических характеристик нагрузки по напряжению и выработка критериев эффективности регулирующего эффекта нагрузки для выработки управляющего воздействия;
2. Модернизация методики определения СХН и создание методики и программы мониторинга СХН узла энергосистемы;
3. Разработка алгоритма и программного обеспечения интеллектуальной автоматизированной системы управления перетоком электроэнергии по линии электропередач в вынужденном режиме работы, для линий электропередач без устройств компенсации реактивной мощности и с компенсацией реактивной мощности;
4. Экспериментальная апробация интеллектуальной автоматизированной системы управления перетоком электроэнергии по линии электропередач в вынужденном режиме работы (АСУВР).

Современное состояние вычислительной техники, электронной базы исполнительных механизмов и методов обработки информации, в том числе и искусственного интеллекта, позволяет разрабатывать не просто алгоритмически сложные, но практически любые теоретически обоснованные системы автоматики. Отсутствие же автоматизированных систем диспетчерского управления перетоком мощности по перегруженным элементам энергосистемы обусловлено, прежде всего, связано классической идеологией построения систем релейной защиты и автоматики и отсутствием теории выработки управляющих воздействий в этом режиме работы [1].

Как показывает практика, несмотря на современное состояние развития интеллектуальных технологий при всех присутствующих предпосылках на сегодняшний день отсутствует идея управления перетоком активной мощности по линиям межсистемной связи. Поэтому создание новой концепции автоматизированного управления базирующейся на технологиях искусственного интеллекта и сохраняющей традиционные принципы защиты является актуальной научно-технической задачей.

В электроэнергетики известно наличие такого явления, как регулирующий эффект нагрузки (РЭН). Он представляет собой зависимость изменения активной (реактивной, полной) мощности при изменении напряжения (частоты) в энергосистеме. РЭН определяется по статической характеристике нагрузки (СХН). СХН не является строго неизменной характеристикой любого узла энергосистемы, поскольку возможны ее медленные изменения в зависимости от сезона, изменения состава реактивных элементов сети и т.д. За прошедшее время было много обширных исследований и методик по применению регулирующего эффекта нагрузки, но они не нашли широкого применения. Причина проста, на момент принятия решения у диспетчера должны быть актуальные данные о коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки, но все известные труды посвящены снятию самой характеристики, а также составлению каталожных данных для крупных конечных потребителей, например, высокоэнергетических предприятий с разнообразной реактивной нагрузкой. Из-за отсутствия средств

актуализации данных, прежде всего, необходимо создать техническое средство, способное мониторить РЭН, хранить, и выдавать его при необходимости. Помимо этого, должен быть регулятор способный на основе данных о коэффициенте РЭН вырабатывать управляющее воздействие, приводящее к снижению перетока активной мощности по загруженному элементу.

Идея построения автоматизированной системы управления в режиме перегрузки заключается в использовании РЭН, при воздействии на изменение напряжения в сторону, приводящую к снижению перетока активной мощности.

Технически воздействовать на напряжение возможно рядом технических средств, таких как:

- автоматическим регулированием возбуждения (АРВ);
- регулировкой коэффициента трансформации трансформатора (РПН);
- компенсацией реактивной мощности, например, батареи статических конденсаторов (БСК) или синхронных компенсаторов.

По ряду причин, использование АРВ для решения данной задачи наименее перспективно и практически нереализуемо. Наиболее перспективным является воздействие на уровень напряжения в узле энергосистемы при помощи РПН или БСК, при условии наличия микропроцессорных автоматизированных устройств их управления.

Очевиден и тот факт, что автоматизированное устройство должно учитывать коэффициент РЭН и данные поступающие из энергосистемы, исходя из изложенного построение устройства должно включать:

- получение качественных данных (ОИК или ТИ);
- регулятор, который выдает управляющее исходя из режима сети (Регулятор).

При создании устройства встал вопрос получения данных. Как показал опыт научно-исследовательских групп, работающих по заданию АО СО ЕЭС, наиболее высоким качеством обладают данные, полученные с анализаторов качества электрической энергии, оперативно-информационного комплекса (ОИК) и телеизмерений (ТИ).

ГЛАВА 1. СИНТЕЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СРЕДСТВА МОНИТОРИНГА СТАТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ В УЗЛЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

1.1 Методика предварительной подготовки и оценка пригодности использования данных со средств телеизмерений и оперативно измерительного комплекса для мониторинга СХН

Независимо от того, на какой базе выполняется устройство идентификации СХН возможно довольно много способов получения исходных данных, при этом желательно, чтобы входная измерительная информация была уже оцифрована. Получить значения параметров электроэнергетического режима возможно с помощью: переносных регистрирующих качества электрической энергии, данных поступающие в АСУ ТП, данных с автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), данных телеизмерений (ТИ) или оперативно-информационного комплекса (ОИК) [2].

По понятным причинам, несмотря на высокое качество измерений параметров, переносные приборы-анализаторы являются наименее пригодным вариантом. Такие приборы хороши для научно-исследовательских работ. Вследствие недостаточной частоты опроса малоприспособны и средства АСКУЭ. Не все АСУ ТП подстанций обладают требованиям, например, по объему и глубине хранения архива. Наиболее пригодными видится получения исходных данных с ТИ из ОИК.

Согласно [3] оперативно-информационный комплекс – это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для хранения справочной информации, краткосрочного планирования режимов энергетической системы (единой, объединенной, региональной), получения данных о текущем режиме, обработки, архивирования поступающей информации и выдачи оперативному персоналу справочной информации, всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации, а также ретроспективно [3].

Самым распространенным в ЭЭС России является ОИК СК-2007 производства АО «Монитор Электрик», г. Пятигорск [4]. В настоящее время новейшим ОИК это СК-11, но он только приходит на замену СК-2007 и источники получения информации у него те же, поэтому основные процедуры работы с данными приведены на примере СК-2007.

Основная составная часть ОИК это сервера, подключенные к локальной вычислительной сети (ЛВС). В комплекс также входят сервера телемеханики, конвертеры протоколов, система сбора и передачи данных. Все элементы комплекса связаны между собой ЛВС. Несмотря на то, что ОИК работает на уже нормализованных и запротоколированных данных в нем предусмотрена возможность самостоятельного опроса измерительных технических средств, как датчиков, так и каналов телемеханики. При этом информация с системы сбора данных может запрашиваться несколькими способами: непосредственно с измерительных датчиков и технических средств телемеханики; через сервера телемеханики (ТМ) или конвертера протоколов; через средства межмашинного обмена данными.

Для работы с данными подключение к серверам производится на выделенных рабочих станциях.

В зависимости от решаемой задачи из ОИК выгружаются и обрабатываются необходимые параметры. Для средств мониторинга СХН надо иметь данные об изменении напряжения, активной и реактивной мощности в точке контроля. В некоторых случаях может понадобиться контролировать и другие параметры или получать данные с другой точки контроля. Сначала анализируются все специфические особенности контролируемой точки. Например, в точке измерения всегда присутствует несимметрия напряжений, тогда надо помимо линейных запрашивать и значения фазных напряжений. Качество запрашиваемой информации по мощности может быть недостаточное и потребуются производить ее уточнение за счет дополнительных расчетов. В этом случае понадобятся данные с других точек ЭЭС.

Для того чтобы получить необходимые параметры с интересующего нас

объекта ориентируются по перечню ТИ. В перечне ТИ указывается соответствие поступаемых данных конкретным параметрам. В перечне имеется номер ТИ, его наименование и наименование канала ТМ передающее это ТИ. При работе с ОИК, безусловно, крайне важным является выбор номеров ТИ, используемых для дальнейшей обработки, поскольку именно номер ТИ однозначно отображает исследуемый параметр в ОИК.

В связи с тем, что необходимо выбрать не только требуемые для обработки параметры, но и возможно дополнительные, все ТИ лучше выгружать с запасом по времени. Такая рекомендация связана с тем, что по происшествию небольшого периода времени возможна полная утрата неостребованных вовремя данных, поскольку в алгоритме хранения данных может быть заложена процедура их прореживания, а также потому, что сам процесс выгрузки данных связан с рядом процедур, которые придется выполнять заново, а это дополнительные временные затраты.

Основной программной выгрузки данных из СК-2007 является программа «Анализ данных», файлы формата «.csv». Для того чтобы провести запрос данных из ОИК необходимо выполнить следующие настройки:

1. Зайти в опцию «Заданный, знаков после запятой» и задать формат «5» знаков после запятой для измеренных значений линейного напряжения, активной мощности и других запрашиваемых параметров.

2. Зайти в опцию «В интервале» и установить шаг «0», в этом случае из базы данных реального времени (БДРВ) будут поступать ТИ, фактически поступающие в ОИК.

3. В опции «Время рождения» установить время запроса ТИ и «Время с миллисекундами».

В ОИК СК-2007 также возможно посредством программы API или же за счет использования механизмов БДРВ – Microsoft SQL Server производить запросы данных напрямую из БДРВ. Эти программные инструменты позволяют, за счет прямого доступа к ТИ, выгружать большие объемы данных ТИ.

Данные ТИ – это довольно большие массивы значений режимных

параметров в конкретные моменты времени и их необходимо экспортировать в электронные «.csv»-файлы, которые помимо значений параметров содержат идентификационный номер (ID), времени возникновения, время поступления данных в ОИК и код качества. Кодом качества обозначается источник, из которого взяты данные ТИ. Помимо технических средств измерения ТИ, источником данных ТИ может служить расчёт, ручной ввод и т.д. При обработке полученных данных ТИ все данные не с кодом качества «0x100 Источник: телеметрия», исключаются из дальнейшей обработки. В таблице 1.1 представлен вид «.csv»-файла.

Таблица 1.1 – Фрагмент «.csv» -файла с ТИ из ОИК

Номер ТИ	Метка времени поступления в ОИК	Параметр режима	Код качества	Метка времени рождения
17840	2017-10-07 09:59:56.490	23,46446	0x100	2017-10-07 09:59:56.490
17840	2017-10-07 10:00:06.553	23,65715	0x100	2017-10-07 10:00:06.553
17840	2017-10-07 10:00:07.537	23,68576	0x100	2017-10-07 10:00:07.537
17840	2017-10-07 10:00:22.303	23,99172	0x100	2017-10-07 10:00:22.303

В случае необходимости учета данных ТИ от смежных присоединений резко увеличивается объем получаемых массивов данных и очень важно автоматизировать процесс обработки данных ТИ. Для этого крайне важно использовать штатные или же общеизвестные пакеты прикладных программ. При работе с данными ТИ возможно применение программного комплекса MatLab. Необходимые программные средства и язык программирования выбираются исходя из структуры данных, основанной на матрицах. При дальнейшем изложении материала исследований используется терминология принятая в MatLab.

Данные ТИ получаемые из ОИК сохраняют в таблице DATA, состоящей из следующих переменных:

NTI – номер ТИ (double),
TIME – метка времени (datetime),
VALUE – значение ТИ (double),
CODE – код качества (double).

В таблице 1.2. представлен вид таблицы DATA. Процедуру загрузки данных из «.csv»-файла в таблицу DATA необходимо автоматизировать.

Таблица 1.2 – Вид таблицы DATA

NTI	TIME	VALUE	CODE
16945	2018-10-20 23:58:59.483	-15,683	100
16945	2018-10-20 23:59:59.630	-14,855	100
16946	2018-10-19 23:59:45.937	-9,363	100
16946	2018-10-20 00:00:46.050	-9,668	100

В таблице DATA для переменной TIME применяются метки времени прихода данных ТИ в ОИК. В таблицу DATA в соответствии с меткой времени последовательно заполняются данные ТИ всех запрашиваемых параметров.

Перечень запрашиваемых данных ТИ формируется таблицей mainLIST, которая состоит из следующих переменных:

TI_Num – номер ТИ (double);
num_in_NOM – номер ТИ в векторе NOM (double);
Object – объект, с которого получено ТИ (string);
Feeder – наименование присоединения (string);
Par – измеряемый параметр – напряжение, ток, активная и реактивная мощности, частота, температура и т.д. (string);
Ret – инверсия (double);
Channel – канал, по которому получено ТИ (string).

В таблице 1.3. представлен вид перечня mainLIST.

Таблица 1.3 – Вид таблицы перечня mainLIST

TI_Num	num_in_NOM	Object	Feeder	Par	Ret	Channel
9489	1	ПС-1	1СШ 220 кВ	U	1	основной
9484	2	ПС-1	ВЛ-1	P	-1	основной
9478	3	ПС-1	ВЛ-1	Q	-1	основной

В перечне mainLIST значение инверсии Ret может быть +1 или -1, параметр указывает направление перетока. Для каждого ТИ формируется вектор NOM (cell array of double), состоящий из номеров строк в DATA. Например, командой DATA.VALUE(NOM{1}) будет затребовано значения ТИ напряжения на 1СШ 220 кВ с номером 9489, а метку времени, возможно задать командой DATA.TIME(NOM{1}).

Поскольку при определении СХН используемая для обработки информация с ТИ напряжений и мощностей должна быть определенного качества необходимо заранее взять за промежуток времени не менее нескольких секунд перечень данных ТИ и «.csv»-файлы для всех востребованных присоединений и оценить пригодность информации для корректного определения СХН. Если при анализе выявляются некачественные данные, то необходимо устранить имеющиеся несоответствия.

Кроме той информации, что приведена в таблице mainLIST, при анализе качества информации с ТИ необходимо определить ряд дополнительных параметров, сформированных в таблице LIST:

Begin – метка времени первого измерения (datetime);

Duration – продолжительность записи (duration);

End – метка времени последнего измерения (datetime);

N – количество измерений (double);

DT=Duration/N – средний интервал регистрации (duration);

MIN, MEAN и MAX – минимальное, среднее и максимальное значения ТИ, соответственно (double), CODE – коды качества ТИ и количество измерений с данным кодом качества (string).

В таблице 1.4, приведенной в качестве примера таблицы LIST, можно видеть, что CODE (коды качества) имеют различные значения: 8 – «недостоверность подлежит немедленному уничтожению», 80 – «недостоверность сбой телеметрии», 100 – «источник телеметрия». В руководстве по настройке обработки и хранения данных ОИК СК-2007 имеется список всех значений кодов качества CODE [4].

Принимаются для обработки только ТИ с кодом качества 100, остальные игнорируются. Важным для определения СХН является частота измерений DT. В таблице 1.4 интервал регистрации DT – 08 секунд.

Таблица 1.4 – Вид таблицы LIST

Begin	Duration	End	N	DT	MIN	MEAN	MAX	CODE
07.10.2018 23:59	167	14.10.2018 23:59	67728	0:00:08	63,3	75,5	82,1	8-6; 80-1; 100-67721;
07.10.2018 23:59	168	14.10.2018 23:59	65059	0:00:08	16,1	20,0	22,1	8-6; 80-1; 100-65052;
07.10.2018 23:59	167	14.10.2018 23:59	67909	0:00:08	63,8	75,2	82,6	8-6; 80-2; 100-67901;

Таблица LIST и анализ графиков изменения параметров дают возможность убедиться, что все требуемые данные ТИ необходимого качества, во всех режимах и со всех присоединений поступают в ОИК и имеют правильные настройки, соответствующие измеряемым величинам.

Квантование по уровню и дискретность по времени задаются настройками фильтрации ОИК и системами ТМ. Наиболее частым случаем является применение апертур в ОИК. Одной из важнейших и часто используемых настроек является апертюра. Апертюра определяет величину минимально возможного изменения, регистрируемого средствами ТИ параметра, которое фиксируется и запоминается в базах данных ТИ. Правильная настройка апертюры дает возможность значительно снижать объем регистрируемых изменений и ресурсов на передачу информации о несущественных изменениях параметров.

Квантование по уровню не должна превышать по напряжению 0,2%-0,5%,

по мощности 0,5-1% [5]. При расчетах СХН методическая погрешность находится на уровне 1%, а при расчетах в относительных единицах систематическая погрешность от технических средств измерения и датчиков не оказывают заметного влияния на достоверность СХН.

Дискретность по времени с одной стороны желательно чтобы была небольшой, с другой стороны достаточной для фиксации всех необходимых изменений. В различных источниках обосновываются разные требования к дискретности измерения по времени, в любом случае дискретность определяется исходя из технических возможностей аппаратуры и максимально приемлемая величина не больше 1 минуты. В любом случае необходимо помнить, что надо обязательно задать шаг времени выгрузки из ОИК равным нулю, только при этом шаге все ТИ являются величинами измеренными, в ином возможно дополнение (дублирование) недостающих значений и фактическую дискретность измерения по времени оценить затруднительно.

Направление перетока мощности устанавливается исходя из положительного знака направления от энергораспределяющей сети к энергопотребителям. В случае же когда направление мощности отрицательно, то применяется инверсия. Для этого в таблице mainLIST параметру Ret присваивают значение равное -1. Инверсируется, прежде всего реактивная мощность, так как направление ее перетока часто не совпадает с направлением перетока активной мощности. Во всех случаях и для всех анализируемых присоединений, где возможно несовпадение перетоков активной и реактивной мощности инверсировать надо как перетоки активной мощности, так и перетоки реактивной мощности, на том присоединении, где переток активной мощности отрицателен.

Особую трудность при определении направления перетоков мощностей вызывают кольцевые схемы, вследствие наличия совершенно непредсказуемых уравнительных перетоков по участкам ЭЭС. Для корректного определения СХН кольцевые схемы желательно разомкнуть.

Как только затребованные данные ТИ будут выгружены, необходимо

провести их первичную обработку.

Первичная обработка ТИ состоит из следующих операций:

1. Отфильтровываются данные ТИ, у которых код качества не «0x100

Источник: телеметрия».

2. Формируется таблицу LIST для необходимого периода времени.

3. Производят проверку и при необходимости поправку знаков мощностей ТИ исходя из того, что «к нагрузке» знак должен быть «+», «от нагрузки» знак должен быть «-». Активные мощности присоединений должны быть с положительным знаком направления.

4. В том случае, когда ТИ получают по разным каналам ОИК, необходимо проверить синхронность времени их поступления. Например, на рисунке 1.1 приведен график $U(t)$ для разных точек контроля.

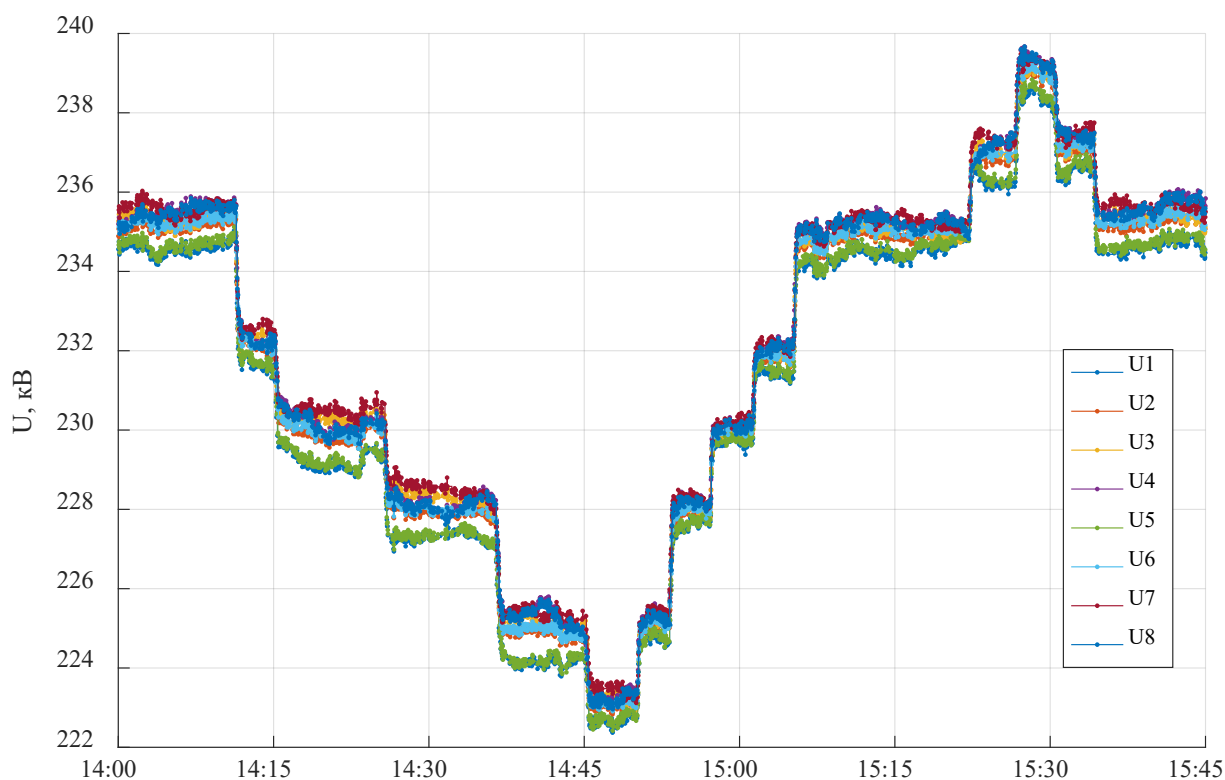


Рисунок 1.1 – Зависимости напряжений от времени $U(t)$

Как видно из рисунка 1 напряжения изменяются практически одновременно, что говорит о синхронности времени их поступления.

5. В обработку берутся только с тех каналов, с которых за требуемый интервал времени пришло больше данных, при этом у каждого присоединения оставляют по три ТИ: P , Q и U .

6. Формируется таблица Single – таблица 1.5, в которой присутствуют:
 nu , np и nq – номер ТИ напряжения, активной и реактивной мощностей в векторе NOM (double),

t_{lim} – временной интервал (datetime),

U_{nom} – номинальное напряжение, кВ (double),

fil – признак необходимости фильтрации данных.

Таблица 1.5 – Вид таблицы Single

Название строки	<u>nu</u>	<u>np</u>	<u>nq</u>	<u>t_{lim}</u>		<u>U_{nom}</u>	<u>fil</u>
Присоединение 1	83	20	49	20-Oct-2018 12:30:00	20-Oct-2018 13:30:00	220	0
Присоединение 2	71	11	40	20-Oct-2018 12:30:00	20-Oct-2018 13:30:00	110	1
Присоединение 3	79	10	39	20-Oct-2018 12:30:00	20-Oct-2018 13:30:00	10	0

В случае если с присоединения приходят нулевые значения данных или данные не поступают, то такие каналы ТИ в обработку не принимаются.

В некоторых случаях не все требуемые присоединения полноценно оснащены средствами ТИ и данные перетока мощности с них не подаются в ОИК. В этих случаях необходимо проводить дорасчет недостающих данных на основе формул баланса мощности, составленных для сборных шин. Дорасчет недостающих данных качественно улучшает процедуру определения СХН.

При имеющихся ТИ тока I по фазам, активной P и реактивной Q мощности, дорасчет отсутствующего напряжения U возможно провести по формуле:

$$U_i = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot I_i}, \quad (1.1)$$

где $i = 1...N$ – номер отсчета.

Проведение процедуры дорасчета возможно только если данные ТИ синхронизированы по времени.

Наиболее эффективно проверяется синхронизация данных ТИ для всех требуемых присоединений графическим способом. Для этого необходимо построить графики напряжения, активной и реактивной мощностей $U(t)$, $P(t)$, $Q(t)$. На рисунке 1.2 приведены графики $U(t)$, $P(t)$, $Q(t)$ для одного из присоединений. Как видно из рисунка 1.2 изменения данных происходят практически синхронно.

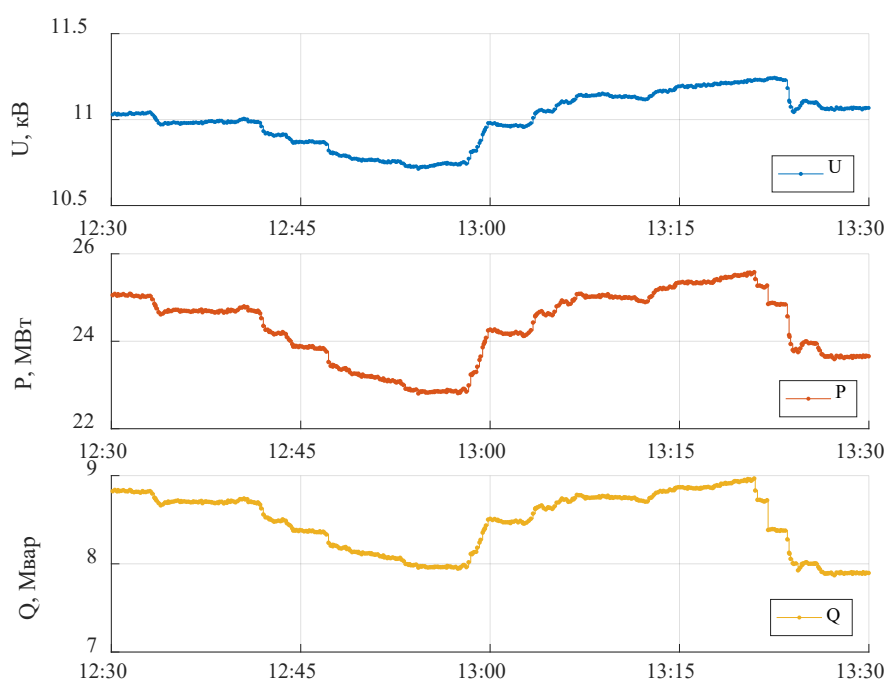


Рисунок 1.2 – $U(t)$, $P(t)$, $Q(t)$ для присоединения

Полезным является построение графиков активной и реактивной мощностей в зависимости от напряжения $P(U)$ и $Q(U)$. На рисунке 1.3 показаны графики $P(U)$ и $Q(U)$ для одного из присоединений 10 кВ.

Поскольку при настройках данных ТИ из ОИК шаг времени задается равным нулю, то значения U и P , U и Q должны поступать в одно и то же время. Как видно из рисунка 1.3 для одного и того же времени значения данных ТИ различаются и, кроме того, графики имеют резкие отклонения (неравномерны). Следовательно, необходимо привести ТИ у которых разные метки времени к единой оси по времени.

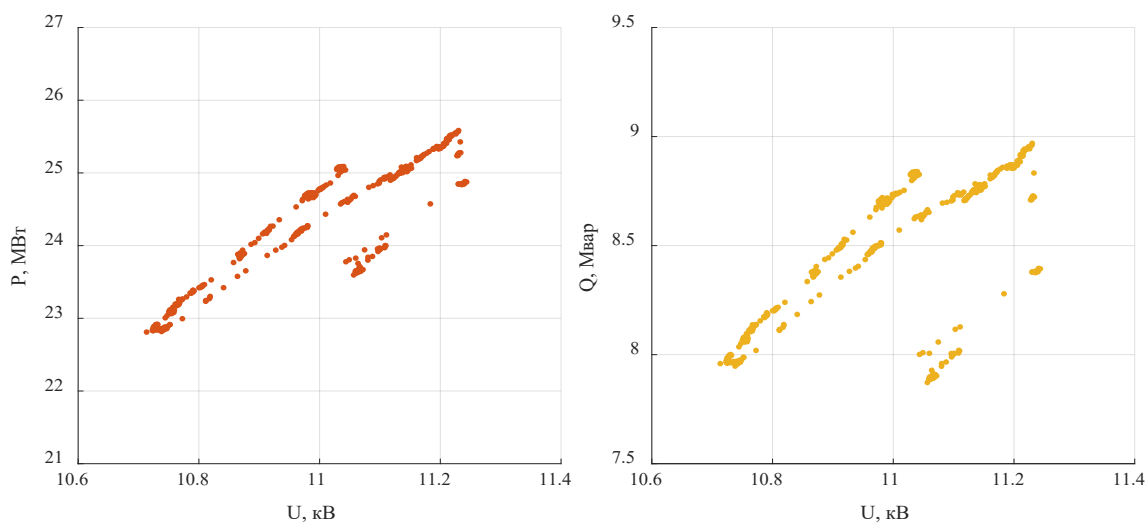


Рисунок 1.3 – Зависимости активной и реактивной мощностей нагрузки от напряжения

Самым простым и распространенным способом приведения к единой оси по времени является сохранение последнего поступившего значения величины параметра для требуемого времени. Сам способ приведения ТИ к единой оси по времени к общей оси времени представляет собой последовательность следующих операций: за общую ось времени берется ось с метками времени одного из параметра, у всех других ТИ для этих моментов времени параметр задается равными предшествующему значению. На рисунке 1.4 показан результат применения данного способа приведения к единой оси по времени. Метки времени активной мощности P взяты в качестве основной оси времени. Для всех значений времени соответствующий параметр напряжения U принимался равным последнему известному значению.

Ось времени может формироваться и по другим принципам, например, равномерным с минимальным интервалом времени ТИ или же равномерным с максимальным интервалом времени ТИ. Как показали практические расчеты, способ, по которому сформирована общая ось времени, практически не влияет на результат определения СХН. Главным является необходимость приведения к единой оси по времени.

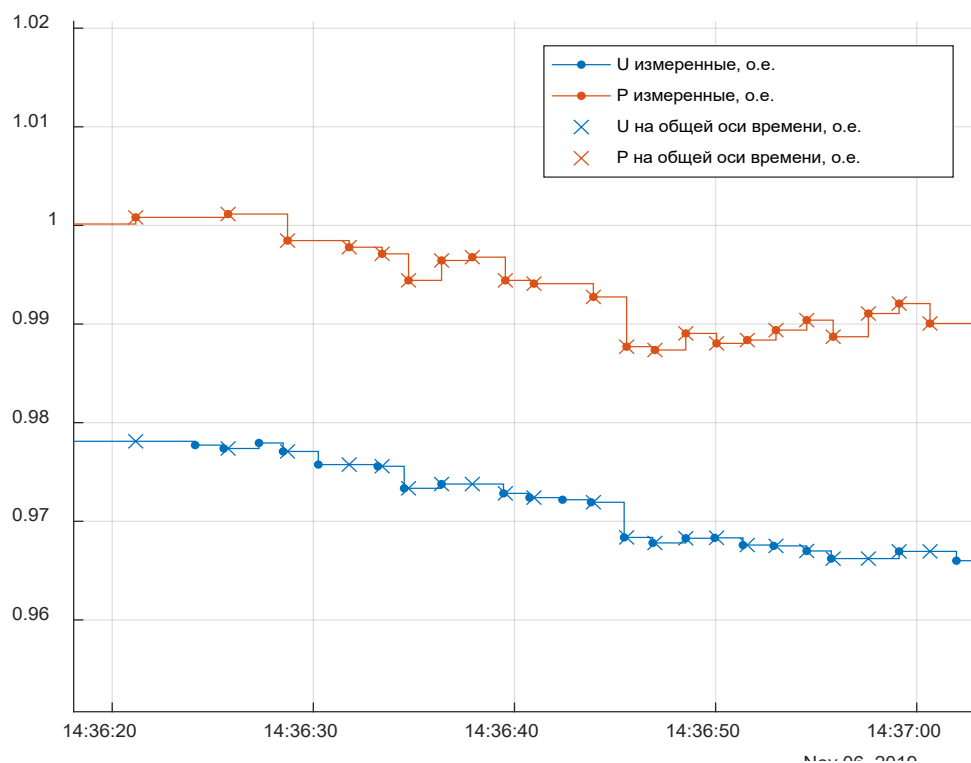


Рисунок 1.4 – Пример работы методики приведения к общей оси времени

Среди штатных средств ОИК имеется процедура приведения ТИ к единой оси времени. При этом интервал времени регистрации не равен нулю, а за единую ось времени берется ось с равномерным заранее заданным шагом. При расчете СХН использование штатной процедуры приведения ТИ к единой оси времени не целесообразно ввиду множества негативных факторов. Главными из которых являются большая потеря данных при прореживании, в случае превышения заранее заданного шага шагу дискретизации по времени, а при задании шага меньше шага дискретизации по времени возникают слишком много повторяющихся значений параметра и невозможно оценить качество ТИ вследствие потери информации о фактическом интервале дискретизации ТИ по времени.

Предпочтительным представляется именно пользовательский вариант: сначала задать нулевой шаг дискретизации по времени выгрузки с ОИК, затем провести анализ качества ТИ и проанализировать графики параметров ТИ, все дальнейшие операции по обработке данных, дорасчету параметров, определению СХН необходимо проводить только после приведения ТИ к единой

оси времени.

При анализе графиков изменения параметров ТИ во времени необходимо определиться с характерными определенному режиму нагрузки временными интервалами [6,7].

На Рисунок 1.5 приведены графики напряжения, активной и реактивной мощности одного из исследуемых присоединений. Отбираются те участки графиков, на которых изменения мощностей происходят синхронно с изменениями напряжения.

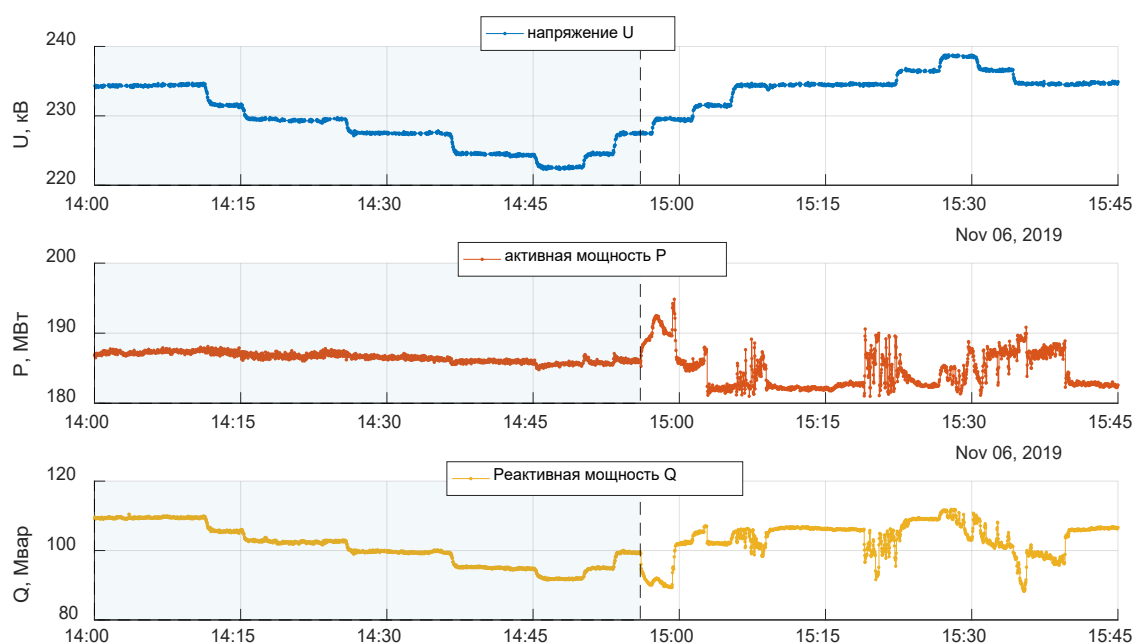


Рисунок 1.5 – Разделение данных по времени

Например, из рисунка 1.10 видно, что мощности $P(t)$ и $Q(t)$ в 14:55 происходит резкое изменение мощности нагрузки, не связанное с изменением напряжения. Кроме того, после 14:55 также наблюдаются резкие скачки мощностей, явно не связанных с напряжением. Исходя из графика рисунок 1.5 при определении СХН следует взять данные ТИ на интервале времени 14:00 – 14:55, все остальные данные ввиду наличия сильного разброса к расчету не принимать. Корректировка производится в таблице Single (таблица 1.5) путем изменения значения t_{lim} для исследуемого присоединения. Для эффективного определения СХН возможен вариант корректировки значения t_{lim} для несколько

временных интервалах таблицы Single путем добавки несколько строк в требуемом присоединении.

Наличие различных систем регулирования реактивной мощности (компенсации реактивной мощности), особенно автоматически управляемых БСК, СТАТКОМов и т.д. СХН для различных уровней напряжения может очень сильно изменяться. Устройства компенсации реактивной мощности в определенных диапазонах напряжения способны поддерживать на одном уровне значение коэффициента мощности, и это притом, что такие устройства поддерживают требуемый уровень напряжения при его отклонении в определенных пределах. Еще одним примером сильного влияния на СХН является использования дросселей намагничивания при управлении тока в электролизерных установках. Несмотря на то, что при использовании дросселей в определенном диапазоне ток постоянен, и потребляемая установкой активная мощность не изменяется при отклонении напряжения, как только ток отклоняется за диапазон, регулирующий эффект нагрузки начинает проявляться. Подобный эффект может наблюдаться и при наличии устройств АРПН трансформаторов. Для определения СХН по данным с ТИ в случаях наличия автоматических устройств компенсации реактивной мощности и АРПН надо выделить временные участки на графиках $P(U)$ или $Q(U)$ из которых видно, что на этих участках однозначно наблюдается изменение мощности при изменении напряжения. На рисунке 1.6 показано как можно выделить такие участки.

Как видно на рисунке 1.6, наблюдается разные зависимости активной мощности от напряжения при напряжениях до 230 кВ и при напряжениях свыше 230 кВ. Это явление объясняется действием автоматических регуляторов для напряжений свыше 230 кВ, а после снижения напряжения регулировочный диапазон исчерпан, и начинает сильно проявляться РЭН по напряжению. Для таких случаев всю операции определения СХН по данным ТИ необходимо производить отдельно для диапазонов напряжений до 230 кВ и выше 230 кВ.

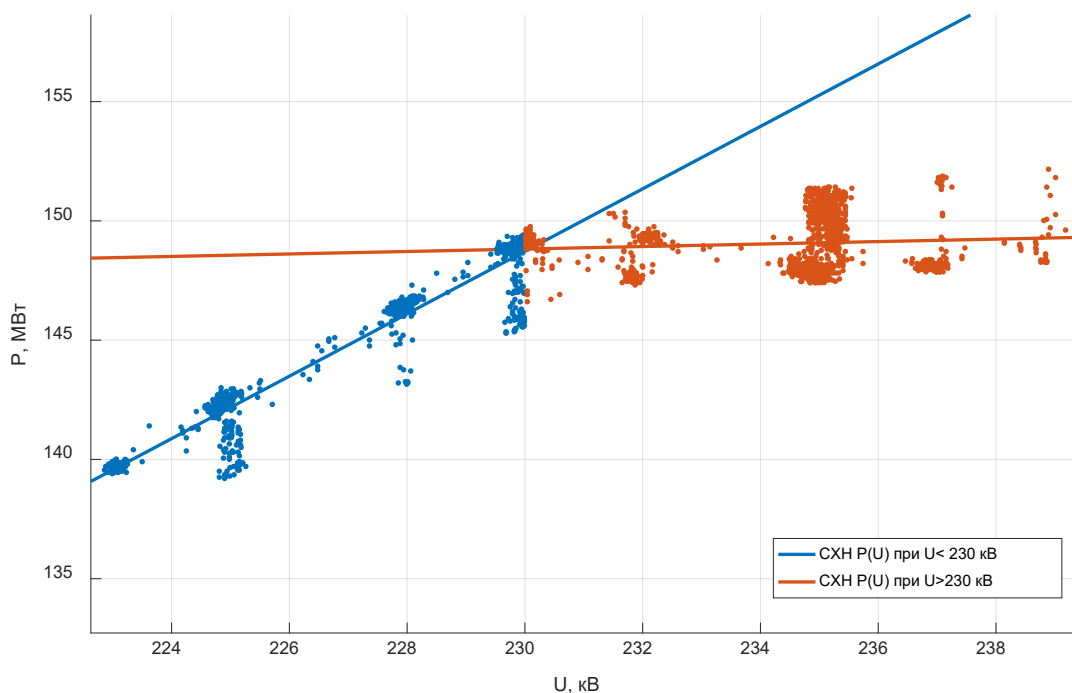


Рисунок 1.6 – Разделение данных по уровню напряжения

1.2 Устройство определения статической характеристики нагрузки по напряжению и его экспериментальная апробация

Устройство для мониторинга СХН по напряжению может быть реализовано на микроконтроллерах серии 51 производителя atmel AT89S53 по блочной схеме, представленной на рисунке 1.7.

Предварительно обработанные данные измерений напряжения и мощности поступают в блок фильтрации пар измерений, в котором для дальнейшего расчета формируются пары с разницей по напряжению больше ΔU_{\min} , причем измеренные действующие значения трехфазной активной мощности обозначаются $P_{1(i)}$ и $P_{2(i)}$, а действующие среднефазные значения напряжения обозначаются $U_{1(i)}$ и $U_{2(i)}$, где i – порядковый номер пары измерений, индекс 1 означает, что измерение произведено до изменения напряжения, а индекс 2 означает, что измерение произведено после изменения напряжения. Затем в блоке задания базисных U, P формируется выборка из 12 пар, и отобранные пары переводятся в базисные единицы измерений.

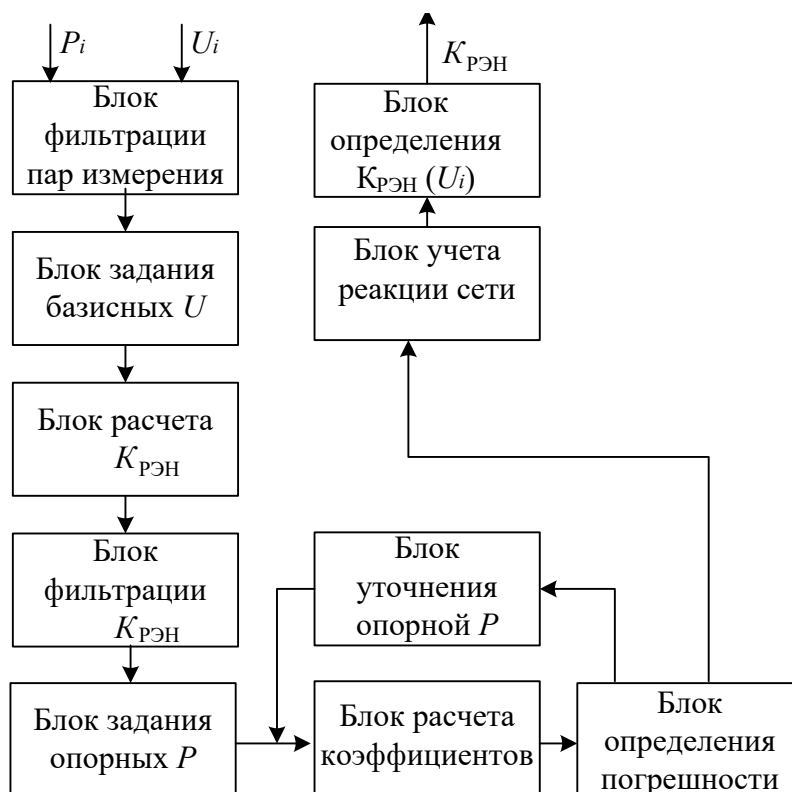


Рисунок 1.7 – Блок схема устройства мониторинга СХН

После чего данные выборки из 12 пар поступают в блок расчета $K_{РЭН}$ коэффициента регулирующего эффекта нагрузки для каждой пары, затем в блоке фильтрации $K_{РЭН}$ производится процедура исключения пар измерений, $K_{РЭН}$ которых не попадают в доверительный интервал. С выхода блока фильтрации $K_{РЭН}$ оставшиеся пары поступают на вход блока заданий опорной P мощности, где определяют первое приближение значения опорной мощности. Далее полученные значения опорной мощности $P_{O(i)}$ вместе со значениями $U_{1(i)}$ и $U_{2(i)}$, $P_{1(i)}$ и $P_{2(i)}$ поступают в блок расчета коэффициентов полиномиальной функции СХН, затем в блоке определения погрешности определяется значение среднеквадратического отклонения мощности и если оно уменьшается до установленной величины, то коэффициенты считаются, если среднеквадратичное отклонение велико, то блок уточнения опорной мощности перерасчитывает ее значения. Полученные значения опорной мощности $P_{O(i)}$ поступают с выхода блока уточнения значений опорной P на

вход блок расчета коэффициентов. Расчет коэффициентов a_0 , a_1 , a_2 , определение среднеквадратичного отклонения σ и определение следующего приближения значений опорной мощности $P_{O(i)}$ повторяют до тех пор, пока с каждым последующим повторением среднеквадратичное отклонение σ уменьшается. В блоке учет реакции сети вводится поправочный коэффициент реакции сети. Выходными значениями устройства являются коэффициенты a_0 , a_1 , a_2 , а конкретное значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки $K_{РЭН}$ для текущего значения напряжения определяется как первая производная полиномиальной функции СХН по формуле $K_{РЭН} = a_1 + 2 a_2 U_i$.

Экспериментальная апробация работы устройства осуществлялась во время проведения натурного эксперимента по определению СХН методом активного эксперимента и методом пассивного мониторинга в течение одних суток, данные приведены в приложении А, на ОРУ 35/6 кВ Томского завода «Сибкабель».

На рисунке 1.8 приведена схема ОРУ данного предприятия, где красным выделено место подключения регистрирующего прибора и устройства мониторинга.

Данные поступали с периодичностью 1 раз в 150 сек. К расчету отфильтровывались значения пар с разницей по напряжению не менее 45 В при $U_{ном} = 6000$ В. Для определения корректности работы методики первоначально проводился активный эксперимент, в котором контролируется принудительно изменялось напряжения с помощью РПН. На рисунке 1.9 и в таблице 1.6 приведены отфильтрованная выборка из 12 пар с рассчитанными коэффициентами регулирующего эффекта нагрузки $K_{РЭН,i}$.

Затем после процедуры фильтрации по значению регулирующего эффекта нагрузки $K_{РЭН,i}$ исключая пары измерений, значения регулирующего эффекта которых не попадают в доверительный интервал (в данном случае $0,75 \div 2$) производился перевод напряжений в о.е. и первая итерация расчета значений СХН.

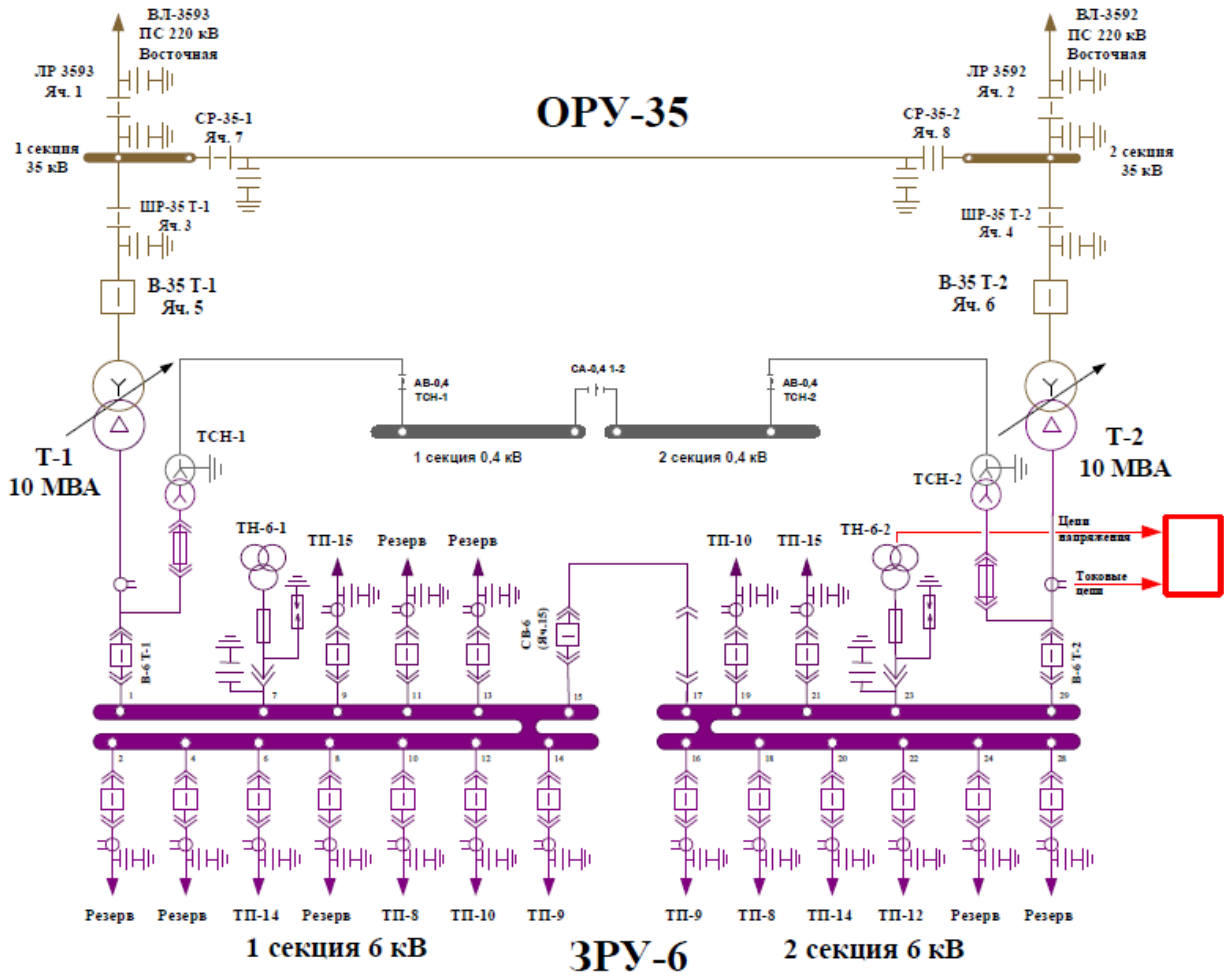


Рисунок 1.8 – Схема ОРУ 35/6 кВ ОАО «Сибкабель»

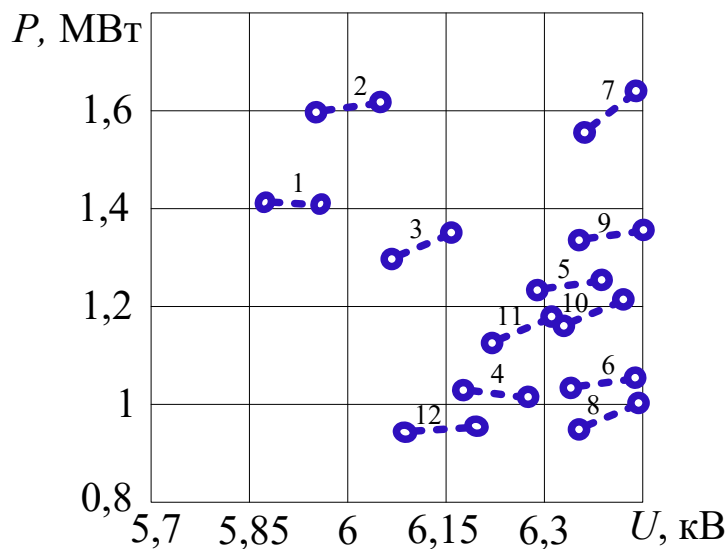


Рисунок 1.9 – Пример отфильтрованных пар

Таблица 1.6 – Отфильтрованная выборка из 12 пар

i	$U_{1,i}$, кВ	$P_{1,i}$, кВт	$U_{2,i}$, кВ	$P_{2,i}$, кВт	$K_{РЭН,i}$
1	6,09	1,41	6,18	1,4	-0,06
2	6,16	1,61	6,27	1,63	0,92
3	6,26	1,28	6,36	1,31	1,46
4	6,38	1,02	6,48	1,01	-0,76
5	6,48	1,22	6,59	1,23	0,51
6	6,58	1,03	6,68	1,05	0,98
7	6,69	1,05	6,8	1,08	1,78
8	6,79	1,06	6,89	1,09	1,55
9	6,89	1,59	6,79	1,51	3,05
10	6,79	1,01	6,69	0,98	1,85
11	6,70	1,27	6,59	1,24	1,47
12	6,60	1,18	6,49	1,15	1,51

На рисунке 1.10 приведена иллюстрация полученных значений точек СХН.

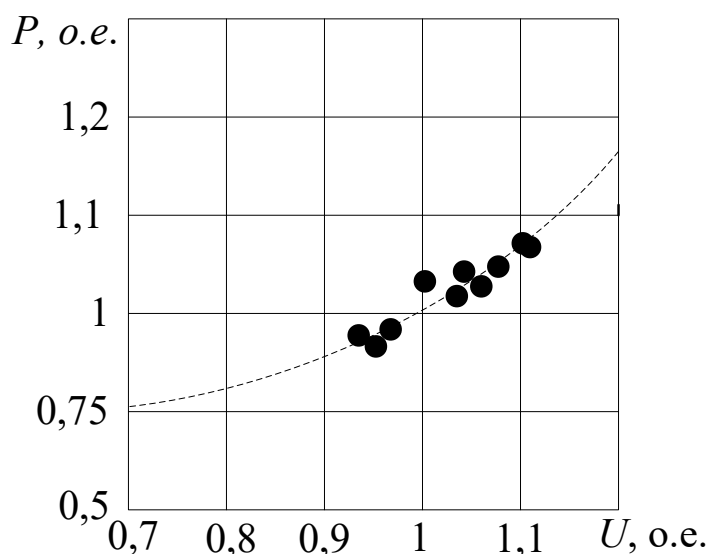


Рисунок 1.10 – Иллюстрация расчета точек СХН после первой итерации

На рисунок 1.11. окончательный приведен результат расчета точек СХН

В процессе расчета первое значение опорной мощности рассчитывалось

как $P_{O,i} = \frac{P_{1,i} + P_{2,i}}{2}$ – для первой пары измерений, $P_{O,i} = \frac{P_{1,i} + P_{2,i}}{2}$ – для

последующих пар измерений таблица 1.7.

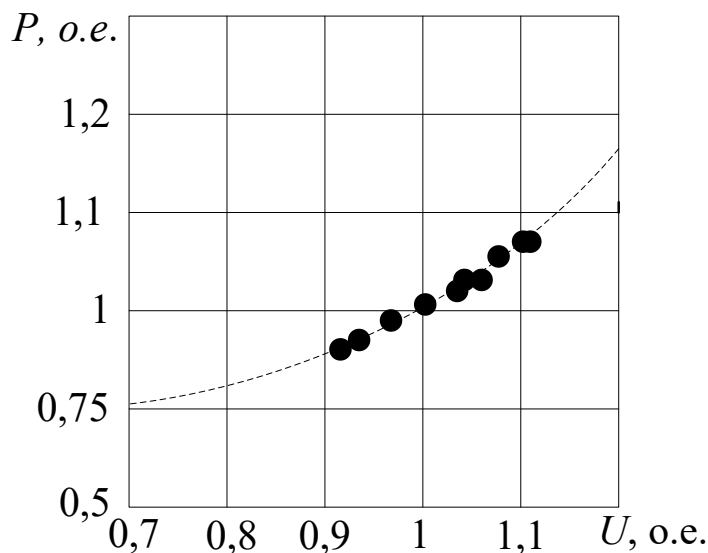


Рисунок 1.11 – Результаты расчета точек СХН последней итерации

Таблица 1.7 – Значение опорной мощности

<i>i</i>	$P_{BAS,i}$, Вт
1	1606,12
2	1260,82
3	989,72
4	993,81
5	975,53
6	906,25
7	1172,44
8	1115,20
9	1139,08

Базисное напряжение является величиной постоянной, в данном эксперименте $U_{BAS}=6200$ В.

Напряжения и мощности переводились в относительные единицы по формулам:

$$P_{*1,i} = \frac{P_{1,i}}{P_{O,i}}; P_{*2,i} = \frac{P_{2,i}}{P_{O,i}}; U_{*1,i} = \frac{U_{1,i}}{U_{BAS}}; U_{*2,i} = \frac{U_{2,i}}{U_{BAS}}$$

Коэффициенты a_0, a_1, a_2 полинома $P_*(U_*) = a_0 + a_1U_* + a_2U_*^2$ определялись методом наименьших квадратов.

В первом приближении получены коэффициенты $a_0=1,387, a_1=-1,794,$

$a_2=1,392$. Среднеквадратическое отклонение значений напряжения и мощности в относительных единицах от полученного полинома рассчитывалось по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N \left([P_{*1,i} - (a_0 + a_1 U_{*1,i} + a_2 U_{*1,i}^2)]^2 + [P_{*2,i} - (a_0 + a_1 U_{*2,i} + a_2 U_{*2,i}^2)]^2 \right)}$$

где N – количество пар измерений, оставшихся после фильтрации в блоке фильтрации.

Итерационный процесс определение следующего приближения значений опорной мощности $P_{0,i}$ повторялся до тех пор, пока с каждым последующим повторением среднеквадратическое отклонение σ уменьшается. Рассматриваемый пример показал, что среднеквадратическое отклонение σ продолжало уменьшаться пока не приняло минимальное значения $\sigma = 0,003$. Последующий расчет дал увеличение значения σ . Поэтому в качестве искомой СХН по напряжению был принят полином с коэффициентами $a_0=1,481$, $a_1=-2,277$, $a_2=1,796$, соответствующий среднеквадратическому отклонению $\sigma = 0,003$. На рисунке 1.12 приведена СХН, построенная по полученным коэффициентам.

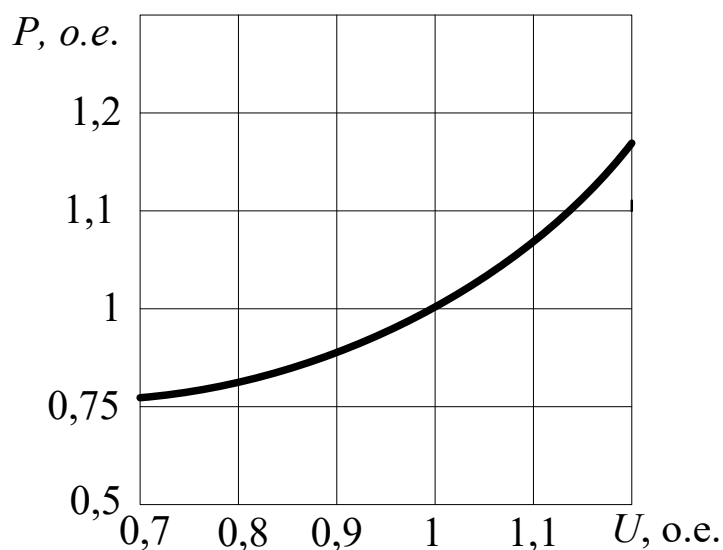


Рисунок 1.12 – Результирующая СХН

Результаты определения СХН методом мониторинга сопоставлялись с наиболее точным методом определения СХН – методом активного эксперимента и их различие составило порядка 0,8%. Таким образом, на примере определения статической характеристики активной мощности нагрузки по напряжению ОАО «Сибкабель» показана работоспособность и корректная работа предложенной методики мониторинга СХН даже при наличии нерегулярных колебаний нагрузки и дрейфа мощности.

Выводы к главе 1

1. Практическое использование идеи разгрузки элементов электрической сети на основе регулирующего эффекта нагрузки возможно только при своевременном получении данных о значении коэффициента регулирующего эффекта нагрузки, а для этого необходима система постоянной или периодической актуализации СХН.

2. Разработанные критерии и положения позволяют разработать методику и устройство мониторинга СХН даже при наличии нерегулярных колебаний нагрузки и дрейфа мощности.

3. Анализ использования измеряемых техническими средствами телеизмерения, оперативно измерительного комплекса и технических средств АСУ ТП показал, что для актуализации СХН пригодны только данные с определенной меткой качества и прошедшие предварительную подготовку по методике приведения к единой временной оси.

ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

2.1 Постановка задачи

Основная идея, лежащая в основе построения автоматизированной системы управления перетоками мощности по элементам энергосистемы в вынужденном режиме (АСУВР), заключается в использовании регулирующего эффекта нагрузки при выработке управляющего воздействия на изменения уровня напряжения приводящая к снижению перетока активной мощности только во время возникновения перегрузки.

При этом система не просто должна получать достоверные данные о параметрах сети и коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки, но и отличать вынужденный режим от нормального и аварийного режима и вырабатывать управляющее воздействие, направленное на снижение активной мощности только в вынужденном режиме. Система не должна реагировать на случайные выбросы параметров (т.е. быть робастной) и в тоже время обладать быстроедействием.

Объектами управления выступают элементы энергосистемы воздействие, на которых приведет к необходимому изменению напряжения. Изменять напряжение возможно воздействием на: АРВ генераторов, АРПН трансформаторов, СТАТКОМы, БСК, УШР. Из всех элементов наименее пригодны для реализации предлагаемой идеи АРВ генераторов.

В то же время, существующие микропроцессорные системы АРПН помимо того, что автоматически поддерживают уровень заданного напряжения, имеют возможность работать по различным установленным алгоритмам, а также у ряда производителей допускается установка пользовательской программы управления.

Если взять за основу АРПН на микропроцессорной базе и расширить его

функциональные возможности в сторону классификации режима, а в вынужденном режиме выработке управляющих воздействий изменяющих уровень напряжения по алгоритму учитывающему регулирующий эффект нагрузки в направлении снижающем переток активной мощности.

Следовательно, основной задачей является разработка и апробация на базе микропроцессорного АРПН универсальных (т.е. работающих во всех эксплуатационных режимах) алгоритмов и программ расширяющих функциональные возможности АРПН.

Основываясь на приведенном в научных источниках анализе свойств различных видов регуляторов, ПИ, ПИД и нечеткого регулятора, применительно к регулированию напряжения в энергосистеме, было принято решение об использовании нечеткого регулятора вследствие следующих преимуществ: Применительно к решению поставленной задачи нечеткий регулятор по сравнению с другими типами регуляторов обладает более высокими показателями робастности (устойчивости регулирования), то есть он не реагирует на резкие колебания и импульсные помехи; Нечеткий регулятор при работе с РПН обладает более высокими показателем быстродействия (9,6 с при ПИД регуляторе и 4,37 с у нечеткого регулятора); Использование нечеткой логики дает возможность просто, с помощью правил, реализовать регулятор с большим количеством входных и выходных сигналов и избежать сложного математического описания процессов регулирования в трех различных режимах работы энергосистемы лежащих в основе выработки управляющего воздействия.

К нечеткому регулятору предъявляются специфические требования, а количество входных и выходных переменных велико (4 входных, один выходной при отсутствии устройств компенсации реактивной мощности и 5 входных, 2 выходных при наличии устройств компенсации реактивной мощности). При синтезе нечеткого регулятора для обеспечения его робастной (устойчивой) работы требуется не только разработка методики настройки нечеткого регулятора, но и максимально унифицировать количество терм и минимизировать количество правил базы знаний.

2.2 Основы математического аппарата нечеткой логики

Основоположником теории нечеткой логики является американский ученый азербайджанского происхождения Лотфи А. Заде (Lotfi Zadeh), который впервые в 1965г опубликовал статью «Fuzzy Sets» в журнале Information and Control [8]. Теория нечеткой логики является одной из основных в методах искусственного интеллекта, поскольку базируется на моделировании интеллектуальной деятельности человека и в свое время явилась первоначальным толчком к развитию математического аппарата искусственного интеллекта. Характерным отличием вновь возникшей теории стало наличие нечетких и приближенных определений при описании процессов, систем и объектов.

Математическая теория нечеткой логики [9–16] являются обобщением классической теории множеств и классической формальной логики. При математическом моделировании слишком сложных или плохо определенных процессов точный математический анализ практически малоприменим, но математический аппарат нечеткой логики вследствие наличия нечеткости и неопределенности определений, описывающих процесс, несомненно, более подходит [10,17,18]. Л. Заде значительно расширил классическое понятие множества, допустив, что функция принадлежности элемента множеству может принимать любые значения в интервале от 0 до 1, а не только 0 или 1.

Преимущества систем, базирующихся на математическом аппарате нечеткой логики:

- 1) возможность оперировать непрерывно изменяющимися во времени данными, которые невозможно однозначно задать;
- 2) возможность нечеткой формализации критериев оценки и сравнения;
- 3) возможность, оперируя степенью достоверности, проведения качественных оценок, как входных данных, так и выходных результатов;
- 4) возможность, оперируя принципами поведения системы, описанными математическим аппаратом нечеткой логики проведения быстрого

моделирования сложных динамических систем.

Одним из главных базовых понятий математического аппарата нечеткой логики выступает «лингвистическая переменная». Лингвистическая переменная (англ. – *linguistic variable*) принимает значения в виде слов и словосочетаний естественного человеческого языка, фактически она назначается так же, как и число для алгебраической переменной. Значения, принимаемые лингвистической переменной, называются «лингвистическим термом». Терм — это функция принадлежности некоторого множества, определённого на указанном промежутке [19].

В данной работе с целью максимальной унификации были определены лингвистические переменные и принимаемые ими значения таблица 2.1:

Таблица 2.1 – Лингвистические переменные

Символическое обозначение	Англоязычная нотация	Русскоязычная нотация
S	Small	Малое. Значение параметра ниже номинального либо нормативного значения
N	Normally	Нормальное или номинальное значение параметра
B	Big	Большое. Значение параметра выше номинального либо нормативного значения

Работу интеллектуальной автоматизированной системы управления на основе нечеткой логики можно условно разбить на три этапа Рисунок 2.1 [20]:

- 1) Фаззификация – преобразование входных численных значений в лингвистические;
- 2) Логическое заключение с использованием предварительно составленной базы знаний;
- 3) Дефаззификация – преобразование выходных лингвистических значений в абсолютные.

Для корректного проведения расчетов на основе нечеткой логики все

входные термы необходимо представлять в нормализованном виде.

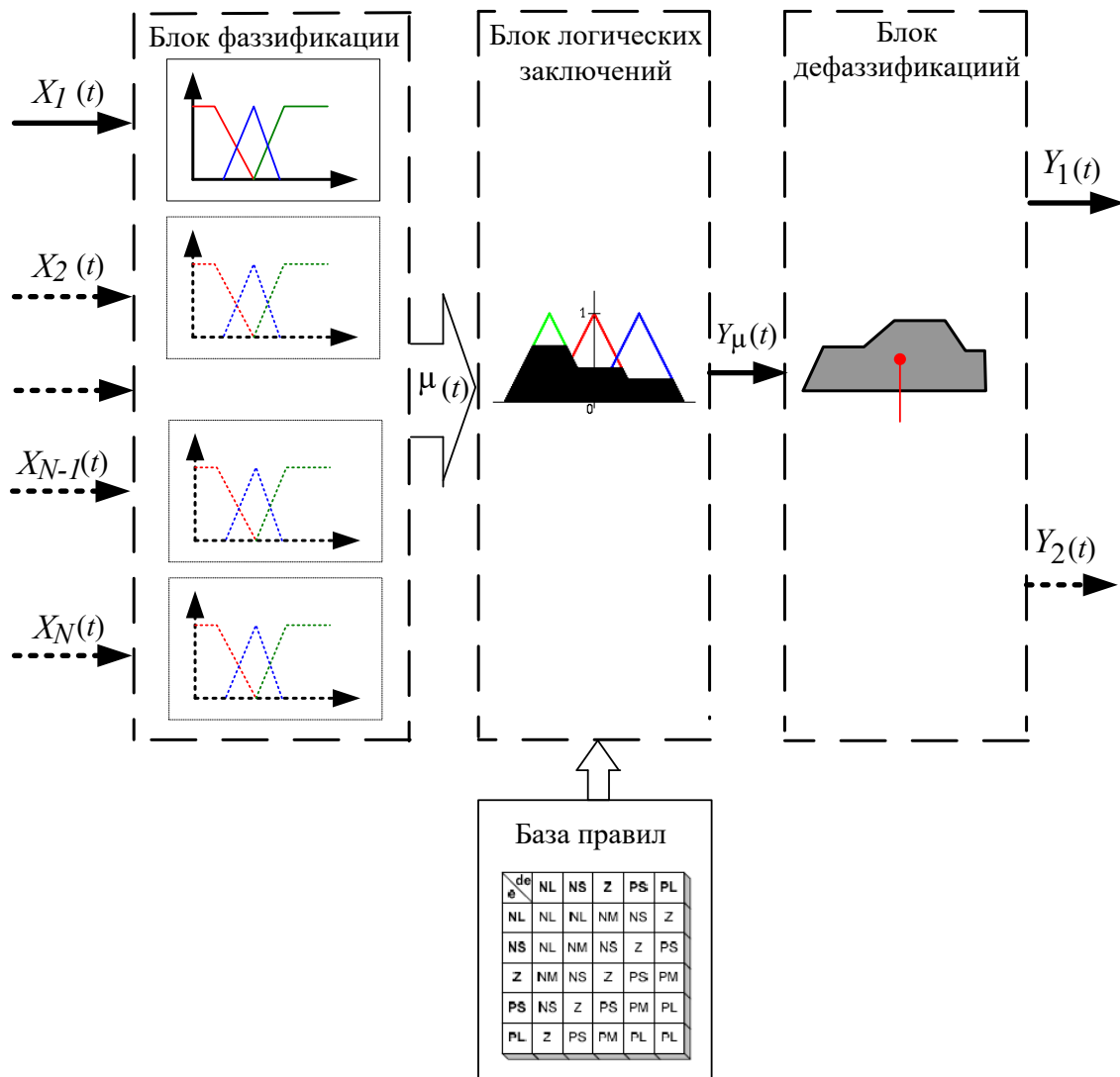


Рисунок 2.1 – Структура интеллектуальной автоматизированной системы управления на основе нечеткой логики

2.3 Синтез нечеткой автоматизированной системы управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденном режиме работы, для линии без реактивных компенсирующих устройств

На начальном этапе необходимо эксперту на основе имеющихся у него знаний сформировать входные и выходные параметры в виде терм. В разрабатываемой системе будет использовано четыре вида терм Рисунок 2.2:

1) z-подобная функция принадлежности (zmf) рисунок 2.2, а.

$$\mu(x) = \begin{cases} 1, x \leq a \\ \text{нелинейн. аппроксимация}, a < x < b \\ 0, x \geq b \end{cases} \quad (2.1)$$

2) s-подобная функция принадлежности (smf) Рисунок 2.2, б.

$$\mu(x) = \begin{cases} 0, x \leq a \\ \text{нелинейн. аппроксимация}, a < x < b \\ 1, x \geq b \end{cases} \quad (2.2)$$

3) треугольная функция принадлежности (trimf) Рисунок 2.2, в.

$$\mu(x) = \begin{cases} 0, x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, a \leq x \leq b \\ \frac{d-x}{d-c}, b \leq x \leq c \\ 0, c \leq x \end{cases} \quad (2.3)$$

4) трапециевидная функция принадлежности (trapmf) Рисунок 2.2, г.

$$\mu(x) = \begin{cases} 0, x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, a \leq x \leq b \\ 1, b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c}, c \leq x \leq d \\ 0, d \leq x \end{cases} \quad (2.4)$$

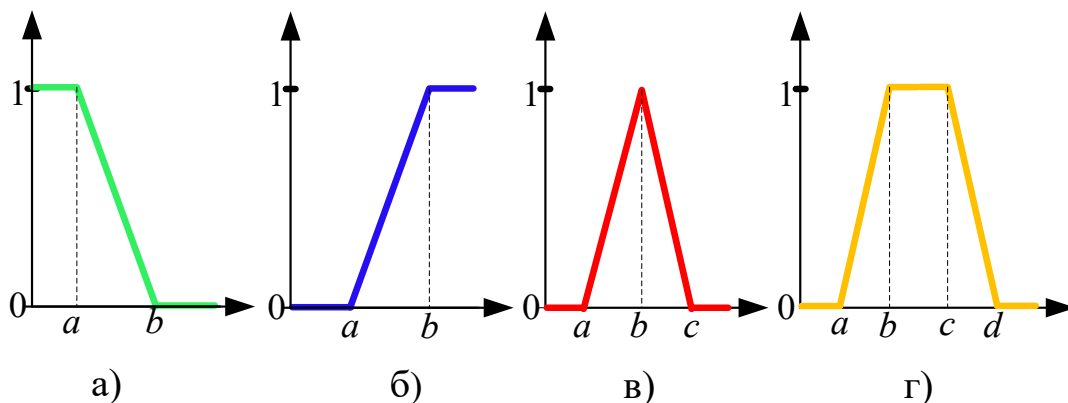


Рисунок 2.2 – Виды термов, используемых при синтезе нечеткого регулятора

Входной параметр «Напряжение» (X_U) фаззифицируется тремя термами:

1. «Низкое» S – напряжение ниже $U_{\text{ср}}$, формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) Рисунок 2.2, а (2.1), при этом $a = U_{\text{ср}} - \Delta U_{\text{РПН}}$, $b = U_{\text{ср}}$, где $U_{\text{ср}}$ – уставка среднего напряжения; $\Delta U_{\text{РПН}}$ – величина изменения напряжения при переключении РПН на одну ступень с учетом погрешности.

2. «Нормальное» N – напряжение равно $U_{\text{ср}}$, формируется треугольной функцией принадлежности (trimf) Рисунок 2.2, в. (2.3), при этом $a = U_{\text{ср}} - \Delta U_{\text{РПН}}$, $b = U_{\text{ср}}$, $c = U_{\text{ср}} + \Delta U_{\text{РПН}}$.

3. «Большое» B – напряжение выше $U_{\text{ср}}$, формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a = U_{\text{ср}}$, $b = U_{\text{ср}} + \Delta U_{\text{РПН}}$.

Термы для входного параметра «Напряжение» приведены на рисунке 2.3.

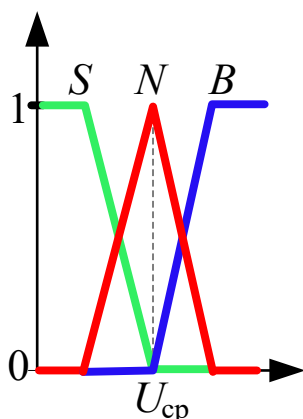


Рисунок 2.3 – Термы для входного параметра «Напряжение»

Входной параметр «Мощность» (X_P) фаззифицируется тремя термами:

1. «Низкое» S – активная мощность ниже $P_{\text{ном}}$, формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) рисунке 2.2, а (2.1), при этом $a = P_{\text{ном}} - \Delta P$, $b = P_{\text{ном}}$, где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность ЛЭП; ΔP – величина отклонения на которое должна реагировать система управления (определяется экспертно).

2. «Нормальное» N – активная мощность равна $P_{\text{ном}}$, формируется

треугольной функцией принадлежности (trimf) рисунок 2.2, в (2.3), при этом $a = P_{\text{ном}} - \Delta P$, $b = P_{\text{ном}}$, $c = P_{\text{ном}} + \Delta P$.

3. «Большое» B – активная мощность выше $P_{\text{ном}}$, формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a = P_{\text{ном}}$, $b = P_{\text{ном}} + \Delta P$.

Термы для входного параметра «Мощность» приведены на рисунке 2.4.

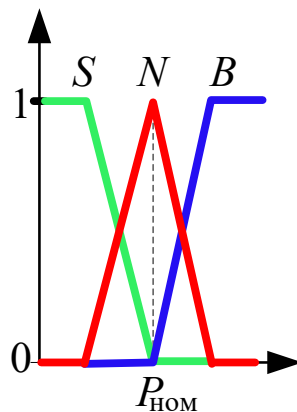


Рисунок 2.4 – Термы для входного параметра «Мощность»

Входной параметр «Номер ступени РПН» ($X_{\text{РПН}}$) фаззифицируется тремя термами:

1. «Низкое» S – первая ступень, формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) рисунок 2.2, а (2.1), при этом $a = 1$, $b = 2$.

2. «Нормальное» N – номера ступеней РПН от 2 до $n-1$, формируется трапецевидная функция принадлежности (trapmf) рисунок 2.2, г (2.4), при этом $a = 1$, $b = 2$, $c = n-1$, $d = n$.

3. «Большое» B – последний номера ступеней РПН равный n , формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a = n-1$, $b = n$. Термы для входного параметра «Номер ступени РПН» приведены на рисунок 2.5.

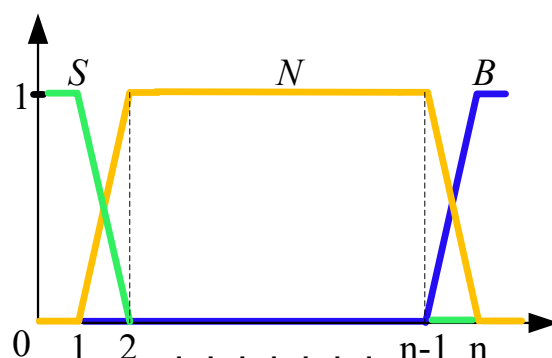


Рисунок 2.5 – Термы для входного параметра «Номер ступени РПН»

Входной параметр «Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки» ($X_{РЭН}$) фаззифицируется тремя термами:

1. «Отрицательная» S – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки имеет отрицательное значение, формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) рисунок 2.2, а (2.1), при этом $a = -\Delta K_{РЭН}$, $b = 0$, где $\Delta K_{РЭН}$ – критерий минимальной эффективности регулирующего эффекта нагрузки (обосновывается экспертом).

2. «Нулевое» N – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки близок к нулю, формируется треугольной функцией принадлежности ($trimf$) рисунок 2.2, в. (2.3), при этом $a = -\Delta K_{РЭН}$, $b = 0$, $c = \Delta K_{РЭН}$.

3. «Большое» B – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки имеет положительное значение, формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a = 0$, $b = \Delta K_{РЭН}$.

Термы для входного параметра «Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки» приведены на рисунке 2.6.

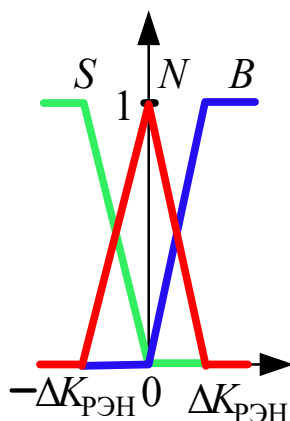


Рисунок 2.6 – Термы для входного параметра «Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки»

Выходная переменная «Управление РПН» ($Y_{РПН}$) фаззифицируется тремя термами:

1. «Переключение вниз» S – переключение РПН на одну ступень меньше (переключение вниз), формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) рисунок 2.2, а (2.1), при этом $a = -1$, $b = 0$.

2. «Нулевое» N – переключение РПН нет (стоим), формируется треугольной функцией принадлежности ($trimf$) рисунок 2.2, в. (2.3), при этом $a = -1$, $b = 0$, $c = 1$.

3. «Большое» B – переключение РПН на одну ступень больше (переключение вверх), формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) Рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a = 0$, $b = 1$. Термы для выходного параметра «Управление РПН» приведены на рисунок 2.7.

Главным элементом при синтезе нечеткого регулятора является разработка базы знаний. Структурировано базу знаний на основе алгоритма Мамдани можно представить в форме текста правил, например,

№1: ЕСЛИ "Напряжение = N " И "Мощность = N " И "Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки = B " ТО "Управление РПН = N (0 стоим)"

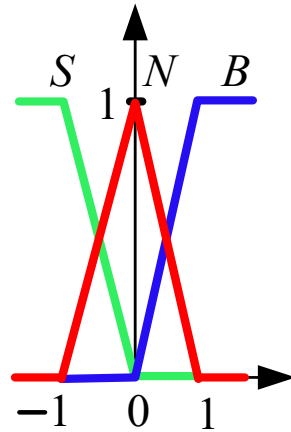


Рисунок 2.7 – Термы для выходного параметра «Управление РПН»

Разработанную нечеткую базу знаний на основе известных соотношений в общем виде записывается как [21]:

$$\bigcup_{p=1}^{k_j} [\bigcap_{i=1}^n (X_i = a_i^{jp})] \rightarrow Y = d_j, \quad j = \overline{1, m}, \quad (2.5)$$

где a_i^{jp} – нечеткий терм, которым оценивается переменная X_i в строчке с номером jp ($p = \overline{1, k_j}$); \bigcap – логическая операция «И»; k_j – количество строчек-конъюнкций, в которых выход Y оценивается нечетким термом d_j (в разработанной системе нечеткой логики количество строчек-конъюнкций $k_j = 27$), $j = \overline{1, m}$; m – количество термов, используемых для лингвистической оценки выходного параметра Y (в разработанной системе нечеткой логики количество термов, используемых для лингвистической оценки выходного параметра, $m = 3$); $i = \overline{1, n}$, $n=3$ – число влияющих факторов.

Уравнению (2.5) соответствуют нечеткие логические выражения, связывающие функции принадлежности нечетких термов входных и выходных переменных. То есть степень принадлежности $\mu^{dj}(X^*)$ конкретного входного вектора $X^* = [X_1^*, \dots, X_n^*]$ нечетким термам d_j из базы знаний (2.5) на основе известных соотношений можно записать в виде

$$\mu^{dj}(X^*) = \max_{p=1, k_j} \min_{i=1, n} [\mu^{jp}(X_i^*)], \quad j = \overline{1, m},$$

При работе системы нечеткое множество \tilde{q} , соответствующее входному вектору X^* , определяется на основе соотношения

$$\tilde{q} = \frac{\bigcup_{j=1, \overline{m}} \int_{\tilde{q}} \min(\mu^{d_j}(X^*), \mu^{d_j}(q))}{q},$$

где \bigcup – операция объединения нечетких множеств; $\mu^{d_j}(q)$ – функция принадлежности выхода q нечеткому терму d_j , $j = \overline{1, m}$.

Четкое значение выхода q , соответствующее входному вектору X^* , определяется в результате дефаззификации нечеткого множества \tilde{q} . В случае дискретного универсального множества дефаззификация нечеткого множества осуществляется по методу центра тяжести по формуле

$$q = \frac{\sum_{\tilde{q}} q \mu_{\tilde{q}}(q)}{\sum_{\tilde{q}} \mu_{\tilde{q}}(q)},$$

где $\mu_{\tilde{q}}(q)$ – степень принадлежности выходного вектора \tilde{q} его нечетким термам, q – сигнал для управления РПН.

Нечеткий логический вывод (fuzzy logic inference) аппроксимируется на основе зависимости выходной лингвистической переменной от входных лингвистических переменных [21]. Определяется заключение в виде нечеткого множества с использованием нечеткой базы знаний и нечетких математических операций.

Сформированная база знаний для линии без управляемых устройств компенсации реактивной мощности представлена в таблице 2.2, лингвистические переменные обозначаются согласно таблице 2.1.

Таблица 2.2 – База знаний

№	U	P	Крэн	Номер ступени РПН	Управление		№	U	P	Крэн	Номер ступени РПН	Управление	
						РПН							РПН
1	N	N	-	S	0 (стоим)		15	S	N	-	B	U↑ (вниз)	
2	B	N	-	S	U↓(вверх)		16	N	S	-	B	0 (стоим)	
3	S	N	-	S	0 (стоим)		17	B	S	-	B	0 (стоим)	
4	N	S	-	S	0 (стоим)		18	S	S	-	B	U↑ (вниз)	
5	B	S	-	S	0 (стоим)		19	-	B	S	S	0 (стоим)	
6	S	S	-	S	0 (стоим)		20	-	B	S	N	U↑ (вниз)	
7	N	N	-	N	0 (стоим)		21	-	B	S	B	U↑ (вниз)	
8	B	N	-	N	U↓(вверх)		22	-	B	N	S	0 (стоим)	
9	S	N	-	N	U↑ (вниз)		23	-	B	N	N	0 (стоим)	
10	N	S	-	N	0 (стоим)		24	-	B	N	B	0 (стоим)	
11	B	S	-	N	U↓(вверх)		25	-	B	B	S	U↓(вверх)	
12	S	S	-	N	U↑ (вниз)		26	-	B	B	N	U↓(вверх)	
13	N	N	-	B	0 (стоим)		27	-	B	B	B	0 (стоим)	
14	B	N	-	B	0 (стоим)								

Корректность работы нечеткого регулятора первоначально проверялась путем задания характерных режимов, например, на рисунке 2.8 режим работы при котором напряжение «Низкое» ниже уставки (112 кВ), переток активной мощности «Недогруз» ниже номинала (30 МВт), положение РПН «Рабочее» (12 из 23) поэтому регулирующий коэффициент нагрузки не учитывается и управляющий сигнал «Вниз» (-0,669), что приведет к переключению на одну ступень РПН ниже (11) и напряжение должно повыситься. То есть процесс регулирования ведется исходя из уставки по напряжению.

Результаты других характерных режимов в виде иллюстрации управляющего сигнала приведены на рисунке 2.9, где при режиме напряжение «Высокое» (121 кВ), положение РПН «Рабочее» (12), коэффициент регулирующего эффекта нагрузки РКН «Отрицательный» (-0,5), мощность «Режим перегрузки» (45 МВт) управляющий сигнал «Вниз» (-0,669) рисунок 2.9,а. При режиме напряжение «Высокое» (121 кВ), положение РПН «Рабочее» (12), коэффициент регулирующего эффекта нагрузки РКН «Положительный» (0,45), мощность «Режим перегрузки» (45 МВт) управляющий сигнал «Вверх» (0,669) Рисунок 2.9,б. при режиме напряжение «Высокое» (121 кВ), положение РПН «Рабочее» (12), коэффициент регулирующего эффекта нагрузки РКН

«Положительный» (0,45), мощность «Нормальный» (35 МВт) управляющий сигнал «Стоим» (-0,0357) рисунок 2.9,в.

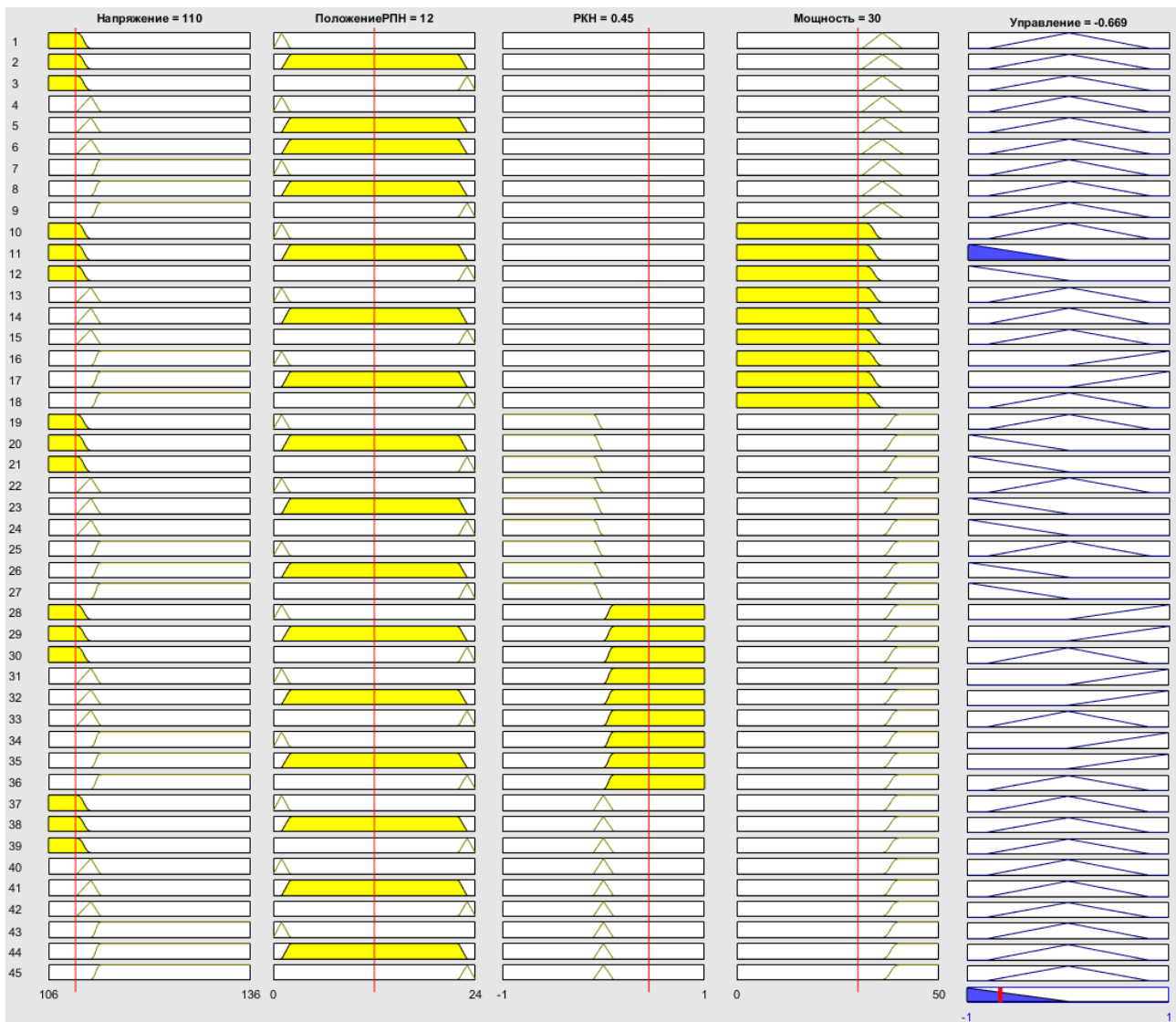


Рисунок 2.8 – Работа нечеткого регулятора

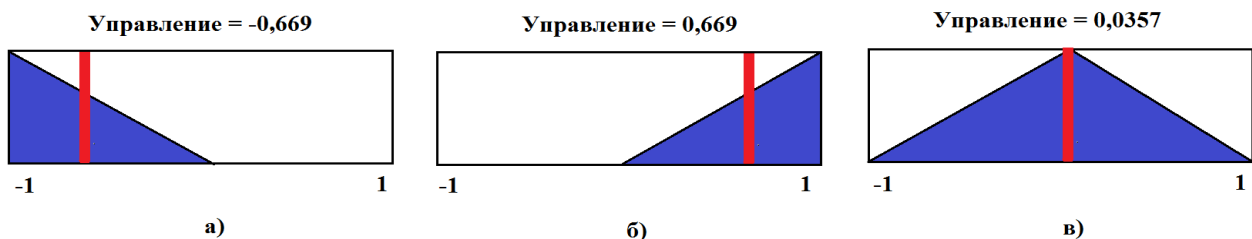


Рисунок 2.9 – Иллюстрация сигнала управления для характерных режимов

Затем система АСУ была апробирована на математической модели части энергосистемы в программном комплексе Matlab с тем же трансформатором

АТДЦТГН-63000/220/110/10. В вынужденном режиме, при мощности 45 МВт, напряжении (109 кВ), отпайка РПН занимает положение 19, а РКН «Положительный» (0,8) был получен сигнал РПН «Вниз» дальнейшее увеличение напряжения. Переток активной мощности снизился на 0,8 МВт. После чего автоматически система АСУ выработала еще 6 переключений с корректировкой коэффициента регулирующего эффекта нагрузки до РПН 12. Напряжение при этом повысилось до 117,6 кВ, переток мощности вошел в значение «Нормальный» (37,1 МВт). Управляющий сигнал не изменял своего значения до тех пор, пока не был снижен переток мощности ниже номинала.

2.4 Синтез нечеткой автоматизированной системы управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденном режиме работы, для линии с реактивными компенсирующими устройствами

Наличие устройств компенсации реактивной мощности (в работе рассмотрено наличие БСК) приводит к увеличению на один количества входных параметров – «Положение БСК» и увеличению на один выходных «Управление БСК». Термы для входного параметра «Номер ступени БСК» аналогичны термам «Номер ступени БСК». Входной параметр «Номер ступени БСК» ($X_{\text{БСК}}$) фаззифицируется тремя термами:

1. «Низкое» S – первая ступень, формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) рисунок 2.2, а (2.1), при этом $a=1, b=2$.

2. «Нормальное» N – номера ступеней БСК от 2 до $n-1$, формируется трапециевидная функция принадлежности ($trapmf$) Рисунок 2.2, г. (2.4), при этом $a=1, b=2, c=n-1, d=n$.

3. «Большое» B – последний номера ступеней БСК равный n , формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a=n-1, b=n$. Термы «Номер ступени БСК» приведены на рисунке 2.10.

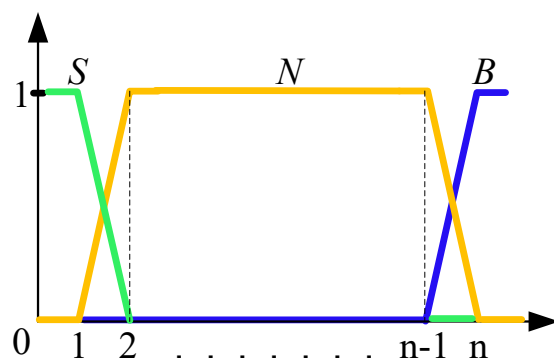


Рисунок 2.10 – Термы для входного параметра «Номер ступени БСК»

Выходная переменная «Управление БСК» ($Y_{\text{БСК}}$) фаззифицируется тремя термами:

1. «Переключение вниз» S – переключение БСК на одну ступень меньше (переключение вниз), формируется z -подобной функцией принадлежности (zmf) рисунок 2.2, а (2.1), при этом $a = -1, b = 0$.

2. «Нулевое» N – переключение БСК нет (стоим), формируется треугольной функцией принадлежности ($trimf$) рисунок 2.2, в. (2.3), при этом $a = -1, b = 0, c = 1$.

3. «Большое» B – переключение БСК на одну ступень больше (переключение вверх), формируется s -подобной функцией принадлежности (smf) рисунок 2.2, б (2.2), при этом $a = 0, b = 1$. Термы для выходного параметра «Управление БСК» приведены на рисунке 2.11.

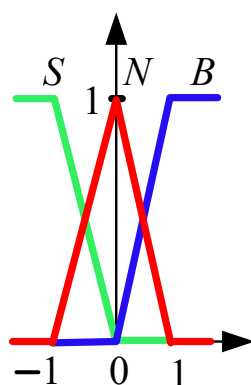


Рисунок 2.11 – Термы для выходного параметра «Управление БСК»

База знаний для регулятора с БСК представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – База знаний

№	U	P	Крэн	Номер ступени РПН	Номер ступени БСК	Управление		№	U	P	Крэн	Номер ступени РПН	Номер ступени БСК	Управление	
						БСК	РПН							БСК	РПН
1	N	S	-	S	S	0 (стоим)	0 (стоим)	42	S	N	-	N	N	0 (стоим)	0 (стоим)
2	B	S	-	S	S	0 (стоим)	U↓(вверх)	43	N	N	-	B	N	0 (стоим)	0 (стоим)
3	S	S	-	S	S	U↑(вверх)	0 (стоим)	44	B	N	-	B	N	0 (стоим)	0 (стоим)
4	N	S	-	N	S	0 (стоим)	0 (стоим)	45	S	N	-	B	N	0 (стоим)	0 (стоим)
5	B	S	-	N	S	0 (стоим)	U↓(вверх)	46	N	N	-	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)
6	S	S	-	N	S	U↑(вверх)	0 (стоим)	47	B	N	-	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)
7	N	S	-	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)	48	S	N	-	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)
8	B	S	-	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)	49	N	N	-	N	B	0 (стоим)	0 (стоим)
9	S	S	-	B	S	U↑(вверх)	0 (стоим)	50	B	N	-	N	B	0 (стоим)	0 (стоим)
10	N	S	-	S	N	0 (стоим)	0 (стоим)	51	S	N	-	N	B	0 (стоим)	0 (стоим)
11	B	S	-	S	N	U↓(вниз)	0 (стоим)	52	N	N	-	B	B	0 (стоим)	0 (стоим)
12	S	S	-	S	N	U↑(вверх)	0 (стоим)	53	B	N	-	B	B	0 (стоим)	0 (стоим)
13	N	S	-	N	N	0 (стоим)	0 (стоим)	54	S	N	-	B	B	0 (стоим)	0 (стоим)
14	B	S	-	N	N	U↓(вниз)	0 (стоим)	55	-	B	S	S	S	U↑(вверх)	0 (стоим)
15	S	S	-	N	N	U↑(вверх)	0 (стоим)	56	-	B	S	N	S	U↑(вверх)	0 (стоим)
16	N	S	-	B	N	0 (стоим)	0 (стоим)	57	-	B	S	B	S	U↑(вверх)	0 (стоим)
17	B	S	-	B	N	U↓(вниз)	0 (стоим)	58	-	B	S	S	N	U↑(вверх)	0 (стоим)
18	S	S	-	B	N	U↑(вверх)	0 (стоим)	59	-	B	S	N	N	U↑(вверх)	0 (стоим)
19	N	S	-	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)	60	-	B	S	B	N	U↑(вверх)	0 (стоим)
20	B	S	-	S	B	U↓(вниз)	0 (стоим)	61	-	B	S	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)
21	S	S	-	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)	62	-	B	S	N	B	0 (стоим)	U↓(вниз)
22	N	S	-	N	B	0 (стоим)	0 (стоим)	63	-	B	S	B	B	0 (стоим)	U↑(вниз)
23	B	S	-	N	B	U↓(вниз)	0 (стоим)	64	-	B	N	S	S	0 (стоим)	0 (стоим)
24	S	S	-	N	B	0 (стоим)	U↑(вниз)	65	-	B	N	N	S	0 (стоим)	0 (стоим)
25	N	S	-	B	B	0 (стоим)	0 (стоим)	66	-	B	N	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)
26	B	S	-	B	B	U↓(вниз)	0 (стоим)	67	-	B	N	S	N	0 (стоим)	0 (стоим)
27	S	S	-	B	B	0 (стоим)	U↑(вниз)	68	-	B	N	N	N	0 (стоим)	0 (стоим)
28	N	N	-	S	S	0 (стоим)	0 (стоим)	69	-	B	N	B	N	0 (стоим)	0 (стоим)
29	B	N	-	S	S	0 (стоим)	0 (стоим)	70	-	B	N	S	B	0 (стоим)	0 (стоим)
30	S	N	-	S	S	0 (стоим)	0 (стоим)	71	-	B	N	N	B	0 (стоим)	0 (стоим)
31	N	N	-	N	S	0 (стоим)	0 (стоим)	72	-	B	N	B	B	0 (стоим)	0 (стоим)
32	B	N	-	N	S	0 (стоим)	0 (стоим)	73	-	B	B	S	S	0 (стоим)	U↓(вверх)
33	S	N	-	N	S	0 (стоим)	0 (стоим)	74	-	B	B	N	S	0 (стоим)	U↓(вверх)
34	N	N	-	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)	75	-	B	B	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)
35	B	N	-	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)	76	-	B	B	S	N	0 (стоим)	U↓(вверх)
36	S	N	-	B	S	0 (стоим)	0 (стоим)	77	-	B	B	N	N	U↓(вниз)	0 (стоим)
37	N	N	-	S	N	0 (стоим)	0 (стоим)	78	-	B	B	B	B	U↓(вниз)	0 (стоим)
38	B	N	-	S	N	0 (стоим)	0 (стоим)	79	-	B	B	S	B	U↓(вниз)	0 (стоим)
39	S	N	-	S	N	0 (стоим)	0 (стоим)	80	-	B	B	N	B	U↓(вниз)	0 (стоим)
40	N	N	-	N	N	0 (стоим)	0 (стоим)	81	-	B	B	B	B	U↓(вниз)	0 (стоим)
41	B	N	-	N	N	0 (стоим)	0 (стоим)								

При составлении базы знаний необходимо учесть следующую отличительную специфику воздействия на напряжения изменения ступеней РПН и БСК. Переключение ступени РПН на одну ступень «вниз» ведет к увеличению напряжения на выводах трансформатора, а переключение на одну ступень «вниз» БСК отключает часть конденсаторов и, следовательно, уменьшает напряжение.

Помимо этого, для работы БСК устанавливается приоритет на переключения. Это означает, что база знаний составляется таким образом, что

если необходимо, например, увеличить напряжение, то сначала управляющее воздействие выдается на переключение БСК на ступень «выше» и только по достижению крайней верхней ступени БСК дальнейшее увеличение напряжения достигается за счет уменьшения ступени РПН.

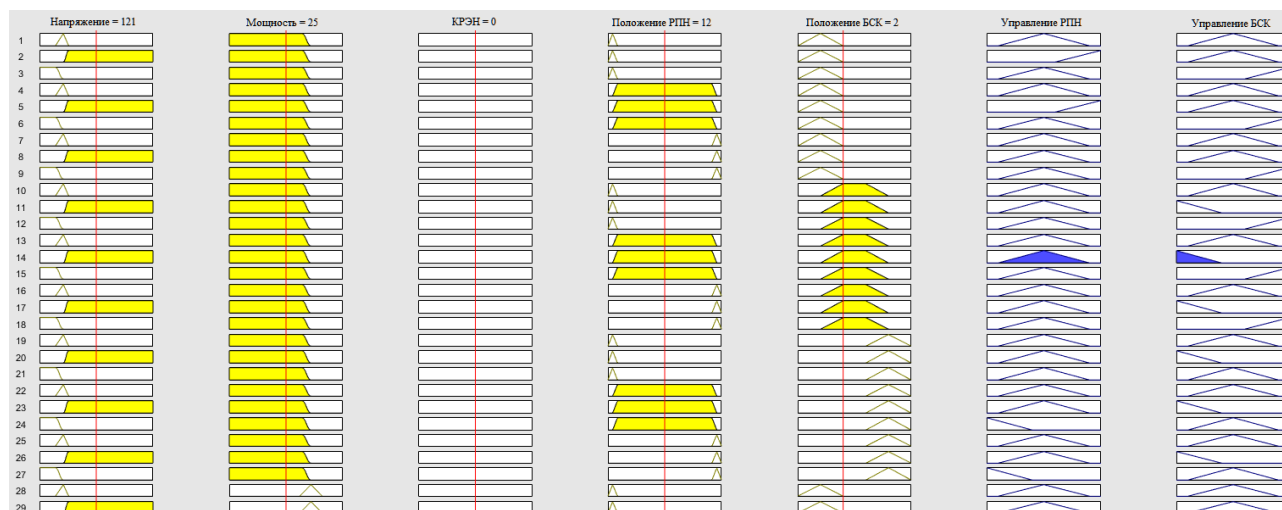


Рисунок 2.12 – Смоделированная часть энергосистемы

Результаты других режимов приведены на рисунке 2.13 в виде иллюстрации управляющих воздействий. На рисунке 2.13 (а, б): напряжение «Низкое» (106 кВ), мощность «Низкое» (25 МВт), КРЭН не учитывается, положение РПН «Среднее» (5), положение БСК «Среднее» (2) – управляющий сигнал для БСК «Вверх» ($-0,669$). На рисунке 2.13 (в, г): напряжение «Низкое» (106 кВ), мощность «Высокое» (50 МВт), КРЭН «Высокое», положение РПН «Среднее» (4), положение БСК «Низкое» (1) – управляющий сигнал для РПН «Вверх» ($-0,669$).

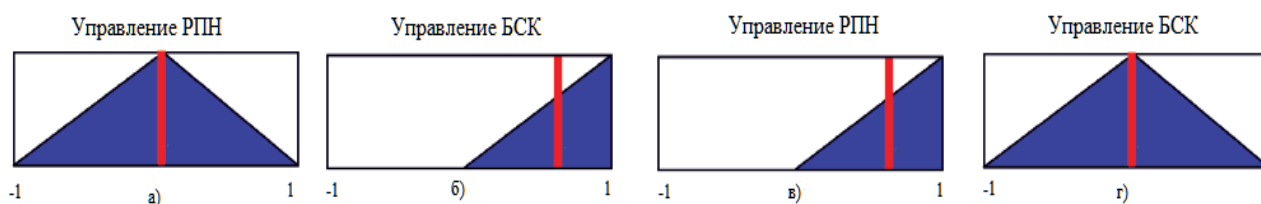


Рисунок 2.13 – Управляющие воздействия

Выводы к главе 2

1. Разработана архитектура и методика настройки автоматизированной системы управления перетоком активной мощности в вынужденном режиме на базе математического аппарата нечеткой логики. Алгоритм работы нечеткого регулятора классифицирует режим и в нормальных эксплуатационных режимах автоматически поддерживает оптимальный уровень напряжения в сети, а в вынужденном режиме вырабатывает управляющие воздействия, направленные на изменение напряжения, приводящего к снижению перетока активной мощности по линии электропередач;

2. Унифицирование функций принадлежности, экспертное классификация режима при формировании базы знаний в методике настройки нечеткого регулятора позволяет обеспечить робастность работы автоматизированной системы управления как в варианте работы с АРПН, так и в варианте работы с АРПН и БСК.

ГЛАВА 3. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОМ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ

3.1 Общие положения

Для исследования процессов работы АСУВР и всех ее компонентов использованных при построении данной системы необходимо первоначально создать упрощенную модель участка энергосистемы с возможностью моделирования работы АСУВР в различных режимах работы энергосистемы. При этом необходимо учесть, что нагрузки надо задавать с помощью их СХН, а при моделировании работы АСУВР используется математический аппарат нечеткой логики.

Наиболее доступной из программных платформ дающей возможность реализовать визуально блочное имитационное моделирование предназначенной для моделирования электроэнергетических и электротехнических устройств является MatLAB со встроенными пакетами Simulink и Fuzzy Logic Tollbox.

Для начала необходимо разработать тестовую электрическую схему энергосистемы, которая отвечать следующим условиям:

1. Дефицитная часть энергосистемы связана с единой энергосистемой с помощью линии электропередач ограниченной пропускной способностью;
2. Дефицитная часть энергосистемы должна состоять не менее чем из 4-х узлов, 3-х энергопотребителей, 2-х генерирующих источников и все узлы должны быть соединены между собой линиями электропередач;
3. Нагрузка энергопотребителей задается с помощью СХН;
4. Частота сети неизменна;
5. На понижающем силовом трансформаторе межсистемной связи установлена система автоматизированной регулировки напряжения под нагрузкой (АРПН).

На рисунке 3.1 представлена электрическая схема тестовой энергосистемы, отвечающая вышеизложенным требованиям. К узлу 1 подключена мощная энергосистема, а шины узла 1 представляют собой шины неизменного напряжения $U_{1ном}=230$ кВ. Межсистемная связь представляет собой ЛЭП между узлами 1,2 и трансформатор между узлами 2,3. Узлы 3,4,5 генерация G_4 и G_6 , нагрузки P_3, P_5, P_4 . и пять линий электропередач образуют дефицитную энергосистему 110 кВ.

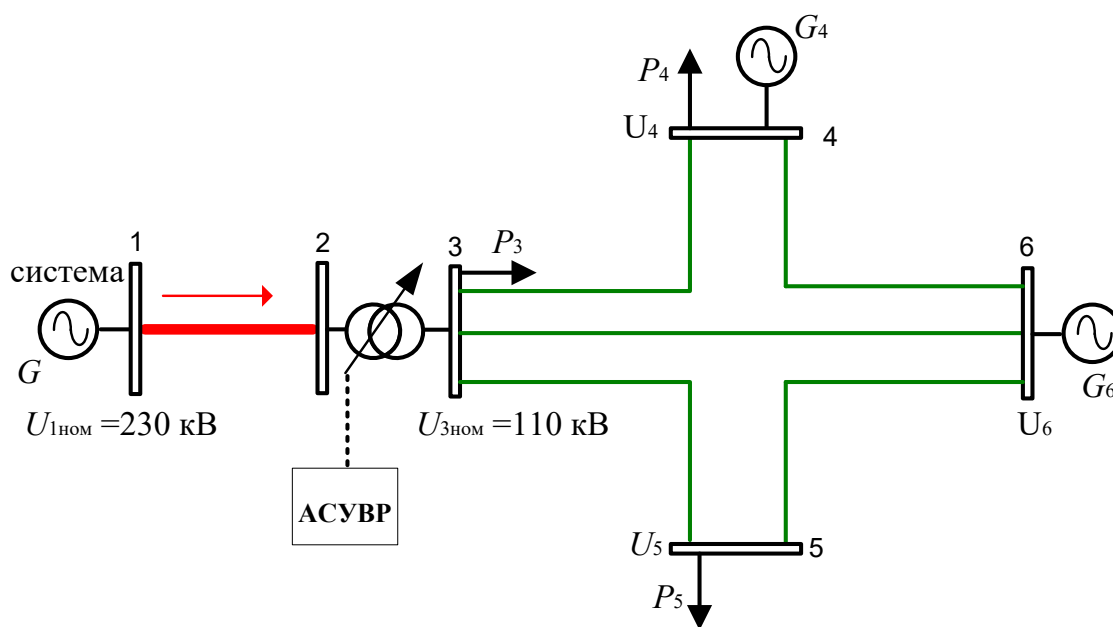


Рисунок 3.1 – Электрическая схема тестовой энергосистемы

Переток недостающей потребителям нагрузки осуществляется по линии 1-2. Силовой трансформатор линии 1-2 оснащен устройством АРПН (при моделировании в АРПН установлено специальное программное обеспечение автоматизированной регулировки перетоков активной мощности в вынужденном режиме работы – модуль АСУВР).

В таблице 3.1 приведены исходные данные по нагрузке и генерации в узлах энергосистемы. Источник G системы считается источником неограниченной мощности, а напряжение в узле 1 неизменно и равно $U_{1ном}=230$ кВ. Напряжение в узлах с генераторами первоначально устанавливается на 5% выше номинала, т.е. $U_{4ном} = U_{6ном} = 115$ кВ.

Таблица 3.1 – Исходные данные по мощностям в узлах

№ узла	$P_{\text{ген}}$, МВт	$Q_{\text{ген}}$, МВар	$P_{\text{наг}}$, МВт	$Q_{\text{наг}}$, МВАр
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	100,0	50
4	20	10	220	10
5	-	-	200,0	100,0
6	100,0	100,0	-	-

Исходные параметры сопротивлений Z (Ом) ветвей между узлами представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Сопротивления ветвей

№	1	2	3	4	5	6
1	-	$1+j2$		-		-
2	$1+j2$	-	-	-	-	
3	-	-	-	$1,5+j4$	$1,25+j3$	$1+j2$
4	-	-	$1,5+j4$	-	-	$1+j2$
5	-	-	$1,25+j3$	-	-	$2+j6$
6	-	-	$1+j2$	$1+j2$	$2+j6$	-

В ней наиболее слабым участком является участок линии 1-2, выделенный красным цветом. Требуется исследовать работу АСУВР по разгрузке перетока активной мощности линии 1-2, путем автоматического воздействия на уровень напряжения в энергосистеме 110 кВ.

Все элементы тестовой энергосистемы – генераторы электростанций, трансформатор, АСУВР, линии электропередач и нагрузки были выполнены в MatLAB. Структура имитационной модели в MatLAB представлена на рисунке 3.2. На рисунке 3.2 не приведены измерительные блоки, так как они сильно загромождают рисунок. Поскольку возможны различные варианты представления элементов энергосистемы то, далее кратко представлены способы моделирования основных элементов модели [22-25].

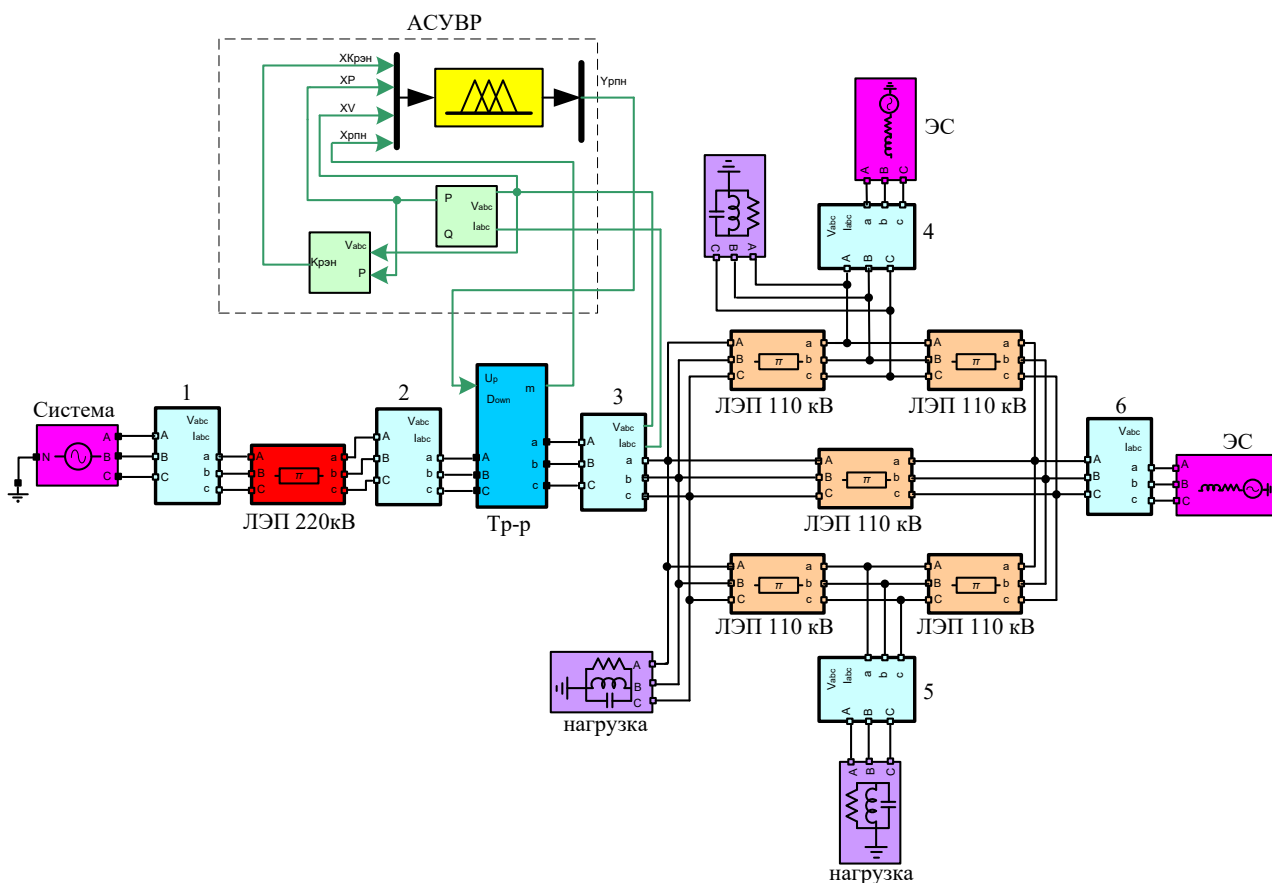


Рисунок 3.2 – Имитационная модель тестовой энергосистемы

Основным элементом модели выступает модуль АСУВР представляющий собой нечеткий регулятор, созданный в MatLAB, но в программном пакете Fuzzy Logic Toolbox. Синтез нечеткого регулятора с методикой его настройки подробно изложен в главе 2.

В MatLAB Simulink разработанный нечеткий регулятор интегрируется посредством блока Fuzzy Logic Controller. На рисунке 3.3 представлен скриншот блока Fuzzy Logic Controller с окном настройки параметров.

Высоковольтные линии электропередач с длиной не превышающей 300 км представляются П-образной схемой замещения рисунок 3.4.

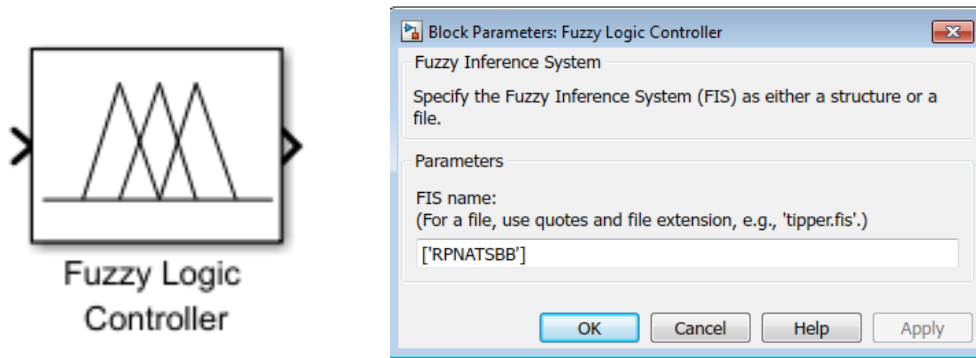


Рисунок 3.3 – Блок АСУВР

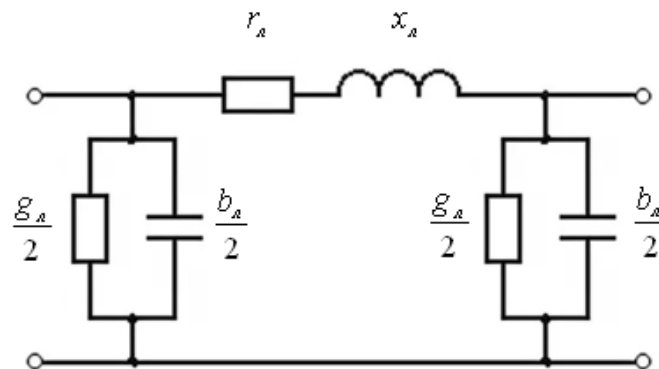


Рисунок 3.4 – П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи.

Продольная ветвь схемы замещения имеет активную и реактивную составляющие: r_l и x_l соответственно, причем

$$R_l = r_0 l; X_l = x_0 l,$$

где r_0 – удельное сопротивление, при температуре провода $+20\text{ }^\circ\text{C}$; l – длина линии, x_0 – удельное реактивное сопротивление, R_l – активное сопротивление линии, X_l – реактивное сопротивление линии.

Удельные индуктивные сопротивления фаз высоковольтной воздушной линии также зависят от типа расположения проводов на опоре:

$$x_0 = 0,144 \lg(D_{cp} / r_{np}) + 0,0157;$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}},$$

где r_{np} – радиус провода, см; D_{np} – среднегеометрическое расстояние между

фазами, D_{ab}, D_{bc}, D_{ca} – расстояние между проводами соответственно фаз a, b, c .

Поперечная ветвь включает в себя активную проводимость g_l , которая соответствует потерям активной мощности на корону и токи утечки через изоляторы, и реактивную проводимость b_l , соответствующую емкостной проводимости линии на землю.

$$b_l = b_0 l; b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} \cdot 10^{-6},$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость.

Активная проводимость не учитывалась, что является общепринятой практикой расчета режимов энергосистем, поскольку активные потери на линиях передач этого класса напряжений маленькие.

Трансформатор 220/110 кВ моделировался по простейшей схеме замещения рисунок 3.5.

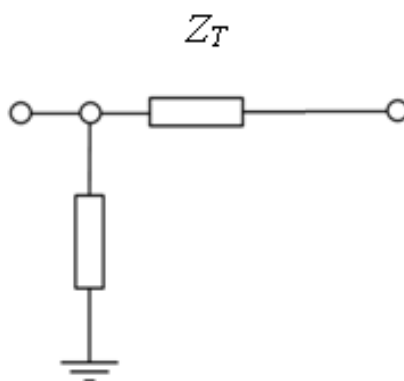


Рисунок 3.5. – Схема замещения трансформатора.

Активное сопротивление r_T и реактивное сопротивление x_T определяются как

$$r_T = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2};$$
$$x_T = \frac{u_k \% U_{ном}^2}{100 S_{ном}},$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания, u_k – напряжение короткого замыкания,

r_T – активное сопротивление трансформаторной ветви, x_T – реактивное сопротивление трансформаторной ветви.

Поперечные В поперечную ветвь активная проводимость g_T и реактивная проводимость b_T трансформатора:

$$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2 ; b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2 ,$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, ΔP_x – активные потери холостого хода, ΔQ_x – намагничивающая мощность,

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% S_{ном}}{100} ,$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность, $I_x \%$ – ток холостого хода в % от $I_{ном}$.

Самым сложным было синтезировать блоки нагрузки, поскольку требовалось, чтобы все нагрузки моделировались в виде статических характеристик по напряжению, с помощью полиномов второй степени, что учитывает их зависимость от уровня напряжения в сети:

$$P(U) = P_{ном} \left[a_0 - a_1 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + a_2 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right] ;$$
$$Q(U) = Q_{ном} \left[b_0 - b_1 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + b_2 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right] ,$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность нагрузки, $P(U)$ – расчетная активная мощность нагрузки, $Q_{ном}$ – номинальная реактивная мощность нагрузки, $Q(U)$ – расчетная реактивная мощность нагрузки $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла, U – расчетное напряжение в узле, a_0, b_0 – доля активной и реактивной мощности нагрузки не зависящей от напряжения на ее шинах, a_1, b_1 – доля активной и реактивной нагрузки зависящей от напряжения на шинах подстанции в первой степени, a_2, b_2 – доля активной и реактивной нагрузки зависящей от напряжения на шинах подстанции во второй степени.

Генерация с электростанций моделировалась путем задания их активной

мощности $P_G = const$ и постоянного модуля напряжения $U_G = const$. Реактивная мощность от электростанции является изменяемым параметром $Q_G = var$.

3.2 Моделирование работы автоматизированной системы регулирования по вводу перетока активной мощности на линии электропередач в область допустимых значений

Для тестовой модели допустимый переток по линии 1-2 рисунок 3.1 задан $P_{МДП} = 390$ МВт. Задается уровень резко возросшего перетока $P_{max} = 413,816$ МВт, максимально допустимый переток $P_{max.don} = 425$ МВт. Возникает необходимость снижения перетока с 413,86 МВт до номинального уровня 390 МВт, то есть желательно на 23,816 МВт.

При этом в процессе моделирования введены ограничения возможного напряжения во всех узлах. Так же введены временные характеристики работы РПН, такие как время работы исполнительного механизма – 10 сек. Уставка по времени блокировки работы РПН между переключениями 1,5 сек.

После каждого изменения напряжения АСУВР на трансформаторе проводилась проверка выполнения всех заданных ограничений.

Моделирование работы АСУВР показало следующие результаты. АСУВР перешло в работу регулировки исходя из значения $K_{РЭН}$. Блок «Идентификатор СХН» выдал $K_{РЭН}=0,81$. Нечеткий регулятор выдал управляющее воздействие «вверх» на снижение напряжения на выводах трансформатора, напряжение снизилось на 0,9 кВ, а переток мощности на 0,8 МВт. В дальнейшем АСУВР переключил РПН до $k_{mp} = 2,1069$, $U_3 = 109,519$ кВ и работа РПН была остановлена в связи с нарушением ограничения по напряжению в узле №5 работа АСУВР представлена на рисунке 3.6. Параметры установившегося режима в узлах при этом были согласно таблицы 3.3. Переток значительно снизился, однако, вследствие введенных режимных ограничений он не достиг номинального значения. Величина потенциально не сниженной нагрузки составила 11,827 МВт.

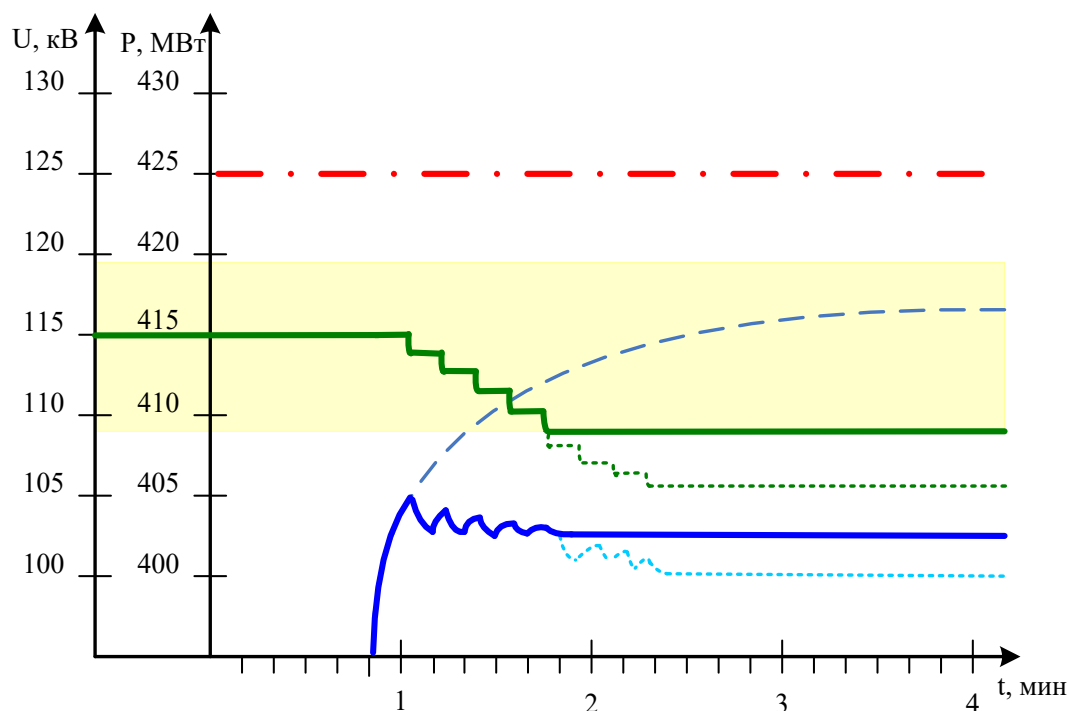


Рисунок 3.6 – Работа АСУВР

Таблица 3.3 – Параметры режима

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	401,99	59,54	230	–	–	0	230
2	–	–	–	–	–	-0,015	228,02
3	–	–	–	100	50	-0,245	109,52
4	20	10,21	109,52	200	–	-0,207	108,67
5	–	–	–	190,88	83,38	-0,240	105,98
6	100,0	100,0	–	–	–	-0,224	109,74

Наблюдаются следующие уровни токов по элементам энергосистемы таблица 3.4.

После расширения границ снижения напряжения в узлах до $U_{\min} = 96$ кВ работа АСУВР автоматически установила режим, приведенный в таблице 3.6. Токи по элементам энергосистемы приведены в таблице 3.7, а перетоки активной мощности в таблице 3.8.

Таблица 3.4 – Токи (кА) по элементам энергосистемы

№	1	2	3	4	5	6
1	0	1,01	0	0	0	0
2	1,01	0	1,01	0	0	0
3	0	2,13	0	0,58	0,79	0,56
4	0	0	0,58	0	0	0,61
5	0	0	0,79	0	0	0,38
6	0	0	0,56	0,61	0,38	0

Таблица 3.5 – Перетоки мощности (МВт) после регулировки АСУВР

№	1	2	3	4	5	6
1	0	401,99	0	0	0	0
2	-398,92	0	398,92	0	0	0
3	0	-397,69	0	93,91	144,89	58,88
4	0	0	-92,39	0	0	-107,61
5	0	0	-142,51	0	0	-48,37
6	0	0	-57,96	108,73	49,23	0

Таблица 3.6 – Параметры режима после регулирования АСУВР

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	δ , рад	U , кВ
1	390,17	79,97	230	–	–	0	230
2	–	–	–	–	–	-0,013	227,63
3	–	–	–	100	50	-0,205	103,19
4	–	53,53	103,18	200	–	-0,244	103,18
5	–	–	–	179,49	86,87	-0,239	100,24
6	100,0	100,0	–	–	–	-0,222	103,92

Таблица 3.7 – Токи (кА) по элементам энергосистемы

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0,99	0	0	0	0
2	0,99	0	0,99	0	0	0
3	0	2,16	0	0,54	0,81	0,49
4	0	0	0,54	0	0	0,62
5	0	0	0,81	0	0	0,37
6	0	0	0,49	0,62	0,37	0

Таблица 3.8 – Перетоки мощности (МВт) после регулировки АСУВР

№	1	2	3	4	5	6
1	0	390,17	0	0	0	0
2	-387,17	0	387,17	0	0	0
3	0	-385,97	0	91,69	136,72	57,55
4	0	0	-90,37	0	0	-109,63
5	0	0	-134,27	0	0	-45,21
6	0	0	-56,84	110,79	46,05	0

После снятия ограничения АСУВР отработало логически верно и переток активной мощности достиг нормального уровня рисунок 3.6 пунктирные линии, затраченное время с учетом работы механизма РПН составило 1 мин 55 сек. Коэффициент трансформации принял значение $k_{mp} = 2,16$, а снижение мощности составило 23,648 МВт.

На рисунке 3.7 представлена диаграмма, отображающая уровень снижения перетока активной мощности по линии 1-2, а также общая активная нагрузка в дефицитной энергосистеме, как с ограничением по уровню напряжения, так и после снятия ограничений.

Результаты моделирования в среде MatLAB проверялись в программном комплексе RastrWin 3.0. Тестовая модель была рисунке 3.1. В программном комплексе RastrWin 3.0. имеется возможность задавать нагрузку через СХН [26], при этом нет технической возможности моделировать работу нечеткого регулятора. Проверка проводилась пошагово.

При исходных условиях при $k_{mp} = 2$ и $U_4 = 115$ кВ значение перетока по линии 1-2 составляет 413,875 МВт. В таблицах 3.9-3.11 приведены параметры исходного режима.

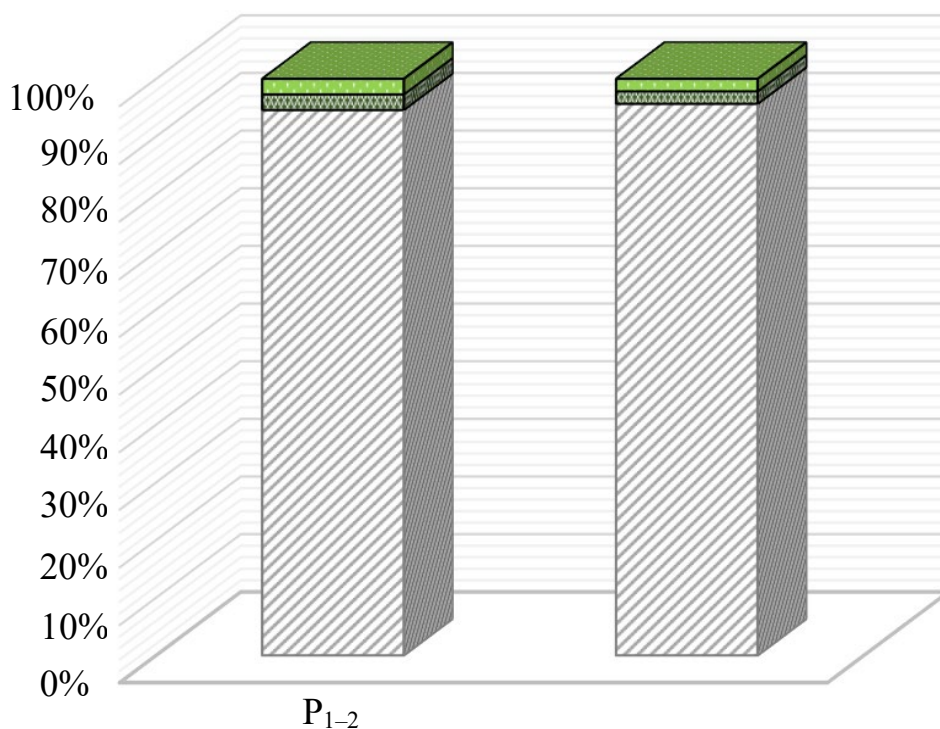


Рисунок 3.7 – Снижение перетока мощности за счет работы АСУВР

Таблица 3.9 – Исходный режим

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	U , кВ	δ , рад
1	413,9	38,6	230,0	–	–	230	-0,14
2	–	–	–	–	–	227,88	-1,00
3	–	–	–	100	50	114,00	-12,38
4	20	10,2	115,0	200	–	115,00	-14,44
5	–	–	–	202,35	105,82	110,97	-14,16
6	100,0	100,0	–	–	–	115,04	-13,30

Расчет режимов регулирования с учетом ограничения по напряжению.

Режим установился при $k_{mp} = 2,1069$, $U_4 = 109,519$ кВ, значение перетока по линии 1-2 равно 402,042 МВт. Результаты расчета параметров режима приведены в таблице 3.12, по току в таблицах 3.13, а уровни перетоков активной мощности в таблице 3.14.

Таблица 3.10 – Токи (кА) в исходном режиме

№	1	2	3	4	5	6
1	–	1,04	0	0	0	0
2	1,04	–	1,04	0	0	0
3	0	2,09	–	0,58	0,82	0,55
4	0	0	0,57	–	–	0,59
5	0	0	0,82	0	–	0,40
6	0	0	0,54	0,59	0,40	–

Таблица 3.11 – Перетоки мощности (МВт) в исходном режиме

№	1	2	3	4	5	6
1	–	413,87	0	0	0	0
2	410,61	–	410,61	0	0	0
3	0	409,29	–	95,02	153,47	60,80
4	0	0	93,53	–	0	106,47
5	0	0	150,94	0	–	51,41
6	0	0	59,91	107,53	52,38	–

Таблица 3.12 – Параметры режима после регулирования АСУВР

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	U_{30} , кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	U , кВ	δ , рад
1	402	27,8	230,0	–	–	230,00	-0,14
2	–	–	–	–	–	228,02	-0,98
3	–	–	–	100	50	108,70	-11,98
4	20	100,3	109,52	200	–	109,52	-14,19
5	–	–	–	190,96	83,46	106,02	-13,90
6	100,0	100,0	–	–	–	109,76	-12,96

Таблица 3.13 – Токи (кА) по элементам энергосистемы

№	1	2	3	4	5	6
1	–	1,01	0	0	0	0
2	1,01	–	1,01	0	0	0
3	0	2,13	–	0,58	0,79	0,56
4	0	0	0,58	–	0	0,61
5	0	0	0,79	0	–	0,38
6	0	0	0,55	0,61	0,38	–

Таблица 3.14 – Перетоки мощности (МВт)

№	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	402,04	–
2	398,97	0	0	0	–	398,97
3	–	58,93	144,94	93,86	397,74	0
4	92,36	107,64	0	–	0	0
5	142,56	48,39	–	0	0	0
6	58,01	–	49,25	108,75	0	0

После установки диапазона регулирования до напряжения $U_{\min} = 96$ кВ режим установился согласно таблицам 3.15-3.17.

Таблица 3.15 – Параметры режима после регулирования АСУВР

№	P_G , МВт	Q_G , МВАр	$U_{зд}$, кВ	P_H , МВт	Q_H , МВАр	U , кВ	δ , рад
1	390,2	78,40	230	–	–	230,00	-0,14
2	–	–	–	–	–	227,63	-0,90
3	–	–	–	100	50	103,22	-11,86
4	–	179,57	86,71	200	–	103,18	-14,09
5	–	–	–	103,18	50,6	100,28	-13,82
6	100,0	100,0	–	–	–	103,95	-12,83

Таблица 3.16 – Токи (кА) по элементам энергосистемы

№	1	2	3	4	5	6
1	–	0,999	0	0	0	0
2	1,00	–	1,001	0	0	0
3	0	2,16	–	0,54	0,81	0,49
4	0	0	0,54	–	0	0,62
5	0	0	0,81		–	0,37
6	0	0	0,48	0,62	0,37	–

Как видно из таблиц 3.15-3.17, после снятия ограничения по напряжению, значение перетока активной мощности стало 390,226 МВт.

Следовательно, как моделирование в программном комплексе MatLAB, так и моделирование в RastrWin 3.0 дало практически одинаковый результат.

Таблица 3.17 – Перетоки мощности (МВт)

№	1	2	3	4	5	6
1	–	390,23	0	0	0	0
2	387,23	–	387,23	0	0	0
3	0	386,03	–	91,65	136,77	57,61
4	0	0	90,33	–	0	109,67
5	0	0	134,33	0	–	45,24
6	0	0	56,89	110,83	46,07	–

Отклонения результатов расчета в MatLAB от результатов расчета в RastrWin 3.0 составляют для расчета с ограничением по напряжениям в узлах 0,0134%, а после снятия ограничения 0,0143%.

Учитывая погрешности программных комплексов, расчеты режимов показали идентичный результат, что подтверждает разработанных методик.

3.3 Экспериментальная апробация

После проверки на тестовых режимах, работа АСУВР проверялась на подстанции 110 кВ «Трансмаш» в ООО «Алтайская электросетевая компания», акт испытаний приведен в приложении Ж. Искусственно была задана уставка номинальной нагрузки и СХН на ШМ-1-40. Управляемых устройств компенсации реактивной мощности на данном присоединении не установлено. В проведенных испытаниях в режиме перегрузке АСУВР выработало 5 управляющих воздействий на снижение напряжения, что привело к снижению активной мощности на 5,2%, переток мощности вошел в значение «Нормальный». Управляющий сигнал не изменял своего значения до тех пор, пока не был снижен переток мощности ниже номинала, что подтвердило заявленные характеристики работы системы.

Выводы к главе 3

1. Имитационное моделирование работы автоматизированной системы управления перетоком активной мощности на тестовой модели энергосистемы показало корректность работы системы, как в нормальных эксплуатационных режимах работы, так и в вынужденном режиме работы линии электропередач.

2. Использование автоматизированной системы управления перетоком активной мощности позволяет при перегрузке снизить переток активной мощности по межсистемной связи энергосистемы до 7% за счет использования регулирующего эффекта нагрузки.

3. Автоматизация диспетчерского управления повышает его эффективность за счет снижения времени на выработку управляющего воздействия до 10...12 сек. на одно переключение и до 2 мин. на весь диапазон регулирования, направленного на снижение перетока активной мощности в режиме перегрузки работы линии электропередач и во избежание ошибок, связанных с человеческим фактором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе изложены научно-технические решения, направленные на повышение эффективности работы диспетчерского управления за счет разработки автоматизированной системы управления перетоком активной мощности по линии электропередач в вынужденном режиме, внедрение которых вносит значительный вклад в решение основной задачи электроэнергетической отрасли – эффективного управления перетоками электроэнергии за счет автоматизации диспетчерского управления.

Повышение эффективности диспетчерского управления достигается за счет снижения времени на выработку управляющего воздействия, направленного на снижение перетока активной мощности в вынужденном режиме (в режиме перегрузки) работы линии электропередач с нормативных 40 минут до 10...12 сек. на одно переключение, получения актуальной информации о коэффициенте регулирующего эффекта нагрузки и во избежание ошибок, связанных с человеческим фактором.

Наиболее существенные научные и практические результаты заключаются в следующем:

1. Разработана методика и устройство мониторинга СХН узла электроэнергетической системы, в которых корректировка коэффициентов полиномиальной СХН производится после каждой регистрации необходимого количества – 12 пар изменений мощности, при отклонении напряжения на величину не менее чем $\Delta U_{\min} = 0,75\% U_{\text{ном}}$ в каждой паре, с учетом реакции сети, что позволяет своевременно актуализировать СХН, даже при наличии нерегулярных колебаний нагрузки и дрейфа мощности

2. Разработана архитектура и методика настройки автоматизированной системы управления перетоком активной мощности в вынужденном режиме, включающую в себя устройство мониторинга СХН – «Идентификатор СХН» и нечеткий регулятор, способную классифицировать режимы работы ЛЭП, что позволило в нормальных режимах работы автоматически поддерживать

оптимальный уровень напряжения в сети, а в вынужденном режиме, на основе коэффициента регулирующего эффекта нагрузки, вырабатывать управляющие воздействия, направленные на изменение напряжения, приводящего к снижению до 7% перетока активной мощности по ЛЭП;

3. Предложена методика настройки нечеткого регулятора и алгоритм формирования его базы знаний, в которых унифицированы функции принадлежности и экспертно разделены данные по типу режима, что позволило обеспечить робастность работы системы, сократить количество правил с 72 до 27 при четырех входных и одном выходном параметре и с 215 до 81 при пяти входных и двух выходных параметрах, что позволило обеспечить робастность работы системы, как в нормальных, так и в вынужденных режимах работы.

4. Анализ использования измеряемых техническими средствами телеизмерения, оперативно измерительного комплекса и технических средств АСУ ТП показал, что для актуализации СХН пригодны только данные с определенной меткой качества и прошедшие предварительную подготовку по методике приведения к единой временной оси.

5. Созданы и зарегистрированы прикладные программы, в которых реализованы алгоритмы, обеспечивающие работу подсистем автоматизированной системы управления перетоком активной мощности в вынужденном и нормальных режимах работы ЛЭП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шувалова, А. А. Концепция построения автоматизированной системы управления потоком активной мощности по линиям электропередач в режиме перегрузки / А. А. Шувалова, В. И. Полищук, К. Ю. Постоянкова // Автоматизация в промышленности. – 2023. – № 6. – С. 23-26. – DOI 10.25728/avtprom.2023.06.04.
2. Панкратов, А.В. Методика обработки телеизмерений оперативно-информационного комплекса при определении статических характеристик нагрузки методом активного эксперимента / А.В. Панкратов, Н.Л. Бацева, А.А. Шувалова, М.А. Кондрашов. – DOI: 10.15593/2224-9397/2021.3.01 – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2021. – №39. – С. 5-33.
3. ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения = United power system and isolated power systems. Electric power systems. Operational dispatching control in power industry and operational technological control. Terms and definitions : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утверждённый приказом Росстандарта от 04.10.2016 № 1302-ст : дата введения 2017-03-01 / разработан ОАО "СО ЕЭС" – Москва : Стандартинформ, 2016. – Текст : непосредственный.
4. Оперативно-информационный комплекс СК-2007. Том 4. Руководство по настройке обработки и хранения данных. Версия 7.6 – редакция 31 от 22.12.2013, ЗАО «Монитор Электрик», 2013. – 167 с.
5. Гуревич, Ю.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. – Москва: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 246 с.

6. Тавлинцев, А.С. Поиск однопиковых графиков нагрузки энергообъекта / А.С. Тавлинцев, А.А. Суворов, Е.Д. Стаймова. – DOI: 10.14529/power180203 – Текст : непосредственный // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2018. – Т. 18. – № 2. – С. 20-27.
7. Тавлинцев, А.С. Статистически равновесные состояния нагрузки в задаче идентификации статических характеристик нагрузки / А.С. Тавлинцев, А.А. Суворов. – DOI: 10.14529/power170203 — Текст : непосредственный // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2017. – Т. 17. – № 2. – С. 23-28.
8. Zadeh, L.A. Fuzzy sets / L.A. Zadeh // Information and Control. – 1965. – P 338-353.
9. Заде, Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений / Л. Заде. – М.: Мир, 1976. – 165с.
10. Рутковская, Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Пер. с пол. И.Д. Рудинского. / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский. – М.: Горячая линия. – Телеком, 2007.– 452с.
11. Яхьяева, Г.Э. Нечеткие множества и нейронные сети: учебное пособие / Г.Э. Яхьяева. – М.: БИНОМ, 2006. – 316 с.
12. Круглов, В.В. Интеллектуальные информационные системы: компьютерная поддержка систем нечеткой логики и нечеткого вывода / В.В. Круглов, М.И. Дли. – М.: Физматлит, 2002. – 256с.
13. Кофман, А. Введение в теорию нечетких множеств / А. Кофман. – М.: Мир, 1982. – 432с.
14. Богатырев, Л.Л. Математическое моделирование режимов электроэнергетических систем в условиях неопределенности / Л.Л. Богатырев, В.З. Манусов, Д. Содномдорж. – Улан-Батор: Изд-во Типографии МГТУ, 1999. – 348с.
15. Гуц, А.К. Математическая логика и теория алгоритмов: Учебное пособие / А.К. Гуц. – Омск: издательство Наследие. Диалог-Сибирь, 2003. –108с.

16. Пивкин, В. Я. Нечеткие множества в системах управления / В.Я.Пивкин, Е.П. Бакулин, Д.И. Кореньков. – Н.: НГУ, 2006. – 40 с.
17. Попов, А.А. Регрессионное моделирование на основе нечетких правил / А.А. Попов — Текст : непосредственный // Сборник научных трудов НГТУ. – 2000. – №2(19). – С. 49-57.
18. Круглов, В.В. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети: учеб пособие / В.В.Круглов, М.И. Дли, Р.Ю. Голунов. – М.: Издательство Физико-математической литературы, 2001. – 224с.
19. Борисов А.Н., Алексеев А.В., Крумберг О.А. Модели принятия решений на основе лингвистической переменной. – Рига: Зинатие, 1982. – 256 с.
20. Нечеткие множества и теория возможностей. Последние достижения / Под ред. Р. Р. Ягера. – М.: Радио и связь, 1986. – 408 с.
21. Штовба, С. Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику / С. Д. Штовба. — Текст : электронный // Fuzzy Logic Toolbox : [сайт]. — URL: <http://matlab.exponenta.ru/fuzzylogic/index.php> (дата обращения: 21.06.2021)
22. Обухов С.Г. Математическое моделирование в системах электроснабжения: учебное пособие / С.Г.Обухов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 84 с.
23. Регеда В.В. Визуальное моделирование электрических цепей в среде MATLAB-Simulink: метод. указания к лабораторным работам / В. В. Регеда, О. Н. Регеда. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2020. – 88 с.
24. Костюченко, Л.П. Имитационное моделирование систем электроснабжения в программе MATLAB: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2012. – 215 с.
25. Джендубаев А.-З. Р. MATLAB, Simulink и SimPowerSystems в электроэнергетике: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 140400.62 "Электроэнергетика и электротехника", профиль "Электроснабжение" / Джендубаев А.-З. Р., Алиев И. И. – Черкесск: БИЦ СевКавГГТА, 2014. – 136 с.

26. Требования к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ. М.: – 2010. – 12 с.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Монография

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ
ПЕРЕТОКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЛИНИИ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ ЕЁ
РАБОТЫ**

Авторы:

Шувалова А.А., Полищук В.И.

Формат 60×84/16.

Усл. печ. л. 4,5.

Уч.-изд. л. 4,2.

Тираж 500 экз.

Заказ № тпу02-2026.

Издано в авторской редакции.

ООО «Альпен-Принт»

115230, г. Москва, Электролитный проезд, 3А, с2

Подписано в печать 20.05.2026.

© Шувалова А. А., Полищук В. И., 2026

© ООО «Альпен-Принт», 2026



РИНЦ



DOI

ISBN 978-5-6055838-1-3



9 785605 583813 >

