

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»

На правах рукописи



Киевец Антон Владимирович

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ
ПАРАМЕТРОВ УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА И
СРЕДСТВ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ**

2.4.3 – Электроэнергетика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Гусев Александр Сергеевич

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Рубан Николай Юрьевич

Томск – 2023 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИН ЭНЕРГООБЛОКОВ И НАПРАВЛЕНИЕ ЕЕ РЕШЕНИЯ.....	13
1.1 Общая характеристика исследуемой проблемы	13
1.2 Свойства и возможности программно-вычислительных и программно-аппаратных комплексов расчета режимов и процессов в ЭЭС	23
1.3 Концепция гибридного моделирования электроэнергетических систем..	31
1.4 Выводы	34
ГЛАВА 2 СИНТЕЗ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТУРБИНЫ И ЕЕ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ	35
2.1 Математическая модель турбины и ее системы регулирования, ориентированная на реализацию УВ КРТ	35
2.2 Тестирование синтезированной математической модели	46
2.3 Используемый автоматический регулятор возбуждения	48
2.3 Выводы	50
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИНЫ.....	51
3.1 Методика выбора оптимальных значений параметров УВ КРТ	51
3.2 Реализация модели ЭЭС в ВМК РВ ЭЭС	53
3.3 Определение исходных схемно-режимных состояний моделируемой ЭЭС	56
3.4 Выводы	58

ГЛАВА 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ НАСТРОЙКИ УВ КРТ	60
4.1 Схемно-режимное состояние №1 – зимний максимум	60
4.2 Схемно-режимное состояние №2	71
4.3 Выводы	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ЧАСТЬ КОДА РЕАЛИЗАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В МИКРОКОНТРОЛЛЕРЕ	92
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СРАВНЕНИЕ РЕАЛИЗОВАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ПВК PSCAD И ВМК РВ ЭЭС	95

ВВЕДЕНИЕ

Проблема и ее актуальность. Непременное условие нормального электроснабжения потребителей заключается в синхронной параллельной работе генерирующего оборудования электростанций. Данное требование должно также обеспечиваться и при возникновении аварийных процессов различной степени тяжести, в том числе за счет использования противоаварийной автоматики (ПА). В случае, когда в результате аварийного возмущения возникает избыточная кинетическая энергия ротора агрегата, с целью ее компенсации на начальной стадии переходного процесса ПА реализует управляющие воздействия (УВ):

1. Отключение генератора (ОГ). Осуществление ОГ, применяемое для предотвращения нарушения статической устойчивости, динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ликвидации асинхронного режима отдельных генераторов, ограничения повышения частоты и предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линии электропередач и электросетевого оборудования, является технологически и экономически нежелательным. Применяется в основном на гидроэлектростанциях. Так как использование ОГ возможно лишь на величину генерируемой активной мощности генератора, это может привести к необходимости применения балансирующего отключения нагрузки. Отключение турбогенератора приводит к полному сбросу нагрузки и увеличению его частоты вращения. Нормально работающая автоматическая регулировка частоты и мощности (АРЧМ) турбины не должна допускать увеличения частоты вращения ротора турбины выше допустимой. В случае недостаточного воздействия АРЧМ срабатывает автомат безопасности и закрывает стопорный клапан, который полностью прерывает поступление пара в турбину. В данном случае имеет место повышение давления в паропроводах и других элементах, что в свою очередь может повлечь за собой

соответствующую работу технологических защит агрегата, в том числе сброс пара в быстродействующую редукиционно-охладительную установку [1].

2. Электрическое торможение (ЭТ). Осуществление данного вида УВ является технологически недостаточно обоснованным и экономически мало выгодным, т.к. для его нормальной работы необходимы специализированные высоковольтные резисторы большой мощности, работающие на генераторном напряжении, и соответствующие выключатели, с целью формирования необходимой системы варьирования количества «тормозной» мощности, которая тратится на нагрев резисторов. Кроме того, данная система имеет большие габариты, соответственно, необходимо предусмотреть и подготовить место для данного оборудования на территории станции.

3. Кратковременная разгрузка турбины энергоблока (КРТ), используемая для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, которое может использоваться совместно с длительной разгрузки турбины энергоблока (ДРТ) [2], с целью предотвращения нарушения статической устойчивости, ограничения повышения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линии электропередач и электросетевого оборудования. УВ КРТ является технологически и экономически наиболее выгодным средством компенсации избыточной кинетической энергии ротора агрегата и позволяет осуществить разгрузку турбоагрегата на необходимое значение. Однако неизбежное запаздывание в реализации сброса момента турбины по отношению к сбросу электрической мощности генератора во время короткого замыкания обуславливает необходимость увеличения импульса разгрузки. При этом, как и в случае применения ЭТ, может возникать опасность переторможения с нарушением устойчивости во втором или последующих циклах синхронных качаний. При наличии значительной местной нагрузки и избыточном импульсе может быть даже нарушение устойчивости (возникновение асинхронного хода) в сторону торможения.

Таким образом, кратковременная разгрузка требует весьма точной дозировки во избежание как недостаточного воздействия, так и его избытка. Однако высокая эффективность УВ КРТ возможно лишь при задании оптимальных значений параметров данного УВ, для определения которых необходимо наличие полной и достоверной информации о конкретном аварийном процессе. Данная информация необходима для определения значений параметров УВ КРТ относительно конкретного избытка кинетической энергии ротора агрегата [3-10]. При подобном формировании УВ КРТ становится возможным учесть особенности разгружаемой турбины, ее системы регулирования и влияние ЭЭС.

В настоящее время использование УВ КРТ ограничено количеством импульсных характеристик, которые предоставляет владелец генерирующего оборудования, и для каждого аварийного процесса, с целью ликвидации которого необходимо использовать УВ КРТ, из них подбирается такое УВ КРТ, при котором наблюдается наиболее благоприятный переходный процесс. Однако из-за количественного ограничения не во всех случаях удастся добиться переходного процесса с минимальной амплитудой синхронных качаний. Для решения данной задачи предлагается для каждого аварийного процесса, в ходе которого необходимо использовать КРТ, определять значения параметров УВ КРТ с помощью моделирования данного процесса.

Для определения значений параметров УВ КРТ оказывается необходимым полное и достоверное воспроизведение единого спектра процессов в разгружаемом оборудовании с учетом влияния его систем регулирования и ЭЭС в целом.

Ввиду того, что натурные эксперименты в реальной ЭЭС, тем более аварийного характера, не допустимы, а физическое моделирование весьма сложно и обременено значительными ограничениями единственным способом воспроизведения процессов в разгружаемой турбине энергоблока и ЭЭС является преимущественно математическое моделирование. Между тем многие современные программно-вычислительные комплексы (ПВК) не

всегда способны обеспечить (в зависимости от размеров моделируемой ЭЭС) необходимую полноту и достоверность воспроизведения процессов в ЭЭС в связи с применением следующих упрощений и ограничений: [11-17]:

- используется декомпозиция режимов и процессов с различными существенными упрощениями математических моделей;
- ограничивается дифференциальный порядок математических моделей оборудования;
- всегда неизвестной остается методическая ошибка численного интегрирования дифференциальных уравнений [18, 19].

Вследствие этого путем полного и достоверного воспроизведения единого непрерывного спектра нормальных, аномальных, аварийных и послеаварийных процессов в ЭЭС может быть комплексный подход – гибридное моделирование, в соответствии с которым, в научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» (НИЛ МЭЭС) Томского политехнического университета разработаны концепция и средства ее реализации – Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС). Применение данного подхода позволяет моделировать ЭЭС без применения упрощения математических моделей всего основного и вспомогательного оборудования, а также открывает широкие возможности развития и модернизации ВМК РВ ЭЭС.

Степень разработанности темы исследования. Различным вопросам, связанным с моделированием больших ЭЭС и влиянием аварийной регулировки турбин на переходные процессы в ЭЭС, посвящено множество работ отечественных и зарубежных авторов: Иофьев Б.И., Гуревич Ю.Е., Гусев А.С., Совалов С.А., Семенов В.А., Кошечев Л.А., Глушкин И.З., Александров Г.Н., Аюев Б.И., Веников В.А., Воропай Н.И., Суслов К.В., Жуков А.В., Ковалев В.И., Панин А.В., Беляев А.Н., Портной М.Г., Рабинович Р.С., Kundur P., Patel R. и др. Однако проблема выбора значений параметров УВ КРТ по-прежнему остается актуальной.

Целью работы является повышение точности определения значений параметров УВ КРТ, позволяющих сократить длительность и амплитуду колебаний конкретного аварийного процесса.

Для достижения данной цели в работе поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Анализ УВ, применяемых для ликвидации избыточной кинетической энергии ротора агрегатов с целью сохранения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, обоснование сложности осуществления «гибкой» настройки с помощью существующего подхода к моделированию ЭЭС реальной размерности и к выбору УВ КРТ.

2. Модернизация ВМК РВ ЭЭС, необходимая для реализации настройки УВ КРТ, предусматривающая применение более детальной всережимной математической модели турбины и ее системы регулирования.

3. Разработка методики определения оптимальных значений параметров УВ КРТ.

4. Выполнение комплекса экспериментальных исследований, подтверждающих эффективность разработанных средств и методики определения оптимальных значений параметров УВ КРТ.

Предметом исследования являются переходные процессы в турбине, ее системе регулирования и ЭЭС в целом.

Объектом исследования является детальная модель турбины и ее системы регулирования.

Научная новизна работы:

1. Сформулированы положения методики выбора оптимальных значений параметров УВ КРТ по результатам математического моделирования процессов в турбине, ее системе регулирования и ЭЭС в целом, позволяющие формировать импульсные характеристики турбины, соответствующие конкретному аварийному процессу.

2. Основываясь на принципах гибридного подхода к моделированию, разработана структура программно-аппаратной системы для

реализации математической модели турбины и ее системы регулирования, осуществляющая воспроизведение процессов с гарантированной инструментальной погрешностью, а также способная работать в комбинации с программно-аппаратным комплексом ВМК РВ ЭЭС.

Теоретическая значимость работы:

1. Выявлены и обоснованы основные причины существования проблемы выбора оптимальных значений УВ КРТ, заключающиеся в том, что предоставляемые производителем турбин импульсные характеристики не всегда позволяют получить переходный процесс с минимальным уровнем перерегулирования и амплитудой синхронных качаний при функционировании КРТ.

2. Разработана методика, позволяющая производить гибкую настройку параметров УВ КРТ, а именно: получать импульсные характеристики путем моделирования единого переходного процесса, включающего в себя аварийное возмущение, функционирование УВ КРТ и установление послеаварийного режима, что снимает все ограничения на вариацию значений параметров УВ КРТ и дает возможность для каждого аварийного случая использовать оптимальные значения настроечных параметров УВ КРТ.

Практическая значимость работы. Разработанная методика определения оптимальных значений параметров УВ КРТ и средства ее реализации позволяют осуществлять выбор значений параметров УВ КРТ применительно к конкретному энергоблоку и аварийным ситуациям в ЭЭС. В результате процесс разгрузки турбины энергоблока происходит с минимальным перерегулированием и меньшим динамическим воздействием на элементы системы регулирования турбины.

Методы исследования. Решение поставленных в диссертационной работе задач выполнялось с использованием теоретических и экспериментальных методов исследования. При проведении экспериментальных исследований применялись положения теории

автоматического регулирования и управления, теории электромеханических и электромагнитных переходных процессов, методы математического и физического моделирования. При модернизации ВМК РВ ЭЭС использовались методы математического моделирования ЭЭС, методы схемотехнического анализа.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Основной причиной снижения эффективности применения УВ КРТ для сохранения динамической устойчивости генераторов, является ограниченное количество заранее снятых с работающего оборудования импульсных характеристик.

2. Программно-аппаратная моделирующая система, реализующая неявное непрерывное интегрирование дифференциальных уравнений аналоговым способом, обеспечивает воспроизведение процессов, происходящих в турбине при функционировании УВ КРТ, с гарантированной точностью, определяемой погрешностями компонентов данной системы.

3. Применение разработанной методики определения оптимальных значений параметров УВ КРТ позволяет минимизировать длительность переходного процесса и амплитуду колебаний, в частности, на рассмотренном в рамках диссертации примере удалось сократить длительность переходного процесса на 1,16 секунды, а также снизить амплитуду колебаний на 9 %.

Диссертация соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 2.4.3 – Электроэнергетика:

Пункт 14 – «Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы».

Пункт 16 – «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике».

Достоверность результатов исследования подтверждается использованием теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, способа непрерывного неявного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений, классических положений и законов теоретической электротехники, математики, теории дифференциального и интегрального исчисления, а также теоретически обоснованных и всесторонне апробированных, в том числе независимыми исследованиями, математических моделей, соответствием имеющимся натурным данным.

Апробация результатов исследований. Основные положения диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на Международных и Всероссийских научно-технических конференциях: IX Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань: СКФУ, 2018), 14th International Forum on Strategic Technology (г. Томск: НИ ТПУ, 2019); Всероссийская научная конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий» (г. Томск: НИ ТПУ, 2019); XI Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Ставрополь: СКФУ, 2020), XXV Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (г. Томск: НИ ТПУ, 2021), XII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Нижний Новгород: НГТУ, 2022).

Публикации. Основные положения и результаты диссертационной работы отражены в 12 работах, в том числе в 1 статье в рецензируемом издании из перечня ВАК РФ, 8 работах в изданиях, индексируемых базами данных Scopus и Web of Science, 3 в материалах конференций, а также в 1 свидетельстве о государственной регистрации программы для ЭВМ [20].

Личный вклад автора. Представленные в диссертационной работе результаты анализа, выявления и обоснования проблемы настройки УВ КРТ, а также создание методики определения оптимальных значений параметров

УВ КРТ и модернизация ВМК РВ ЭЭС, проведенные экспериментальные исследования, подтверждающие эффективность данной методики и средств ее реализации, выполнены лично автором диссертации.

Реализация результатов работы. Актуальность результатов диссертационной работы подтверждена соответствующим актом их использования АО «Институт автоматизации энергетических систем». Кроме этого, внесены дополнения в образовательную программу «Национального исследовательского Томского политехнического университета» по направлению 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника.

Результаты диссертационной работы реализованы при выполнении гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 19-38-90147 от 23.08.2019 г. «Исследование влияния динамических процессов в электроэнергетической системе с возобновляемыми источниками энергии на функционирование противоаварийной разгрузки турбин энергоблоков и разработка методики её адекватной настройки».

Структура и объем диссертации.

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 108 наименований, содержащих 105 страниц, 36 рисунков, 10 таблиц, а также двух приложений на 14 страницах.

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИН ЭНЕРГООБЛОКОВ И НАПРАВЛЕНИЕ ЕЕ РЕШЕНИЯ

1.1 Общая характеристика исследуемой проблемы

При возникновении аварийного избытка кинетической энергии роторов энергоблоков, возникающего обычно вследствие отключения межсистемных связей или крупного промышленного узла нагрузки, близкого к генерирующему оборудованию короткого замыкания, с целью сохранения динамической устойчивости генерирующего оборудования необходимо максимально быстро устранить возникший избыток и, при необходимости, обеспечить необходимый уровень генерации активной мощности в послеаварийном режиме. Для этого необходимо использовать УВ ПА: ОГ, ЭТ, КРТ, которая при необходимости дополняется ДРТ, среди которых технологически и экономически наиболее эффективным является УВ КРТ. Необходимая эффективность УВ КРТ достигается при условии его настройки, соответствующей реальным значениям избытка кинетической энергии.

Эффективность УВ КРТ в значительной мере зависит от значений параметров УВ КРТ, вид которого представлен на рисунке 1.1:

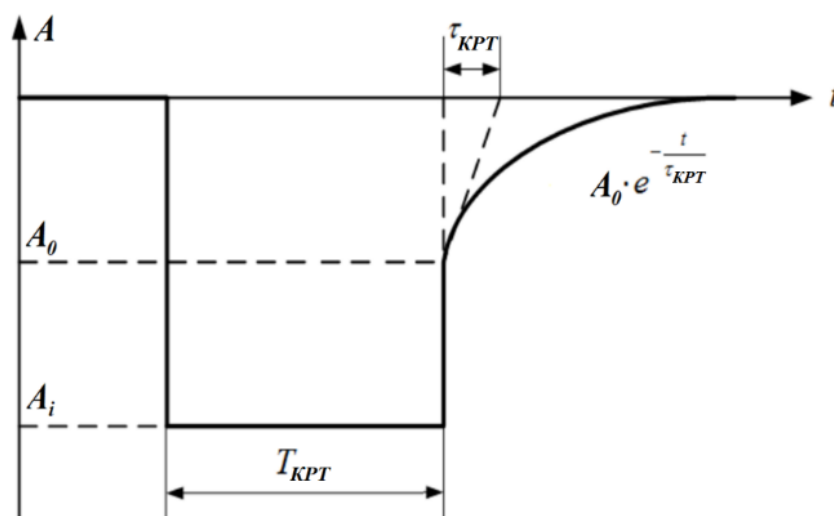


Рисунок 1.1 – Вид УВ КРТ

Обозначения на рисунке 1.1 являются настраиваемыми параметрами УВ КРТ, определение значений которых зависит от совокупности упомянутых

взаимосвязанных процессов в конкретном энергоблоке: его системах регулирования и ЭЭС в целом.

A_i – значение электрического сигнала, подаваемого на электрогидравлический преобразователь (ЭГП), нормируемое неравномерностью (значение равно одной неравномерности (н.в.) – это сигнал, подаваемый в систему регулирования турбины, приводящий при длительном воздействии к изменению генерируемой мощности турбины от номинального значения до нуля). При подаче сигнала $0 < A_i \leq 1$ н.в. происходит закрытие клапанов цилиндра высокого давления (ЦВД) (рисунок 1.2), а регулирующие клапана цилиндра среднего давления (ЦСД) и цилиндра низкого давления (ЦНД) находятся в статичном состоянии. В таком случае быстро изменяется лишь момент ЦВД, изменение момента ЦСД и ЦНД происходит с постоянной времени изменения количества пара в промежуточном пароперегревателе, паропроводах и т.д., тем самым изменение суммарного момента происходит с задержкой. При подаче в систему регулирования сигнала, превышающего значение $A_i = 1$, задействуются клапаны ЦСД и ЦНД, в связи с чем процесс уменьшения суммарного механического момента существенно ускоряется. В настоящее время для достижения максимальной скорости закрытия регулирующих клапанов используется значение A_i равное 4 н.в. Однако данное значение не всегда является необходимым, к тому же оказывается чрезмерное динамическое воздействие на систему регулирования турбины и паропровод, что приводит к их ускоренному износу.

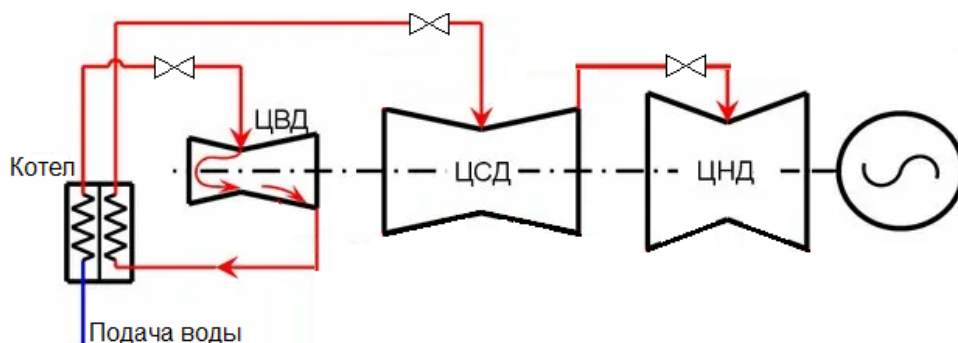


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема турбины энергоблока

T_{KPT} – время удержания значения УВ КРТ на уровне A_i , которое определяет глубину разгрузки (рисунок 1.3). В настоящее время T_{KPT} берут с «запасом», однако получаемая при таких значениях максимальная или близкая к ней глубина разгрузки может оказаться чрезмерной, а полученное переторможение способно привести к нарушению устойчивости во втором и третьем цикле синхронных качаний.

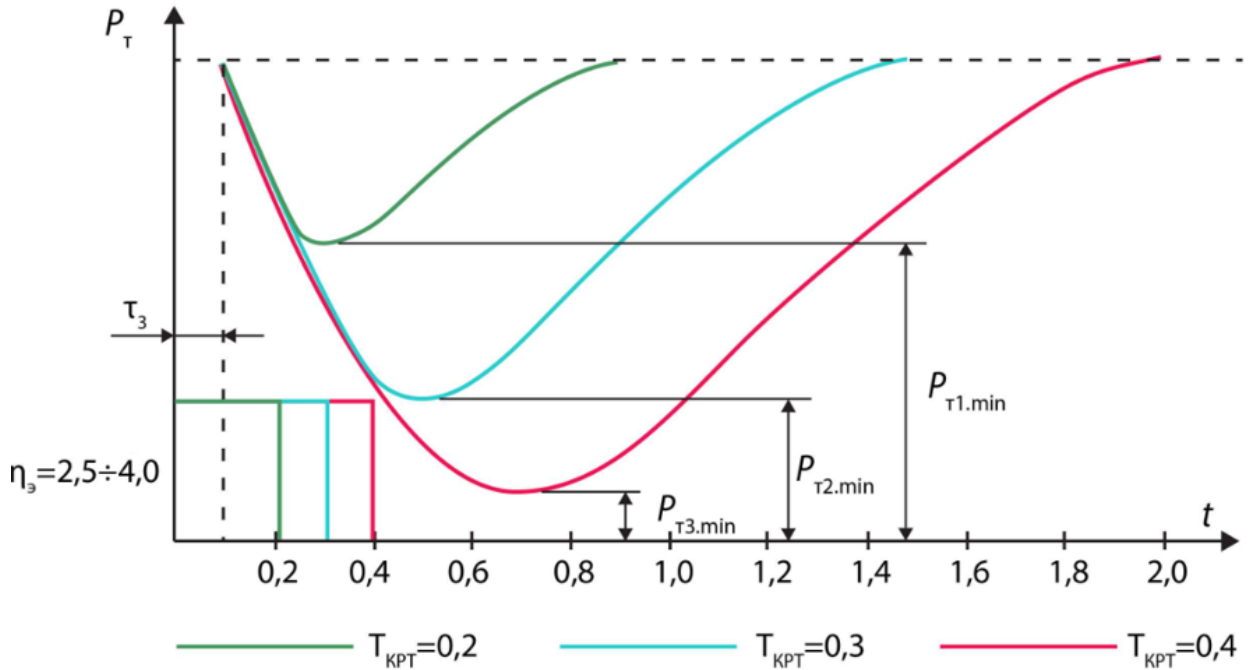


Рисунок 1.3 – Влияние длительности управляющего импульса на глубину разгрузки

A_0 – значение электрического сигнала A_i после времени удержания T_{KPT} . Значение A_0 следует задавать равным единице, т.к. это граничное значение положения регулирующих клапанов при $A_0 \geq 1$ все клапана находятся в закрытом состоянии, а при уменьшении A_0 от 1 до 0 регулирующие клапана открываются. Подача сигнала $A_0 < 1$ может привести к значительному уровню перерегулирования и большой амплитуде синхронных качаний.

В случае полного, а не частичного, снятия сигнала УВ КРТ может произойти нарушение динамической устойчивости во втором цикле синхронных качаний, что особенно актуально для сильных связей (рисунок 1.4), т.к. это приводит к большой скорости изменения угла генератора [21-23].

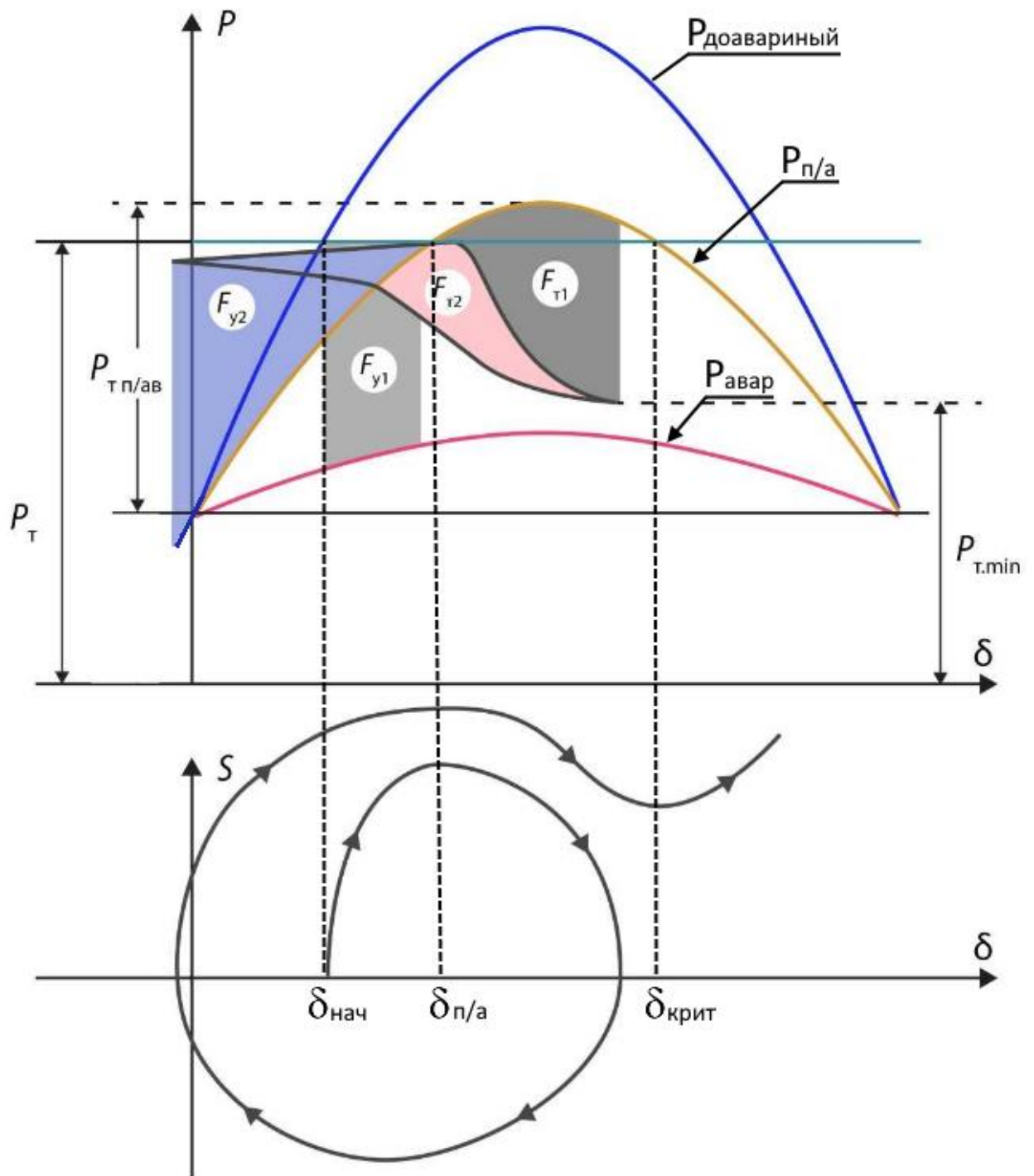


Рисунок 1.4 – Переходный процесс при применении КРТ с нарушением устойчивости: 1 – доаварийная; 2 – аварийная; 3 – послеаварийная характеристика мощности δ

В данном случае к моменту достижения углом максимального значения, когда площадка торможения F_{T1} уравнивает площадку ускорения F_{y1} , мощность турбины еще не успевает восстановиться и может быть близка к своему минимальному значению $P_{т.min}$ (рисунок 1.4). Поэтому при обратном

движении действует большая энергия торможения, соответствующая сумме площадей F_{T1} и F_{T2} , из-за которой формируется площадка ускорения F_{y2} . На стадии процесса, завершается первый цикл качаний. Далее за счет энергии ускорения угол увеличивается, но после прохождения состояния равновесия на послеаварийной характеристике энергия торможения меньше энергии, соответствующей площадке F_{y2} , так как мощность турбины к этой стадии процесса уже практически восстановилась. Поэтому происходит нарушение устойчивости во втором цикле качаний в следствие резкого снятия УВ КРТ, во избежание которого необходимо использовать экспоненциальное снятие УВ КРТ [23], которое определяется значением параметра τ_{KPT} .

τ_{KPT} – постоянная времени экспоненциального обнуления УВ КРТ. В качестве меры по предотвращению нарушения устойчивости во втором цикле синхронных качаний используется импульс с пологим задним фронтом, обеспечивающий дополнительное затягивание обнуления УВ КРТ. При этом обеспечивается прохождение не только первого, но и второго-третьего циклов синхронных качаний. Значение τ_{KPT} определяет скорость установления послеаварийного уровня генерации активной мощности.

Описанные параметры определяют импульсные характеристики каждой отдельно взятой турбины, которые должны удовлетворять требованиям, направленным на обеспечение возможности быстрой, импульсной разгрузки турбины.

Характер процессов при использовании КРТ зависит от соотношения скорости снижения и восстановления мощности турбины и скорости изменения относительного углового положения ротора генератора при электромеханическом переходном процессе. Скорость изменения относительного угла в свою очередь зависит от вида связи (слабая или сильная), вида, длительности и удаленности КЗ, перетока мощности в доаварийном режиме. Наиболее благоприятные условия применения КРТ имеют место при такой достаточно малой скорости изменения угла, когда еще до достижения им критического значения ($\delta=\delta_{кр}$), мощность турбины

практически полностью восстанавливается по своей естественной импульсной характеристике.

Параллельно УВ КРТ в систему регулирования турбины подается УВ ДРТ на механизм управления турбиной (МУТ) для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме. Разгрузка турбины данным УВ обычно происходит на короткое время (до 20 минут), необходимое диспетчеру для восстановления условий нормального режима.

Таким образом, УВ КРТ может быть использовано совместно с УВ ДРТ. Такая разгрузка иллюстрируется на рисунке 1.5. Сигнал $\eta_{\text{ДРТ}}$ обеспечивает изменение генерируемой мощности P по кривой 1, а сигнал $\eta_{\text{КРТ}}$ по кривой 2. При совместном использовании этих УВ P изменяется по кривой 3.

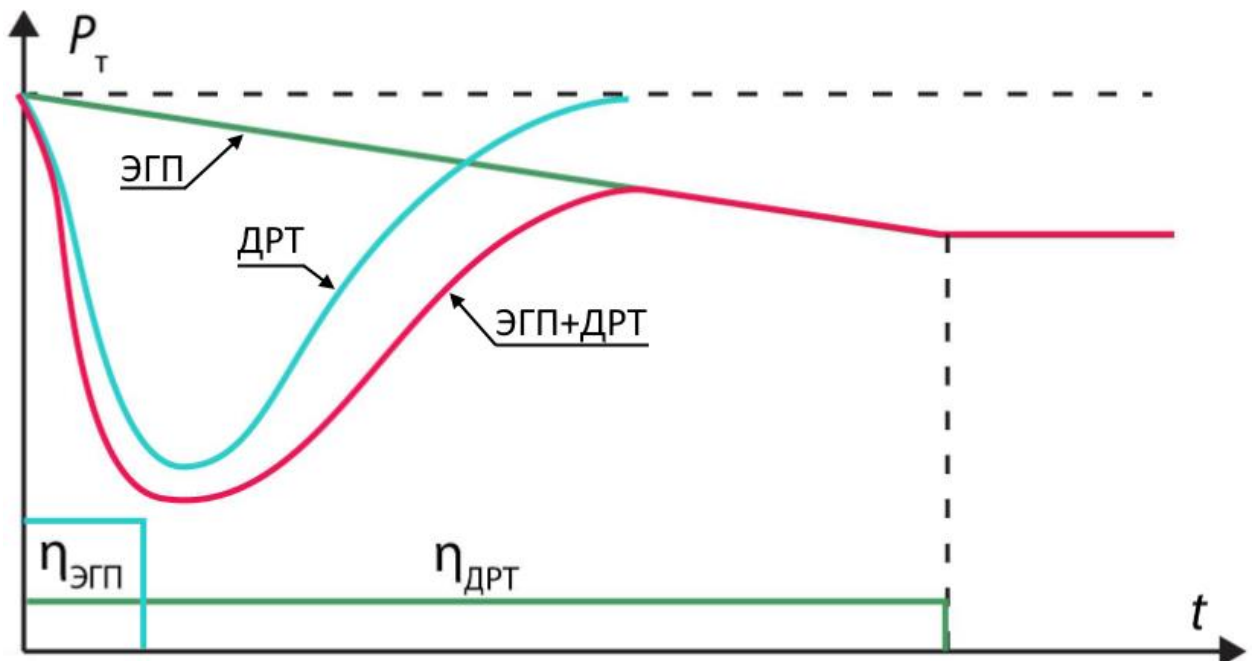


Рисунок 1.5 – Разгрузка КРТ + ДРТ

УВ КРТ совместно с УВ ДРТ используются следующими ПА [24]:

1. Автоматика разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования. Пусковые факторы:
 - отключение ЛЭП;
 - отключение систем (секций) шин;
 - отключение генерирующего оборудования;
 - отключение трансформирующего оборудования.

2. Автоматика разгрузки при перегрузке по мощности. Пусковые факторы:

- превышение перетоком активной мощности заданной величины;
- превышение фазовым углом между векторами напряжения заданной величины.

3. Автоматика ограничения повышения частоты. Пусковые органы:

- повышение частоты;
- скорость повышения частоты.

4. Автоматика ограничения перегрузки оборудования. Пусковые органы:

- повышение тока.

УВ КРТ (в том числе без УВ ДРТ) используется в автоматике разгрузки при коротких замыканиях путем прямого измерения одного или нескольких из следующих параметров во время короткого замыкания:

- величина сброса активной мощности электростанции;
- величина напряжения на шинах электростанции;
- величина угла между электродвижущей силой и напряжением на шинах генераторов электростанции;
- длительность короткого замыкания.

Импульсные характеристики (рисунок 1.3) предоставляются владельцами разгружаемого оборудования для дальнейшего их использования при настройке ПА, реализующей УВ КРТ. Однако из-за невозможности предоставления импульсных характеристик турбин, реализующих УВ КРТ, со всеми возможными значениями настроечных параметров и их комбинациями (A_i , T_{KPT} , A_0 и τ_{KPT}) используется ограниченное количество ступеней настройки до трех, но обычно используют всего одну, УВ КРТ с конкретными значениями настроечных параметров. В этом случае задача настройки УВ КРТ заключается в выборе такого УВ КРТ, при котором процесс реализации разгрузки осуществляется с минимальным уровнем синхронных качаний. С целью исключения подобной «грубой» выборки предлагается получать

импульсные характеристики путем моделирования единого переходного процесса включающего в себя аварийное возмущение, функционирование УВ КРТ, установление послеаварийного режима, что снимает все ограничения на вариацию значений параметров УВ КРТ и дает возможность для каждого аварийного случая использовать оптимальные значения настроечных параметров УВ КРТ.

УВ КРТ выбирается из таблицы значений параметров УВ, рассчитанных заранее, по принципу П-ДО (рисунок 1.6).

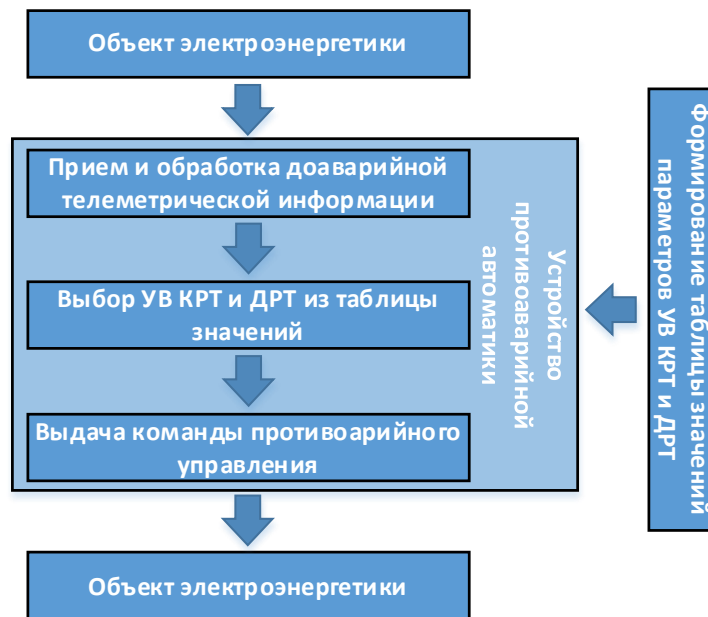


Рисунок 1.6 – Алгоритм задания УВ КРТ

Применение ДРТ необходимо для предотвращения нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме путем снижения генерируемой мощности генераторов в передающей части. Фактическая разгрузка электропередачи за счет использования ДРТ зависит не только от интенсивности ДРТ, но и от соотношения мощностей и коэффициентов крутизны статических частотных характеристик энергосистем, связанных разгружаемой линией. При этом стоит учитывать, что при снижении генерации активной мощности частота в энергообъединении может снижаться. Поэтому при определении фактической разгрузки необходимо учитывать реакцию генераторов и нагрузки на это изменение частоты в соответствии с их частотными статическими характеристиками.

При повышении частоты реакция генераторов и нагрузки усиливает эффект ДРТ, применяемый в передающей и приемной части системы.

Учитывая вышесказанное, основным направлением в методике настройки УВ КРТ должен быть выбор обоснованных сочетаний значений параметров УВ КРТ, исходя из конкретных условий функционирования и характера переходных процессов, вызываемых аварийным возмущением, в ходе которого необходимо использовать УВ КРТ. Выбор наиболее эффективных значений параметров УВ КРТ возможен при наличии необходимой и достоверной информации о процессах в оборудовании разгружаемого энергоблока и ЭЭС в целом. Учитывая, что при моделировании подобных переходных процессов нельзя однозначно определить степень влияния отдельного оборудования на его протекание [25-33], для адекватной настройки УВ КРТ, которая соответствовала бы конкретным схемно-режимным состояниям ЭЭС, необходимо обеспечить воспроизведение модели ЭЭС, позволяющей достоверно учесть как взаимовлияние отдельных агрегатов одной станции, так и влияние других объектов на общий результирующий переходный процесс при функционировании КРТ.

Для получения нужной информации необходимо использовать детальные математические модели и средства, способные осуществить их решение. Однако в используемых многочисленных ПВК расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС нередко применяются упрощения и ограничения для математических моделей ЭЭС и условий их решения. Основной причиной необходимости этих упрощений и ограничений является то, что достаточно полная и достоверная трехфазная математическая модель любой реальной ЭЭС с учетом допустимого частичного эквивалентирования всегда содержит достаточно жесткую нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно высокого порядка. [34-53]. Данную проблематику, независимо от используемой компьютерной техники, наследуют многочисленные цифровые ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

Между тем, достаточно полные математические модели ЭЭС образуют систему, жесткость которой превышает 10^3 . Данное обстоятельство вынуждает использовать современный математический аппарат, для использования которого необходимо наличие довольно мощного и производительного компьютера, но даже в этом случае для расчета такой системы необходимо значительное время. С целью уменьшения жесткости подобных моделей приходится исключать малые постоянные времени и, следовательно, упрощать математическую модель ЭЭС.

Кроме этого, для наибольшей теоретически абсолютной устойчивости многошаговый метод численного интегрирования должен быть неявным.

Из-за существующих ограничительных условий численного интегрирования во многих ПВК расчетов режимов и процессов ЭЭС применяются следующие ограничения и упрощения:

- декомпозиция единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов в ЭЭС на установившийся и различные стадии переходных процессов;
- применение метода симметричных составляющих с упрощениями применяемых математических моделей электросетевых элементов, которые представляются статическими моделями в виде алгебраических уравнений [54–59].

При этом независимо от указанных выше ограничений и упрощений всегда неизвестной остается пошаговая ошибка аппроксимации и закон ее изменения, т.е. методическая ошибка решения в целом, определение которой в теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений отнесено к разряду фундаментальных проблем.

Из вышеобозначенного следует вывод, что удовлетворительное решение больших систем дифференциальных уравнений сложно достижимо, а для улучшения обусловленности необходимо снижать жесткость, дифференциальный порядок, нелинейность и уменьшать интервал решения, осуществимые за счет декомпозиции режимов ЭЭС, упрощения

математических моделей оборудования и ЭЭС в целом, а также ограничения интервала решения воспроизводимых процессов. Кроме того, при этом всегда неизвестной остается, присущая численным методам интегрирования, методическая ошибка решения.

1.2 Свойства и возможности программно-вычислительных и программно-аппаратных комплексов расчета режимов и процессов в ЭЭС

Обозначенной выше проблематикой определяется декомпозиционная специализация многочисленных ПВК расчета режимов и процессов в больших ЭЭС: ПВК расчета нормальных установившихся режимов, ПВК расчета режимов и процессов (электромагнитных или электромеханических), их свойства и возможности.

ПВК расчета электромагнитных переходных процессов позволяют воспроизводить достаточно полные и достоверные математические модели оборудования традиционных ЭЭС, однако в случае современных ЭЭС, которые включают в себя FACTS, объекты возобновляемой энергетики, разнообразные силовые преобразователи и т.д., ПВК, ввиду ограниченной используемым персональным компьютером вычислительной способностью, не применяются для моделирования подобных ЭЭС [13, 60].

В ПВК расчета нормальных установившихся режимов используются статические модели всех элементов ЭЭС в виде соответствующих алгебраических уравнений. Результаты таких расчетов используются в качестве начальных условий в ПВК расчета переходных режимов и процессов, в которых все сетевые элементы воспроизводятся статическими моделями и расчеты выполняются по однолинейным схемам с применением метода симметричных составляющих для несимметричных режимов. Также применяются в разной степени упрощенные математические модели электрических машин. В частности, в одном из наиболее распространенных в

электроэнергетике, особенно российской, средстве анализа режимов и процессов в ЭЭС ПВК Eurostag [60, 61] используются достаточно адекватные модели систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения, а также первичных двигателей и системы автоматического регулирования, однако вместо трехфазных используются однолинейные модели с применением метода симметричных составляющих, воспроизведение сетевых элементов происходит в виде статических моделей и соответствующих алгебраических уравнений вместо дифференциальных, кроме того, в модели электрической машины не учитываются трансформаторные электродвижущие силы (ЭДС) в уравнениях статорной цепи, и соответственно [61]:

$$\Psi_a = -2 \cdot \frac{u \cdot e^{\pm \Delta \omega \cdot t}}{\omega \pm \Delta \omega} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (1.1)$$

где u – напряжение статора; ω – синхронная частота; $\pm \Delta \omega$ – отклонение частоты от синхронной; Ψ_a – потокосцепление статорной цепи, обусловленное апериодической составляющей тока; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока.

Согласно (1.1) погрешность расчета зависит от частоты и неучета трансформаторных ЭДС, при этом необходимо исключать активное сопротивление статора и ЭДС скольжения [62].

В итоге частичный учет переходных процессов и неизвестная методическая ошибка порождают проблему неопределенной достоверности расчетов переходных процессов.

С целью воспроизведения единого спектра процессов без декомпозиции на коммутационные, электромагнитные и т.д. процессы применяют ПВК PSCAD, Matlab Simulink, позволяющие воспроизводить достаточно детальные математические модели оборудования традиционных ЭЭС. Однако воспроизведение переходных процессов в современных ЭЭС, включающих в

себя: устройства FACTS, возобновляемые источники энергии, силовые преобразователи [63-65] и т.д. (в том числе для оценки влияния оборудования ЭЭС на процесс функционирования КРТ) с помощью ПВК связано со значительными вычислительными возможностями и затратами времени [30, 66-69]. Данное обстоятельство приводит к необходимости эквивалентирования генерирующего оборудования и частей воспроизводимой ЭЭС, упрощения систем регулирования и управления, ограничения интервала решения и т.д. Учитывая вышесказанное, математическое моделирование переходных процессов с помощью подобных ПВК ограничивается небольшими эквивалентными схемами ЭЭС с детальным воспроизведением только необходимой для исследований части ЭЭС. При подобном упрощении теряется влияние отдельных элементов на процессы в ЭЭС, что является важной частью при исследовании функционирования КРТ. Детальное воспроизведение модели ЭЭС при проведении настройки УВ КРТ позволяет наиболее достоверно учесть как взаимовлияние отдельных агрегатов в рамках одной станции или соседних станций рассматриваемого энергорайона на качество протекания процессов, так и влияние других объектов на возникающий переходный процесс во время функционирования УВ КРТ.

Многопроцессорные программно-аппаратные комплексы (ПАК) моделирования переходных процессов способны минимизировать некоторые описанные выше недостатки ПВК. ПАК способны осуществлять моделирование ЭЭС большой размерности с необходимой детализацией математических моделей ее оборудования, в том числе канала функционирования КРТ.

Несмотря на преимущества, ПАК свойственна собственная проблематика моделирования больших ЭЭС:

1. После выполнения своих вычислений процессорные модули должны обмениваться данными друг с другом за счет создаваемой дополнительной задержки во временном шаге, которым ограничивается возможная пропускная способность ПАК.

2. Присутствие методической ошибки методов численного интегрирования.

3. Масштаб исследуемой ЭЭС ограничен составом ПАК, который находится в распоряжении пользователя, однако он может быть расширен. В данном случае остается проблема высокой стоимости подобных комплексов, кроме того, учитывая, что подобные ПАК разрабатываются и производятся за границей, могут возникать сложности с их приобретением.

Однако стоит отметить, что в зависимости от конкретных задач ПАК и ПВК способны обеспечить необходимую достоверность получаемых результатов моделирования, максимально приближенных к натурным данным [70-72].

В силу методического характера рассмотренной проблемы, определяемые ею указанные негативные последствия возникают в том числе за счет использования численного моделирования динамических систем, независимо от используемой компьютерной техники. В связи с чем предлагается альтернативный инструмент моделирования (ВМК РВ ЭЭС), позволяющий получить необходимую информацию при моделировании больших динамических систем, функционирование которого основано на использовании гибридного моделирования, открывающего возможность для каждого значимого аспекта данной сложной проблемы создавать и применять наиболее эффективные методы и средства, агрегирование которых обеспечивает решение проблемы в целом.

С целью демонстрации возможностей ВМК РВ ЭЭС была проведена верификация установившегося режима Томской ЭЭС. Полученные с помощью ВМК РВ ЭЭС данные сравнивались с имеющимися записями оперативно-информационного комплекса (таблицы 1 и 2).

Таблица 1. Сравнение значений напряжения на шинах подстанций, полученных путем моделирования на ВМК РВ ЭЭС, с данными оперативно-информационного комплекса

Наименование подстанции	$U_{\text{ВМК}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ОИК}}, \text{кВ}$	$\Delta U, \%$
Володино-220 кВ	229,46	230	0,22
Асино-220 кВ	229,76	230	0,28
Восточная-220 кВ	226,33	224	0,81
ГПП-200-220 кВ	228,45	226,5	1,12
Зональная-220 кВ	225,87	226	0,03
Мельниково-220 кВ	229,92	240	3,84
Орловка-220 кВ	229,86	220,3	4,55
Парабель-220 кВ	225,37	231	2,26
Чажемто-220 кВ	228,30	240	4,70
Володино-110 кВ	115,05	114	1,04
Асино-110 кВ	111,71	114	1,64
Восточная-110 кВ	118,15	120	1,09
ГПП-200-110 кВ	117,73	117,2	0,09
Зональная-110 кВ	117,64	117	0,81
Мельниково-110 кВ	114,79	119	3,26
Парабель-110 кВ	115,39	119	3,57
Чажемто-110 кВ	112,76	117	3,63

Таблица 2. Сравнение значений токов и мощностей по линиям, полученных путем моделирования на ВМК РВ ЭЭС, с данными оперативно-информационного комплекса

Наименование ЛЭП	$P_{\text{ВМК}}, \text{МВт}$	$P_{\text{ОИК}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \%$	$I_{\text{ВМК}}, \text{кА}$	$I_{\text{ОИК}}, \text{кА}$	$\Delta I, \%$
Т-201	52,01	50	4,01	0,148	0,144	3,01
Т-202	62,73	62	1,18	0,185	0,184	0,46

Продолжение таблицы 2

T-203	39,15	37	5,81	0,156	0,156	0,22
T-204	32,64	31	5,08	0,131	0,13	0,54
T-208	64,30	65	1,07	0,164	0,164	0,02
T-211	25,27	27	6,42	0,082	0,096	4,57
T-212	24,48	24	1,99	0,067	0,055	1,74
T-213	8,16	9	1,3	0,089	0,091	1,78
T-214	17,70	17	4,1	0,072	0,073	0,82
AT-215	38,20	38	0,54	0,110	0,110	0,72
AT-216	24,53	24	2,2	0,081	0,081	0,46
T-218	33,74	33	2,25	0,086	0,086	0,21
T-219	8,68	8,7	0,23	0,024	0,024	1,45
T-220	8,34	8	4,2	0,025	0,024	4,12
TB-221_2	89,64	90	0,4	0,231	0,23	0,29
TB-231_2	89,86	90	0,16	0,230	0,23	0,15
ВЧ-222	65,70	67	1,94	0,166	0,166	0,03
ВЧ-232	66,20	66	0,31	0,167	0,165	0,96
ЧП-223	51,82	53,7	3,49	0,132	0,132	0,23
ЧП-233	51,82	52	0,17	0,133	0,132	0,82
С-1	52,09	52	2,60	0,104	0,1	3,8
С-2	17,44	17	0,78	0,128	0,128	0,11
С-3	20,16	20	3,53	0,151	0,151	0,14

Кроме этого, на рисунках 1.7–1.11 представлены результаты моделирования однофазного короткого замыкания (фазы В на землю) на ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино с временем отключения короткого замыкания (КЗ) со стороны ПС Володино – 0,144 с, со стороны ПС Чажемто – 0,916 с, успешного автоматического повторного включения (АПВ) на ПС Чажемто – 5,1 с, на ПС Володино – 5,4 с. Полученные результаты моделирования при воспроизведении по имеющимся данным схемно-режимного состояния

Томской ЭЭС сопоставлены с записями регистраторов аварийных событий (РАС):

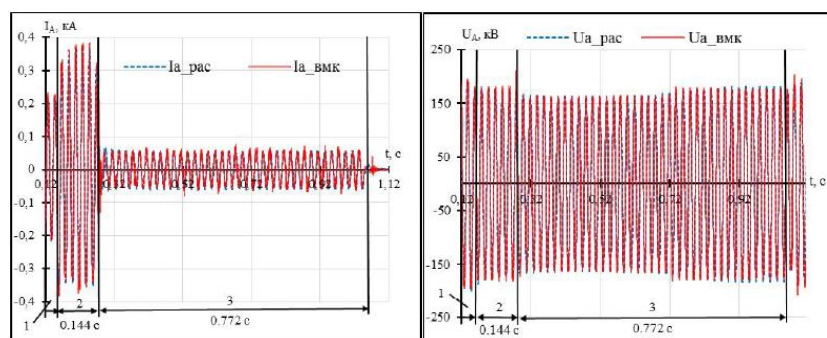


Рисунок 1.7 – Осциллограммы фазных токов и напряжений фазы А при КЗ фазы В на землю (ВГ) ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино, полученные с помощью ВМК РВ ЭЭС и РАС, где 1 – предаварийный режим, 2 – отключение на ПС Володино, 3 – отключение на ПС Чажемто

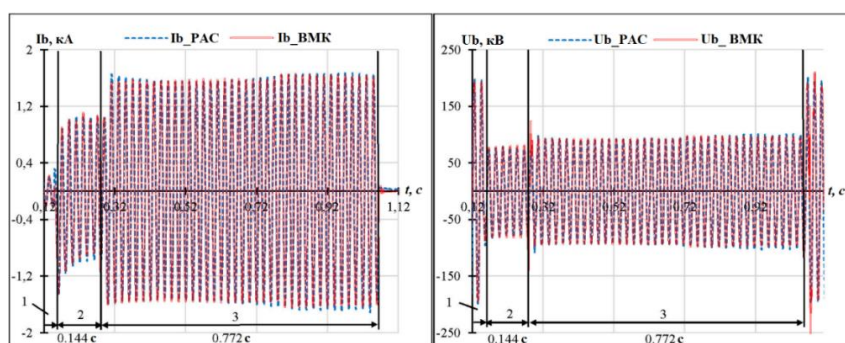


Рисунок 1.8 – Осциллограммы фазных токов и напряжений фазы В при КЗ фазы В на землю (ВГ) ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино, полученные с помощью ВМК РВ ЭЭС и РАС, где 1 – предаварийный режим, 2 – отключение на ПС Володино, 3 – отключение на ПС Чажемто

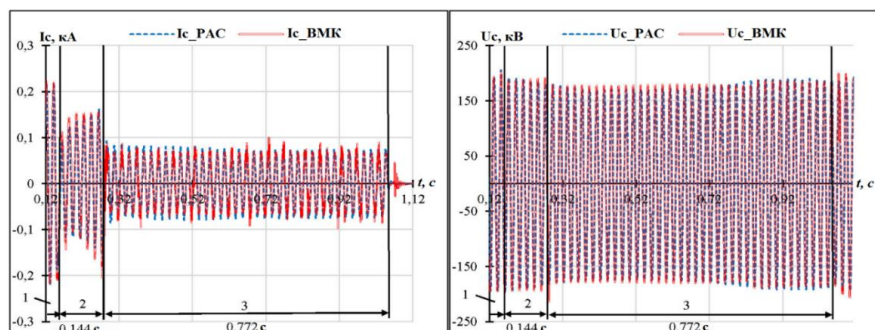


Рисунок 1.9 – Осциллограммы фазных токов и напряжений фазы С при КЗ фазы В на землю (ВГ) ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино, полученные с помощью ВМК РВ ЭЭС и РАС, где 1 – предаварийный режим, 2 – отключение на ПС Володино, 3 – отключение на ПС Чажемто

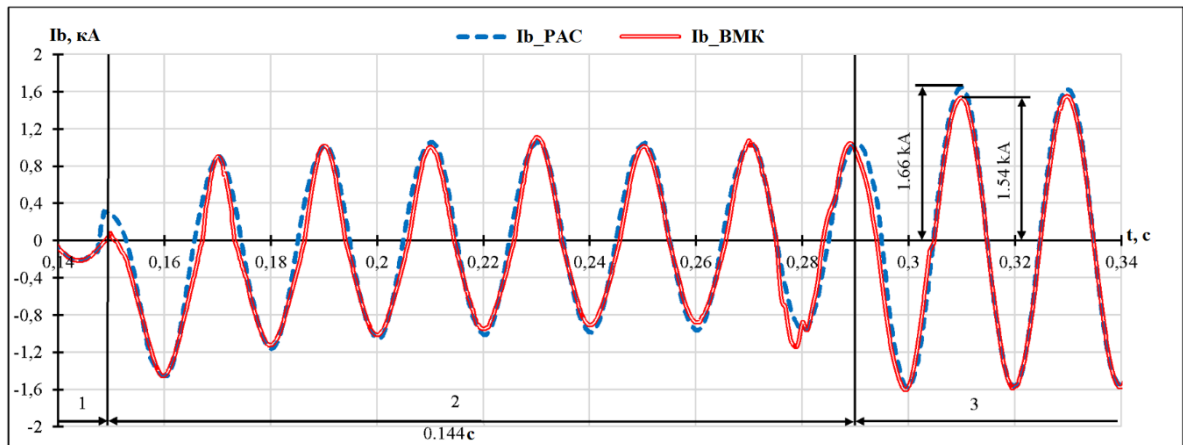


Рисунок 1.10 – Осциллограммы тока в поврежденной фазе В ЛЭП 220 кВ в детализируемом масштабе

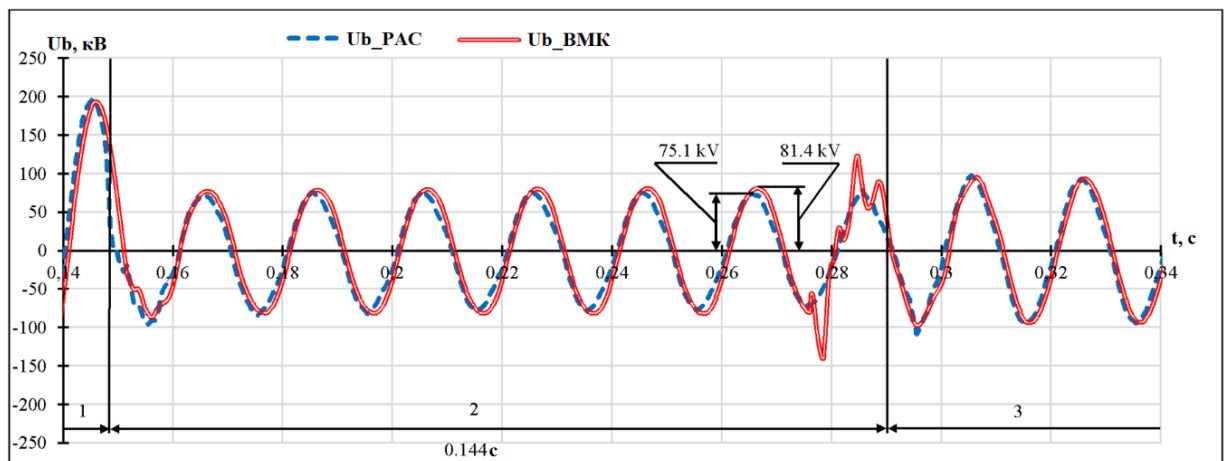


Рисунок 1.11 – Осциллограммы напряжения в поврежденной фазе В ЛЭП 220 кВ в детализируемом масштабе

Результаты моделирования переходных процессов с помощью ВМК РВ ЭЭС содержат незначительные ($\leq 9\%$) отличия от натурных осциллограмм, обусловленные в основном следующими причинами:

- точностью параметров нулевой последовательности ЛЭП, связанной с некоторой неопределенностью исходных данных [73, 74];
- амплитудной и фазовой погрешностью регистраторов аварийных событий, формируемой измерительными трансформаторами тока и напряжения, а также входными согласующими цепями [2].

1.3 Концепция гибридного моделирования электроэнергетических систем

Общие и конкретные положения концепции всережимного моделирования ЭЭС любых больших динамических систем сформированы на основе решения проблемы, исключающей ранее указанные упрощения и ограничения:

1. Использование для всех элементов ЭЭС математических моделей, на основе дифференциальных уравнений, достаточно полно и достоверно воспроизводящих реальный непрерывный спектр процессов при всевозможных нормальных и аварийных режимах их работы в ЭЭС любой размерности.

2. Осуществление с высокой гарантированной точностью непрерывной параллельной реализации всережимной модели ЭЭС в необходимом для исследований и практики масштабе времени.

3. Создание средств, обеспечивающих выполнение п. 1, 2, а также всех необходимых для исследований и практики информационно-управляющих свойств и возможностей.

4. Для исключения необходимости декомпозиции режимов и процессов в ЭЭС, упрощений математических моделей оборудования и ЭЭС в целом, ограничений интервала воспроизведения процессов, а также методической ошибки применяется метод непрерывного неявного параллельного интегрирования дифференциальных уравнений [28].

5. Реализация указанных в п. 3 средств на основе новейших достижений интегральной микроэлектроники, микропроцессорной техники и информационных технологий.

Конкретизацией общих положений являются основные положения концепции всережимного моделирования ЭЭС:

1. Синтезирование для всех элементов ЭЭС всережимных моделей, достаточно полно и достоверно описывающих реальный непрерывный спектр нормальных и аномальных процессов функционирования ЭЭС.

2. Разрабатываются и используются средства, обеспечивающие:

1) использование непрерывного неявного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений и параллельного решения трехфазных всережимных математических моделей ЭЭС;

2) преобразование представленных напряжениями непрерывных математических переменных входных-выходных фазных токов силового электрооборудования в соответствующие им модельные физические токи и осуществление всевозможных коммутаций, моделирующих линейные выключатели при формировании трехфазных узлов воспроизводимой ЭЭС, а также различные короткие замыкания и другие коммутационные процессы, на модельном физическом уровне посредством интегральных микроэлектронных цифроуправляемых униполярных аналоговых ключей ввиду отсутствия всережимных математических моделей для коммутационных процессов;

3) осуществление всех необходимых информационно-управляющих свойств и возможностей с помощью цифро-аналогово и аналого-цифрового преобразования с использованием микропроцессорной, компьютерной техники и соответствующего программного обеспечения;

4) возможность представления, хранения и обработки получаемой информации.

3. Для реализации п. 1, 2.1, 2.2, 2.3 создаются и применяются специально созданные специализированные процессоры (СП) каждого вида оборудования ЭЭС, в состав которых входят микропроцессорные узлы и (МПУ) и гибридные сопроцессоры (ГСП). Реализация информационного взаимодействия и осуществления всевозможных управляющих функций (п. 2.3, 2.4) выполняется посредством информационно-управляющей системы, объединяющей посредством локальной компьютерной сети МПУ всех специализированных гибридных процессоров (СП) с Сервером. Для сервера

и МПУ, а также автоматизированных рабочих мест (АРМ) клиента, устанавливаемых без ограничений во внешней компьютерной сети (ВКС), создается специализированное программное обеспечение. Использование ВКС позволяет осуществлять информационное взаимодействие с внешними программными и программно-аппаратными средствами: оперативно-информационным комплексом, системой мониторинга переходных режимов, SCADA и др.

3.1) Для реализации п. 1, 2.1 и 2.2 применяются специально созданные параллельные цифро-аналоговые структуры с МПУ и продольно-поперечные коммутаторы, образующие для каждого вида моделируемого оборудования СГП, которые объединяются согласно структуре моделируемой ЭЭС.

3.2) Центральный процессор (ЦП) и периферийные процессоры входят в состав МПУ и обеспечивают необходимые уровни коммуникации с Сервером, возможность управления различными параметрами математической модели задействованного оборудования.

3.3) Сервер осуществляет функции по обработке и хранению данных моделирования, а также взаимодействие с каждым МПУ и, посредством внешней компьютерной сети с АРМ клиентов или другими внешними программными средствами.

4. С целью формирования необходимой топологии моделируемой ЭЭС разрабатываются и производятся соответствующие печатные кросс-платы коммутаторов трехфазных узлов, обеспечивающие надежное взаимодействие воспроизводимого оборудования на модельном физическом уровне.

5. Необходимый уровень эксплуатационно-технических свойств и возможностей обеспечивается применением современных достижений интегральной микроэлектроники, микропроцессорной техники и IT-технологий.

В соответствии с общими и основными положениями концепции всережимного моделирования ЭЭС в НИЛ «МЭЭС» ТПУ разработан и создан ВМК РВ ЭЭС [33, 75-84].

Указанная ранее модернизация ВМК РВ ЭЭС, ориентированная на реализацию УВ КРТ, составляющую цель и задачи данной работы, выполненная автором данной диссертации, заключается в следующем:

1. Синтезирование и проверка детализированной математической модели турбины и ее системы регулирования, содержащей системы дифференциальных уравнений оборудования;
2. Проведение комплекса экспериментов с целью подтверждения корректности функционирования синтезированной математической модели.

1.4 Выводы

1. Выбор УВ КРТ из предоставляемых импульсных характеристик не всегда позволяет получить переходный процесс с минимальным уровнем перегулирования и амплитудой синхронных качаний при функционировании УВ КРТ.
2. С целью обеспечения технологической и экономической эффективности УВ КРТ необходимо получать импульсные характеристики путем математического моделирования.
3. Главной задачей методики настройки УВ КРТ является определение численных значений параметров УВ КРТ с учетом ДРТ (при необходимости). Соответствующее сочетание данных параметров обеспечивает необходимую скорость и глубину разгрузки турбины энергоблока с целью обеспечения динамической и статической устойчивости.
4. Необходимую информацию о переходном процессе для выбора оптимальных значений параметров УВ КРТ можно получить путем гибридного моделирования, реализованного в ВМК РВ ЭЭС.

Рисунок 2.1 – Структурная схема математической модели турбины и ее системы регулирования

В результате синтезирована универсальная математическая модель (рисунок 2.1), состоящая из модели паровой турбины и ее системы регулирования.

Кроме того, значения частоты и активной мощности генератора, вводимые в математическую модель паровой турбины (ММПТ), являются решением системы уравнений математической модели синхронного генератора (ММСГ).

На рисунке 2.1 жирными линиями выделена взаимосвязанная совокупность звеньев, образующая каналы протекания УВ КРТ и УВ ДРТ.

$K_{ДРТ}$ – коэффициент канала задания значения послеаварийной мощности ($P_{ДРТ}$).

$K_{КРТ}$ – канал задания управляющего воздействия кратковременной разгрузки турбины энергоблока.

$\frac{P_{\Delta ЭГП}}{P_{ЭГП}} = \frac{K_{ЭГП}}{1 + T_{ЭГП} p}$ – передаточная функция (ПФ) ЭГП на выходе которой формируется значение изменения генерируемой активной мощности за счет КРТ ($P_{\Delta ЭГП}$).

$T_{ЭГП}$, $K_{ЭГП}$ – постоянная времени и коэффициент усиления ЭГП.

$\frac{P_{\Delta РМ}}{P_{РМ}} = \frac{K_{РМ}}{1 + T_{РМ} p}$ – ПФ канала медленнодействующей части регулятора мощности (РМ), принимающая УВ ДРТ, которое задается коэффициентом $K_{ДРТ}$, а также определяет послеаварийное значение генерируемой активной мощности ($P_{ДРТ}$).

$T_{РМ}$, $K_{РМ}$ – постоянная времени и коэффициент усиления общего канала медленнодействующего контура РМ.

$\frac{P'_{\Delta МУТ}}{P_{МУТ}} = \frac{1}{1 + T_{МУТ} p}$ – ПФ МУТ, на выходе которого формируется

значение изменения генерируемой активной мощности в послеаварийном режиме ($\Delta P_{МУТ}$).

$T_{МУТ}$, $K_{МУТ}$ – постоянная времени и коэффициент МУТ.

$\frac{\mu_{ПЗ}}{P_{\Delta\Sigma}} = \frac{1}{1+T_{ПЗ}P}$ – суммарное изменение генерации активной мощности ($P_{\Delta\Sigma}$) поступает на промежуточный золотник, на выходе которого формируется сигнал об изменении положения штока промежуточного золотника ($\mu_{ПЗ}$).

$T_{ПЗ}$ – постоянная времени промежуточного золотника регулятора турбины.

$K_{\eta В}$, $K_{\eta С}$ – коэффициенты каналов прямого управления регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД с ЦНД паровой турбины соответственно.

Сигнал, определяющий изменение положения окон золотника ЦСД и ЦНД, проходя через ограничители ($\mu_{OC}^{\max}$ и $\mu_{ЗС}^{\max}$), делится на два сигнала, определяющие изменение степени открытия (μ_{OC}) и закрытия ($\mu_{ЗС}$) окон золотника ЦСД и ЦНД.

$\frac{\mu_{ОЗС}}{\mu_{OC}} = \frac{1}{1+T_{ОЗС}P}$ – ПФ открытия окон золотника сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, ЦНД.

$T_{ОЗС}$ – постоянная времени открытия окон золотника сервомотора ЦСД и ЦНД.

$\frac{\mu_{ЗЗС}}{\mu_{ЗС}} = \frac{1}{1+T_{ЗЗС}P}$ – ПФ закрытия окон золотника сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, ЦНД.

$T_{ЗЗС}$ – постоянная времени закрытия окон золотника сервомотора ЦСД и ЦНД.

Значения открытия (μ_{O3C}) и закрытия (μ_{33C}) окон золотника ЦСД и ЦНД поступает на сервомотор, чья ПФ представлена ниже:

$$\frac{\mu_{OCC}}{\mu_{O3C}} = \frac{1}{T_{OCC}P} - \text{ПФ перемещения поршня сервомотора регулирующих}$$

клапанов ЦСД и ЦНД на открытие.

T_{OCC} – постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦСД и ЦНД на открытие.

$$\frac{\mu_{3CC}}{\mu_{33C}} = \frac{1}{T_{3CC}P} - \text{ПФ перемещения поршня сервомотора регулирующих}$$

клапанов ЦСД и ЦНД на закрытие.

T_{3CC} – постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦСД и ЦНД на закрытие.

Суммарный сигнал перемещения штока сервомотора ЦСД и ЦНД (μ_{CC}) поступает на ограничитель положения полного открытия ($\mu_{CO}^{\max}$) и закрытия ($\mu_{C3}^{\max}$), определяя тем самым положение регулирующих клапанов ЦСД и ЦНД (ξ_C).

Сигнал, определяющий изменение положения окон золотника ЦВД, проходя через ограничители ($\mu_{OB}^{\max}$ и $\mu_{3B}^{\max}$), делится на два сигнала, определяющие изменение степени открытия (μ_{OB}) и закрытия (μ_{3B}) окон золотника.

$$\frac{\mu_{O3B}}{\mu_{OB}} = \frac{1}{1+T_{O3B}P} - \text{ПФ открытия окон золотника сервомотора}$$

регулирующих клапанов ЦВД.

T_{O3B} – постоянная времени открытия окон золотника сервомотора ЦВД.

$$\frac{\mu_{33B}}{\mu_{3B}} = \frac{1}{1+T_{33B}P} - \text{ПФ закрытия окон золотника сервомотора}$$

регулирующих клапанов ЦВД.

T_{33B} – постоянная времени открытия окон золотника сервомотора ЦВД.

$$\frac{\mu_{BO}}{\mu_{O3B}} = \frac{1}{T_{O3B} p} - \text{ПФ перемещения поршня сервомотора регулирующих}$$

клапанов ЦВД на открытие.

T_{O3B} – постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦВД на открытие.

$$\frac{\mu_{B3}}{\mu_{33B}} = \frac{1}{T_{33B} p} - \text{ПФ перемещения поршня сервомотора регулирующих}$$

клапанов ЦВД на закрытие.

T_{33B} – постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦВД на закрытие.

Суммарный сигнал перемещения штока сервомотора ЦВД (μ_{BB}) поступает на ограничитель положения полного открытия ($\mu_{BO}^{\max}$) и закрытия ($\mu_{B3}^{\max}$), определяя тем самым положение регулирующих клапанов ЦВД (ξ_B).

Степень открытия регулирующих клапанов умножается на давление пара поступающего в ЦВД (ρ_B) и ЦСД с ЦНД (ρ_C), получая количество пара в ЦВД (D_B) и ЦСД с ЦНД (D_C).

$$\frac{D_{BD}}{D_B} = \frac{1}{1 + T_{CB} p} - \text{ПФ, определяющая количество пара на выходе ЦВД}$$

(D_{BD}) в зависимости от количества пара, подаваемого на его вход (D_B).

T_{CB} – постоянная времени парового объема, расположенного за регулируемыми клапанами ЦВД.

$$\frac{D_{CD}}{D_C} = \frac{1}{1 + T_{CS} p} - \text{ПФ, определяющая количество пара на выходе ЦСД}$$

(D_{CD}) в зависимости от количества пара, подаваемого на его вход (D_C).

$T_{ЦС}$ – постоянная времени парового объема, расположенного за регулирующими клапанами ЦСД.

$$\frac{D_{НД}}{D_{СД}} = \frac{1}{1 + T_{ЦН} p} - \text{ПФ, определяющая количество пара на выходе ЦНД}$$

($D_{НД}$) в зависимости от $D_{СД}$.

$T_{ЦН}$ – постоянная времени парового объема, расположенного за регулирующими клапанами ЦНД.

$$\frac{M_T}{D_{\Sigma}} = \frac{1}{1 + T_j p} - \text{ПФ, определяющая момент турбины } (M_T) \text{ в}$$

зависимости от суммарного количества пара (D_{Σ}) поступающего из ЦВД, ЦНД, ЦСД.

T_j – постоянная времени роторов турбины и генератора.

$$\frac{\rho_{ПП}}{D_{ПП}} = \frac{1}{T_{ПП} p} - \text{ПФ, определяющая давление на выходе}$$

промежуточного пароперегревателя ($\rho_{ПП}$) в зависимости от количества пара подаваемого на его вход ($D_{ПП}$).

$T_{ПП}$ – постоянная времени промежуточного пароперегревателя.

$$\frac{\mu_{ГО}}{\mu_B} = \frac{T_{ГО} p}{1 + T'_{ГО} p} - \text{ПФ отрицательной гибкой обратной связи системы}$$

управления регулирующими клапанами ЦВД и соответствующая данной функции система уравнений:

$$\mu_B = \frac{1}{T'_{ГО}} (T_{ГО} \mu_{ГО} - Z_B) \quad (2.1)$$

$$\frac{dZ_B}{dt} = \mu_B \quad (2.2)$$

$T_{ГО}$ – постоянная времени отрицательной гибкой обратной связи системы управления регулирующими клапанами ЦВД.

$$\frac{\omega_{\Delta\text{чк}}}{\omega_{\text{чк}}} = \frac{T_{\text{чк}} p}{1 + T'_{\text{чк}} p} \quad - \quad \text{ПФ частотного корректора быстродействующего}$$

канала РМ и соответствующая ей система дифференциальных уравнений:

$$\omega_{\Delta\text{чк}} = \frac{1}{T'_{\text{чк}}} (T_{\text{чк}} \omega_{\text{чк}} - Z_{\Delta\text{чк}}) \quad (2.3)$$

$$\frac{dZ_{\Delta\text{чк}}}{dt} = \omega_{\Delta\text{чк}} - \omega_{\text{чк}} \quad (2.4)$$

$$\frac{P_{\Delta\text{дм}}}{P_{\text{дм}}} = \frac{T_{\text{дм}} p}{1 + T'_{\text{дм}} p} \quad - \quad \text{ПФ канала динамической коррекции}$$

медленнодействующей части РМ и соответствующая ей система дифференциальных уравнений:

$$P_{\text{дм}} = \frac{1}{T'_{\text{дм}}} (T_{\text{дм}} P_{\text{дм}} - Z_{\text{дм}}) \quad (2.5)$$

$$\frac{dZ_{\Delta\text{дм}}}{dt} = P_{\Delta\text{дм}} - P_{\text{дм}} \quad (2.6)$$

$T_{\text{дм}}$ – постоянная времени звена динамической коррекции медленнодействующего контура РМ.

$$\frac{\omega_{\Delta\text{чкм}}}{\omega_{\text{чк}}} = \frac{K_{\text{чк}}}{1 + T_{\text{чк}} p} \quad - \quad \text{ПФ частотного корректора}$$

медленнодействующего контура РМ.

$T_{\text{чк}}, K_{\text{чк}}$ – постоянная времени и коэффициент усиления звена динамической коррекции частотной коррекции быстродействующего канала РМ.

$$\frac{P_{\Delta\text{дк}}}{P_{\text{дк}}} = \frac{1 + T_{\text{дк}} p}{1 + T'_{\text{дк}} p} \quad - \quad \text{ПФ звена динамической коррекции}$$

быстродействующего канала РМ и соответствующее ей дифференциальное уравнение:

$$P_{\Delta\text{дк}} = \frac{1}{T'_{\text{дк}}} (T_{\text{дк}} P_{\text{дк}} - Z_{\Delta\text{дк}}) \quad (2.7)$$

$$\frac{dz_{\Delta DK}}{dt} = P_{\Delta DK} - P_{DK} \quad (2.8)$$

T_{DK} – постоянная времени звена динамической коррекции быстродействующего контура РМ.

$$\frac{P_{ИМ}}{P_{Г}} = \frac{K_{ИМ}}{1 + T_{ИМ} p} - \text{ПФ измерителя мощности.}$$

$T_{ИМ}$, $K_{ИМ}$ – постоянная времени и коэффициент усиления измерителя мощности.

$$\frac{\omega_{ИЧ}}{\omega} = \frac{K_{ИЧ}}{1 + T'_{ИЧ} p + T''_{ИЧ} p^2} - \text{ПФ измерителя частоты.}$$

$T_{ИЧ}$, $K_{ИЧ}$ – постоянная времени и коэффициент усиления измерителя частоты.

K_{M0} – коэффициент, обеспечивающий возможность моделирования разнообразных возмущений момента турбины (M_0), в том числе в исследовательских целях.

$K_{ЦВ}$, $K_{ЦС}$, $K_{ЦН}$ – коэффициенты, определяющие долю момента турбины за счет ЦВД, ЦСД и ЦНД соответственно.

K_{ρ_0} – коэффициент, определяющий давление свежего пара (ρ_0) в ЦВД.

$K_{ВЗД}$, $K_{СЗД}$ – коэффициенты, определяющие начальные положения регулирующих клапанов ЦВД ($\mu_{ВЗД}$) и ЦСД с ЦНД ($\mu_{СЗД}$), их всевозможных неисправностей, а также особенностей функционирования соответственно.

$K_{ПП}$ – коэффициент канала промежуточного пароперегревателя.

$K_{ОЖВ}$, $K_{ОЖС}$ – коэффициенты отрицательной жесткой обратной связи системы управления регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД с ЦНД соответственно.

$K_{РДВ}$, $K_{РДС}$ – коэффициенты канала управления регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД с ЦНД паровой турбины с промышленными и теплофикационными отборами пара, обеспечивающие автономность управления скоростью вращения турбины и давлением соответственно.

$K_{РС}$ – коэффициент канала регулятора скорости.

$K_{\Delta\rho}$ – коэффициент канала по изменению мощности за счет давления свежего пара ($\Delta\rho_T$).

$K_{ДПК}$ – коэффициент общего канала регулирования мощности для конденсационных турбин.

$K_{АРЧМ}$ – коэффициент канала регулирования мощности по сигналу от системного АРЧМ ($\Delta P_{АРЧМ}$).

$K_{ГН}$ – коэффициент, определяющий задаваемую энергоблоку мощность ($P_{ГН}$), который при соответствующем изменении может задавать необходимый график нагрузки.

$K_{ПА}$ – коэффициент канала динамической коррекции быстродействующего канала РМ.

$K_{\omega 0}$ – коэффициент задания начального значения частоты.

Все коэффициенты, представленные на рисунке 2.1, являются программно-управляемыми и функционально-задаваемыми.

В представленной на рисунке 2.1 схеме отсутствует линия обеспечения регенеративных отборов пара, поскольку на данных линиях устанавливают обратные клапаны, отсекающие подогреватели от камер отборов при сбросах нагрузки. Основным источником перемещения парового затвора обратного клапана – действующее на него паровое усилие, обусловленное разностью давлений в камере отбора и подогревателе. Это обеспечивает быстрое закрытие затвора после закрытия регулирующих клапанов.

При проведении экспериментальных и расчетных исследований турбоагрегатов тепловых электростанций и атомных электростанций, выполненных различными организациями [96, 97], установлено, что при одинаковых импульсных воздействиях различные турбоагрегаты имеют неодинаковые импульсных характеристики. Различие достигает примерно 50% по глубине и 30% по скорости снижения мощности, 70% по степени закрытия регулирующих клапанов ЦВД и 30% – клапанов ЦСД и ЦНД. Обнаруженный разброс можно объяснить неодинаковыми для различных турбин характеристиками ЭГП и регулирующих клапанов, различным запаздыванием в гидравлических линиях от ЭГП к сервомоторам регулирующих клапанов, а также влиянием системы регенерации. Поскольку скорость закрытия обратных клапанов регенеративных отборов соизмерима со скоростью разгрузки турбины, из-за различия характеристик обратных клапанов в сходные моменты времени после подачи управляющего сигнала они могут быть закрыты на одних турбинах и открыты на других, что определяет разный характер изменения мощности. Вследствие отмеченного разброса при одинаковых управляющих воздействиях импульсные характеристики одних турбин могут быть достаточно близкими к требуемым, а других – не соответствовать предъявляемым требованиям. Для безусловного выполнения последних необходима работа турбинных заводов и наладчиков автоматической системы регулирования по уменьшению разброса импульсных характеристик. Однако достижение их полной идентичности представляется затруднительным, в частности из-за трудно устранимого разброса расходных характеристик регулирующих клапанов и динамических характеристик обратных клапанов регенеративных отборов, а также наличия воздуха в рабочей жидкости системы управления. Поэтому представляется целесообразным подача на ЭГП различных турбин неодинаковых управляющих импульсов, интенсивность и длительность которых выбирались бы с учетом фактических характеристик конкретной турбины и возникшей аварийной ситуации.

Регулярным повторением испытаний установлено, что в межремонтный период с течением времени импульсные характеристики практически не изменяются, но могут существенно изменяться после капитального ремонта: до 20% по глубине разгрузки и 15% по времени запаздывания начала снижения мощности после подачи управляющего сигнала [96, 97]. Поэтому после ремонтов необходимо заново снимать импульсные характеристики турбины, которые должны соответствовать жестким требованиям.

Представленная математическая модель реализована в программно-аппаратном виде (рисунок 2.2–2.3). Программная часть выполнена на языке программирования кода Assembler (Приложение А) в сочетании с аппаратной частью может быть использована в качестве программно-аппаратной системы, на вход которой подаются параметры текущего механического момента ротора агрегата, частота вращения ротора, значения параметров КРТ и, в случае необходимости, ДРТ, а на выходе вычисляется измененный за счет действия разгрузки механический момент ротора агрегата.

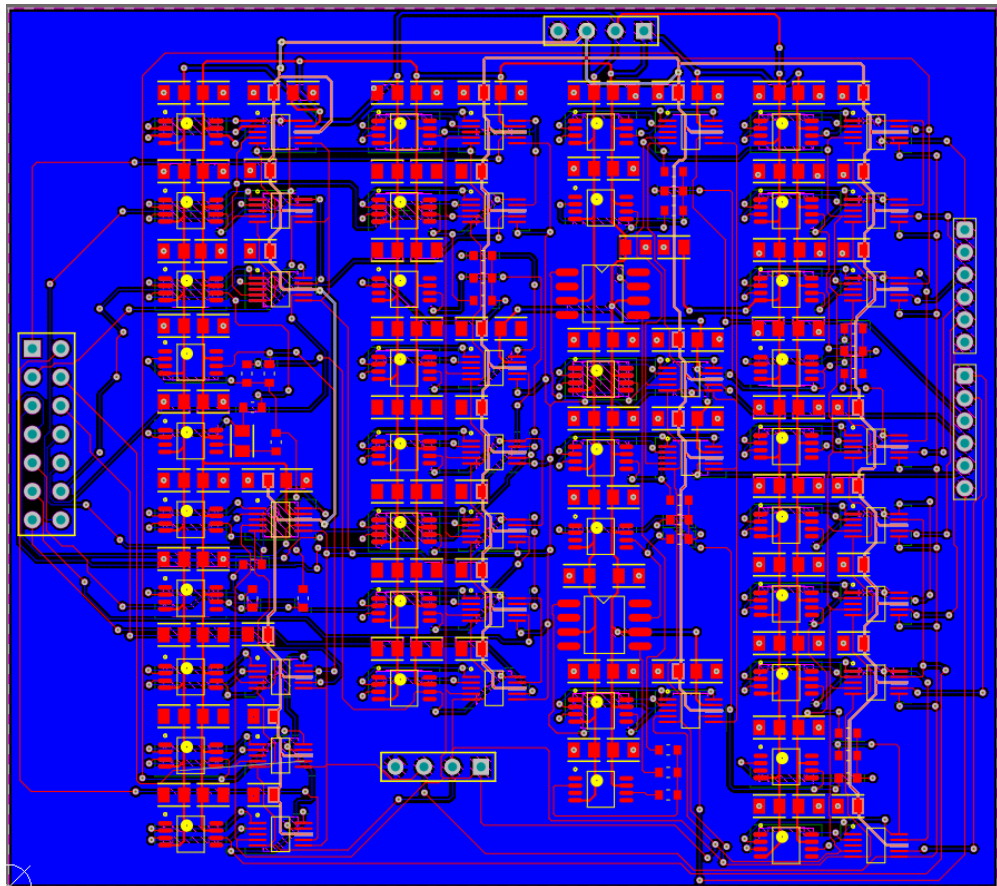


Рисунок 2.2 – Трассировка печатной платы

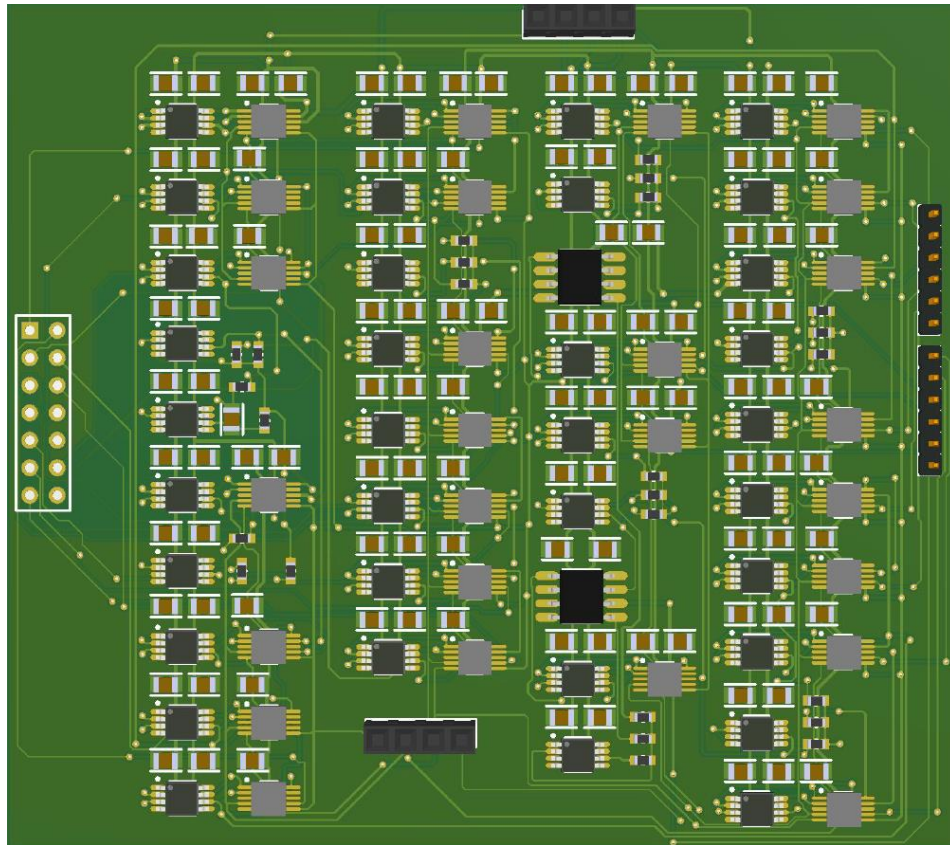


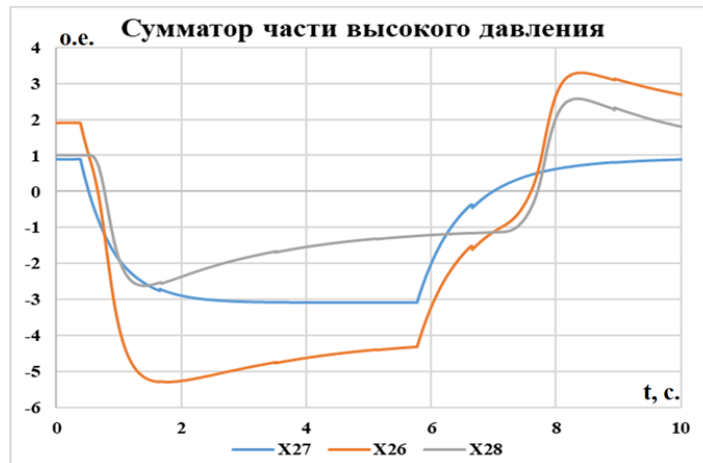
Рисунок 2.3 – Печатная плата, реализующая разработанную математическую модель

2.2 Тестирование синтезированной математической модели

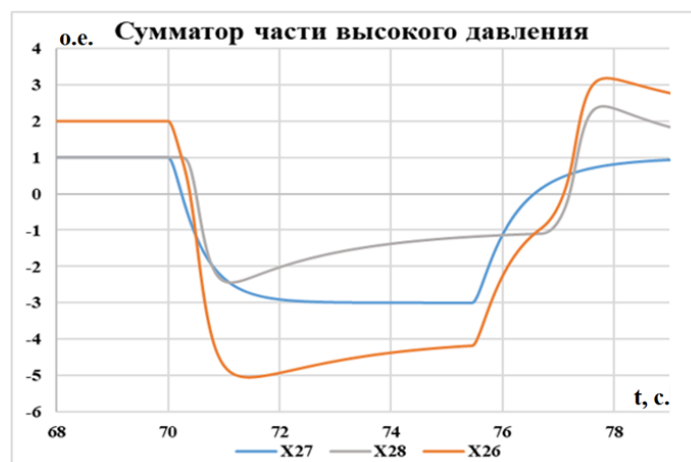
Динамика процесса изменения момента паровой турбины при регулировании положения соответствующих регулирующих клапанов главным образом определяется параметрами промежуточных объемов пара, заключенных между регулируемыми клапанами соответствующих ступеней турбины и в тракте промперегрева.

Синтезированная математическая модель состоит из набора элементарных блоков: интегрирующих звеньев с ограничениями, апериодических звеньев, дифференцирующих звеньев и т.д.

Проверка корректности работы каждого отдельного звена математической модели турбины и ее системы регулирования, а также совокупной модели в целом выполнена путем ее реализации в БМК РВ ЭЭС и ПВК PSCAD. Примеры сравнения получаемых результатов моделирования представлены на рисунках 2.4–2.6.



(а)



(б)

Рисунок 2.4 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б–ПВК PSCAD при тестировании сумматора 4 части высокого давления на приведенном ранее рисунке 5

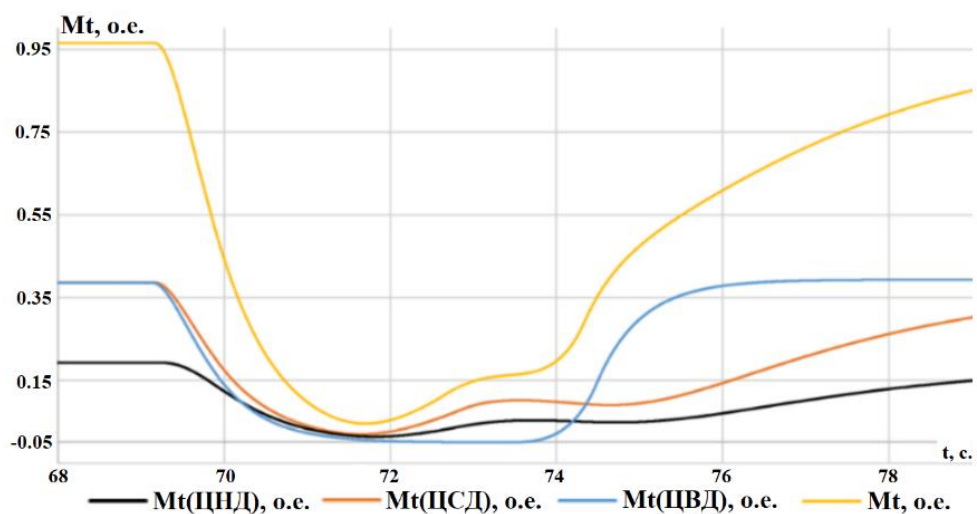


Рисунок 2.5 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью ПВК PSCAD при тестировании канала сумматора частей мощности ЦВД, ЦСД и ЦНД

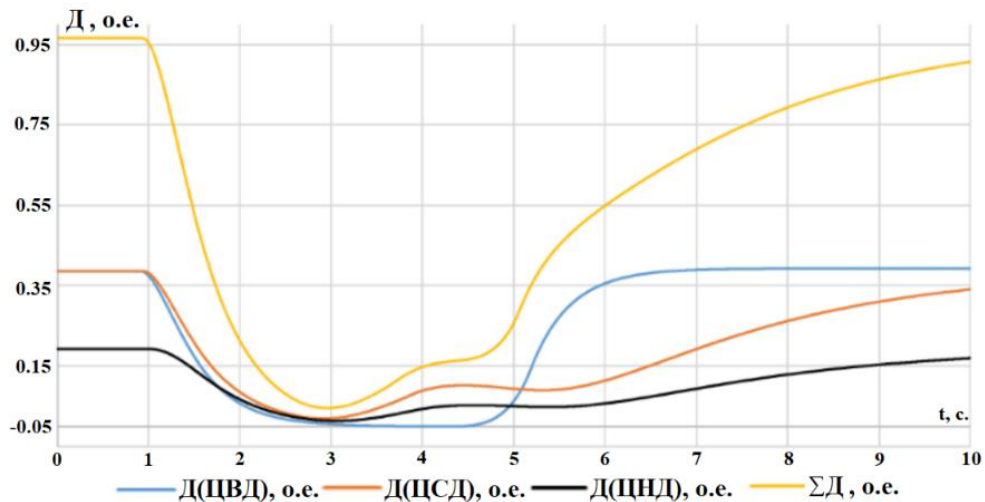


Рисунок 2.6 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью ВМК РВ ЭЭС при тестировании канала сумматора частей мощности ЦВД, ЦСД и ЦНД

Результаты тестирования всех звеньев синтезированной математической модели полностью подтвердили адекватность ее функционирования с задаваемыми параметрами. Максимальная относительная погрешность при выполнении всех операций составляет менее 1%.

Также выполнена проверка корректности работы каждого отдельного звена математической модели и совокупной модели в целом, которая более детально представлены в Приложении Б.

2.3 Используемый автоматический регулятор возбуждения

При установлении послеаварийного значения генерируемой активной мощности возможно возникновение затухающих, а в некоторых случаях возрастающих или установившихся синхронных качаний разгружаемого агрегата. Возникающие синхронные качания в большей степени зависят работы устройства от автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронного генератора (рисунок 2.7). В моделируемом агрегате используется быстродействующая тиристорная система возбуждения совместно с АРВ отечественного типа – AVR-ЗМ, включающим в себя необходимые каналы и законы регулирования, а также дополнительные блоки релейной форсировки и ограничения минимального/максимального возбуждения.

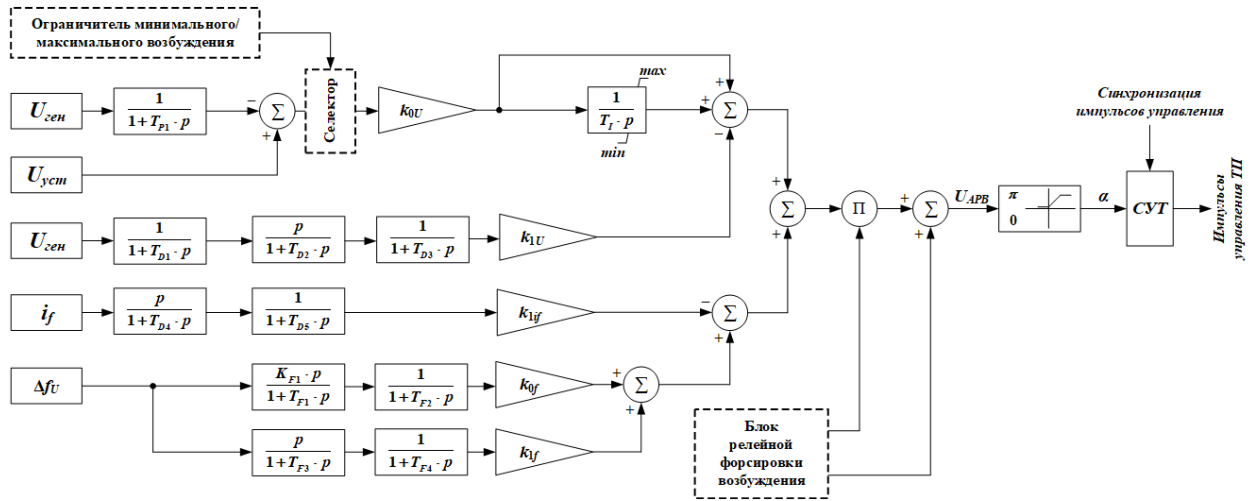


Рисунок 2.7 – Функциональная операторная схема AVR-3М

T_{P1} – постоянная времени звена измерителя напряжения в канале по отклонению напряжения; T_{D1} , T_{D2} , T_{D3} – постоянные времени звеньев дифференциального канала по напряжению; T_{D4} , T_{D5} – постоянные времени звеньев канала внутренней стабилизации по производной тока ротора; K_{F1} , T_{F1} , T_{F2} , T_{F3} , T_{F4} – коэффициент усиления и постоянные времени звеньев канала внешней стабилизации по частоте напряжения и ее производной

Представленная схема АРВ осуществляет формирование сигнала системы автоматического регулирования возбуждения синхронного генератора (U_{APB}) с учетом как основного канала по отклонению напряжения и соответствующих каналов стабилизации, так и каналов по ограничению минимального/максимального возбуждения и релейной форсировки возбуждения. Сигнал регулятора определяет величину угла включения тиристоров, которая может изменяться в диапазоне $[0; \pi]$, и подается далее в систему управления тиристорами. Последняя осуществляет выполнение широтно-импульсной модуляции путем сравнения опорного и несущего сигналов, а также дальнейшее формирование необходимых импульсов управления. Входным сигналом для каналов внешней стабилизации по частоте и ее первой производной является отклонение частоты напряжения на выводах синхронного генератора, измерение которого осуществляется по мгновенным значениям фазных напряжений в соответствии со способом, представленным

в работе [98], а также являющимся наиболее простым, эффективным и быстросействующим подходом к измерению частоты. С помощью автоматического селектора в основном канале АРВ по отклонению напряжения выбирается приоритетный сигнал по условию ограничения минимального/максимального возбуждения.

2.3 Выводы

1. Синтезированная детальная математическая модель турбины и ее системы регулирования позволяет получать необходимую информацию для осуществления поиска оптимальных значений параметров УВ КРТ.
2. Для проверки корректности функционирования представленной математической модели выполнена проверка работы каждого звена синтезированной модели.
3. Анализ результатов тестирования детализированной математической модели показал, что максимальная относительная погрешность составляет менее 1%.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИНЫ

3.1 Методика выбора оптимальных значений параметров УВ КРТ

Методика выбора параметров УВ КРТ [99] состоит из следующих положений:

1. В исследуемой ЭЭС выбирается электростанция, в состав которой входит выделенный под разгрузку энергоблок. Выбранный энергоблок должен соответствовать следующим требованиям:

I. Энергоблок должен быть способен уменьшить генерируемую мощность до любого значения, лежащего в пределах его регулирующего диапазона, не более чем за 2-4 секунды. При этом не должны срабатывать автоматические ограничители скорости изменения нагрузки турбины, если этого не требуется для обеспечения безопасности оборудования блока. После быстрого снижения мощности блока до значения, лежащего в пределах его регулировочного диапазона, блок должен иметь возможность работы с этой мощностью в течение неограниченного времени. Также не должно требоваться дополнительного отключения оборудования кроме того, которое может быть необходимым при нормальном эксплуатационном снижении мощности блока. После быстрого снижения мощности блока до значения, меньшего границы регулировочного диапазона, должна быть допустима кратковременная работа блока с такой мощностью с последующим восстановлением мощности до значения, лежащего в пределах регулировочного диапазона.

II. Энергоблок должен быть способен уменьшить мощность турбины не менее чем на 5% номинального значения через 0.1-0.2 секунды после подачи сигнала на использование УВ КРТ. Скорость сброса мощности с 95% до 5% с момента подачи УВ КРТ должна быть не менее 2 отн. ед/с. Мощность турбины от номинального значения до значения, соответствующего нагрузке

собственных нужд, должна снижаться не более чем за 0,7 секунды. Должно допускаться уменьшение скорости восстановления мощности за счет подачи экспоненциального сигнала на набор мощности после действия КРТ.

III. Скорость набора вырабатываемой мощности должна быть не менее 10% за 2 секунды.

2. Определяются перетоки мощности по отходящим от станции линиям во всех установившихся схемно-режимных состояниях ЭЭС (летний максимум/минимум нагрузки, зимний максимум/минимум нагрузки, различные ремонтные схемы и т.д.).

3. Используя средство моделирования, которое может реализовать детальные модели основного и вспомогательного оборудования ЭЭС, предварительно моделируются аварийные возмущения, согласно [100].

4. Из полученных в п. 3 переходных процессов выбираются те, при которых наблюдается нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования рассматриваемой станции, и определяется необходимая величина сброса нагрузки.

5. Для каждого конкретного аварийного процесса, связанного с возникновением аварийного избытка кинетической энергии ротора, определяются численные значения параметров УВ КРТ:

а. A_i определяется, исходя из компенсации постоянных времени: ЭГП, золотников, сервомоторов ЦВД, ЦСД и ЦНД, паровых объемов в цилиндрах турбины и т.д. Ориентируясь на данные постоянные времени, задается значение A_i , при увеличении которого (A_{i+1}) скорость изменения момента турбины не возрастает или возрастает не значительно. Начиная со значения $A_i=4$ н.в., с шагом в 0,1 н.в. в сторону уменьшения необходимо выбрать то значение, при котором скорость уменьшения механического момента разгружаемого турбогенератора (V_i) отвечает следующим условиям:

$$\begin{cases} \frac{V_i}{V_{i-1}} > 1,11 \\ \frac{V_i}{V_{i+1}} > 0,97 \end{cases},$$

где:

$$V_i = \frac{M_{НАЧ} - M_{РАЗГ}}{t_{РАЗГ} - t_{НАЧ}}, \quad M_{НАЧ} - \text{механический момент турбины до разгрузки,}$$

$M_{РАЗГ}$ – минимальный механический момент турбины при разгрузке, $t_{РАЗГ}$ – время достижения $M_{РАЗГ}$, $t_{НАЧ}$ – время начала разгрузки.

б. $T_{КРТ}$ принимается в соответствии с требуемой глубиной разгрузки. Выбор параметра $T_{КРТ}$: начиная со значения $T_{КРТ}=0,1$ секунды с шагом 0,25 в сторону увеличения необходимо выбрать то значение, при котором сохраняется динамическая устойчивость.

с. Выбор параметра $\tau_{КРТ}$: значение данного параметра выбирается такое, при котором достигается минимальный уровень синхронных качаний при установлении послеаварийного режима. Исходно принимается значение $A_0=1$ н.в. Начиная со значения $\tau_{КРТ}=1$ с шагом 0,5 в сторону увеличения необходимо выбрать то значение $\tau_{КРТ}$, при котором достигается минимальный уровень и длительность синхронных качаний. Значения остальных параметров следует принять по п.п. 5а для: Ai , в п.п. 5а, п.п. 5б. $T_{КРТ}$.

д. Выполнить п. 5 для каждого переходного процесса из п. 4.

6. При необходимости предотвращения нарушения статической устойчивости задействуется ДРТ с учетом максимальный допустимого перетока (МДП) и аварийно допустимого перетока (АДП) активной мощности.

3.2 Реализация модели ЭЭС в ВМК РВ ЭЭС

Учитывая снятие ограничений на математическое моделирование ЭЭС концепцией гибридного моделирования, реализованной в ВМК РВ ЭЭС, а также возможность данного комплекса обеспечить воспроизведение всего

значимого спектра квазиустановившихся и переходных процессов при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы оборудования и ЭЭС в целом, экспериментальные исследования в рамках диссертационной работы выполнены на произвольном фрагменте ЭЭС, где связь между Станцией 2 и остальной энергосистемой относится к категории сильной связи (рисунок 3.1).

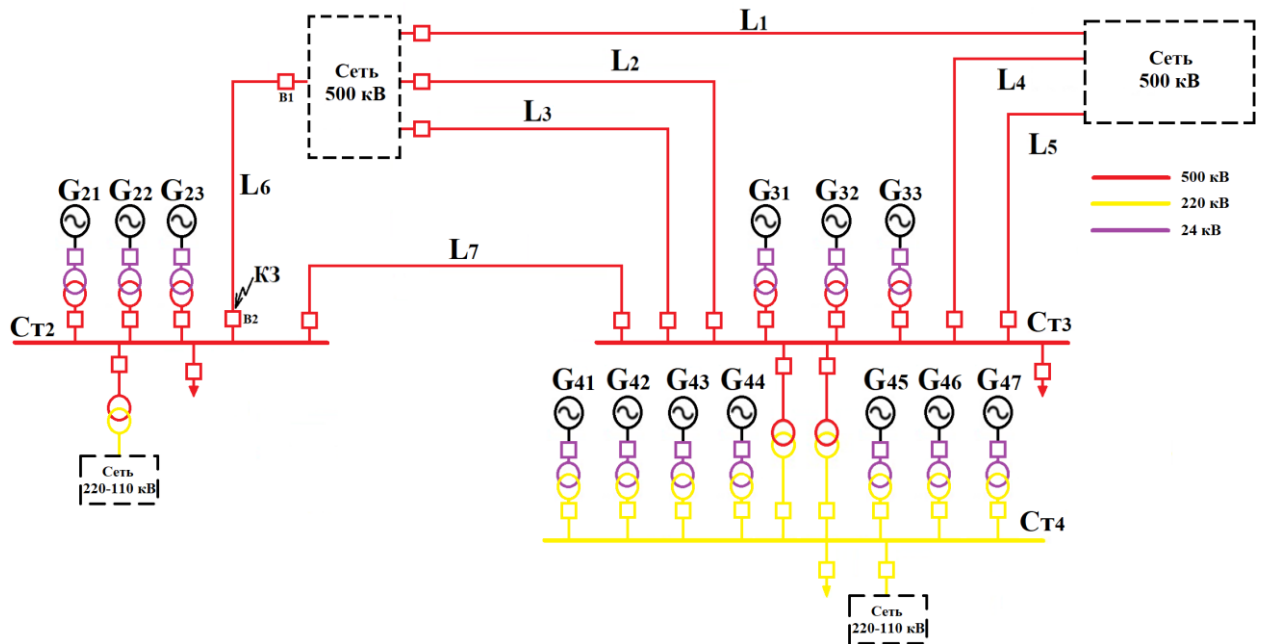


Рисунок 3.1 – Схема воспроизводимой ЭЭС в однолинейном исполнении

В модели ЭЭС воспроизводится электрическая сеть класса напряжений 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ с трансформаторами различной мощности, основные электростанции с воспроизведением каждого энергоблока и/или генерирующего агрегата, динамические нагрузки и средства компенсации реактивной мощности. Детализированные математические модели линий электропередач, характеристики намагничивания трансформаторов (автотрансформаторов) и электрических машин, параметры всех системных элементов заданы усреднено по соответствующим справочным данным [87-92].

В приведенной схеме (рисунок 3.1) генераторы G_{21} , G_{22} и G_{23} содержат детализированную математическую турбины и ее системы регулирования ориентированные на осуществление настройки УВ КРТ.

Номинальная мощность генераторов G_{21} , G_{22} и G_{23} ($P_{НОМ}$) составляет 800 МВт. Для генераторов данной мощности основные и наиболее влияющие на функционирование КРТ параметры представлены ниже [21, 86, 101-107]:

Постоянная времени парового объема, расположенного за регулирующими клапанами ЦВД ($T_{ЦВ}$) – 0,4 с.

Постоянная времени парового объема, расположенного за регулирующими клапанами ЦСД ($T_{ЦС}$) – 0,5 с.

Постоянная времени парового объема, расположенного за регулирующими клапанами ЦНД ($T_{ЦН}$) – 0,2 с.

Постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦВД на открытие ($T_{ОСВ}$) – 0,13 с.

Постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦСД и ЦНД на открытие ($T_{ОСС}$) – 0,12 с.

Постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦВД на закрытие ($T_{ЗСВ}$) – 0,16 с.

Постоянная времени перемещения поршня сервомотора регулирующих клапанов ЦСД и ЦНД на закрытие ($T_{ЗСС}$) – 0,15 с.

Постоянная времени открытия окон золотника сервомотора ЦВД ($T_{ОЗВ}$) – 0,1 с.

Постоянная времени открытия окон золотника сервомотора ЦСД и ЦНД ($T_{ОЗС}$) – 0,1 с.

Постоянная времени закрытия окон золотника сервомотора ЦВД ($T_{ОЗВ}$) – 0,14 с.

Постоянная времени закрытия окон золотника сервомотора ЦСД и ЦНД ($T_{ОЗС}$) – 0,14 с.

Постоянная времени ЭГП ($T_{ЭГП}$) – 0,3 с.

Постоянная времени МУТ ($T_{МУТ}$) – 20 с.

3.3 Определение исходных схемно-режимных состояний моделируемой ЭЭС

Теоретически обоснованные и практически подтвержденные свойства и возможности ВМК РВ ЭЭС исключают необходимость собственно его всережимной верификации, тем не менее, поскольку ВМК РВ ЭЭС обеспечивает точное воспроизведение единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов с гарантированной инструментальной погрешностью, воспроизведение какого-либо квазиустановившегося процесса, в частности при $f \approx 50$ Гц, результаты верификации квазиустановившегося процесса распространяемы на весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов, включая коммутационные перенапряжения.

Определение схемно-режимного состояния ВМК РВ ЭЭС является сравнением результатов моделирования различных установившихся режимов с аналогичными результатами, полученными с помощью широко распространенного специализированного ПВК RastrWin [108], используемого подразделениями диспетчерского управления ЕЭС России для решения задач по анализу и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем путём расчёта алгебраических уравнений. ПВК RastrWin является апробированным инструментом, полученные с помощью него результаты расчёта установившихся режимов неоднократно сравнивались с натурными данными и показывали приемлемые по достоверности результаты, в том числе для воспроизводимой ЭЭС. В связи с этим выполняется сравнение схемно-режимных состояний воспроизводимой ЭЭС с помощью ВМК РВ ЭЭС и ПВК RastrWin:

- Режим №1 – зимний максимум.
- Режим №2 – G_{21} выведен из работы.

В представленных далее таблицах 3–6 приводятся результаты сравнения для подстанций и ЛЭП. Для каждого получившегося значения рассчитывалась относительная погрешность δ :

$$\delta_x = \left[\frac{x_{DATA} - x_{BMK}}{x_{DATA}} \cdot 100\%, \right] \quad (3.1)$$

где x – значение режимного параметра (напряжение, ток или активная мощность).

Таблица 3 – Напряжения в узлах ЭЭС и токи по ЛЭП в режиме 1

Наименование узла ЭЭС	Напряжение, кВ			Наименование ЛЭП	Ток, кА		
	Data	ВМК РВ ЭЭС	$ \delta $, %		Data	ВМК РВ ЭЭС	$ \delta $, %
СТ ₂	515,91	517,23	0,25	L ₁	0,582	0,590	1,13
СТ ₃	521,26	520,15	0,21	L ₂	0,163	0,165	1,23
СТ ₄	235,58	233,11	1,05	L ₃	0,162	0,164	1,23
				L ₄	0,518	0,523	0,96
				L ₅	0,517	0,523	1,16
				L ₆	0,856	0,862	0,7
				L ₇	0,871	0,880	1,3

Таблица 4 – Перетоки активной мощности по ЛЭП в режиме 1

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт		
	Data	ВМК РВ ЭЭС	$ \delta $, %
L1	548,24	548,11	0,024
L2	132,6	131,3	0,98
L3	130	131,1	0,84
L4	464,7	463,8	0,19
L5	464,1	463,1	0,21
L6	754,1	756	0,25
L7	778,1	779,5	0,18
СТ ₂ – (Сеть 220-110)	481,3	482,1	0,15
СТ ₂ – Нагрузка	266,5	267,2	0,34

Таблица 5 – Напряжения в узлах ЭЭС и токи по ЛЭП в режиме 2

Наименование узла ЭЭС	Напряжение, кВ			Наименование ЛЭП	Ток, кА		
	Data	ВМК РВ ЭЭС	$ \delta $, %		Data	ВМК РВ ЭЭС	$ \delta $, %
СТ ₂	517,21	514,95	0,44	L ₁	0,622	0,619	0,43
СТ ₃	522,11	519,21	0,56	L ₂	0,172	0,171	0,72
СТ ₄	234,87	231,52	1,45	L ₃	0,173	0,171	1,19
				L ₄	0,551	0,548	0,54
				L ₅	0,552	0,547	0,85
				L ₆	0,869	0,861	1
				L ₇	0,729	0,718	1,53

Таблица 6 – Перетоки активной мощности по ЛЭП в режиме 2

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт		
	Data	ВМК РВ ЭЭС	$ \delta $, %
L1	536,54	537,56	0,18
L2	148,65	148,12	0,35
L3	149,35	148,47	0,59
L4	475,5	474,1	0,29
L5	476,1	474,21	0,39
L6	743,51	741,56	0,26
L7	623,81	621,3	0,40
СТ ₂ – (Сеть 220-110)	120,35	120,06	0,24
СТ ₂ – Нагрузка	0	0	0

Исходя из полученных результатов, следует вывод, что реализованная модель ЭЭС в ВМК РВ ЭЭС позволяет воспроизводить с высокой точностью и достоверностью схемно-режимное состояние реализованной ЭЭС.

3.4 Выводы

1. Разработана методика определения значений параметров УВ КРТ, соответствующих реальным условиям, позволяет осуществить выбор этих параметров, обеспечивающих сохранение динамической устойчивости генерирующего оборудования при минимальных значениях времени регулирования, перерегулирования и колебательности.

2. Принятая модель ЭЭС содержит все основные элементы больших энергосистем, представленные полными математическими моделями, обеспечивающими точное воспроизведение переходного процесса при функционировании КРТ.

ГЛАВА 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ НАСТРОЙКИ УВ КРТ

4.1 Схемно-режимное состояние №1 – зимний максимум

Для выбора значений параметров УВ ДРТ необходимо предварительно определить МДП и АДП активной мощности по контролируемому сечению (линия L₆ и L₇) на рисунке 4.1.

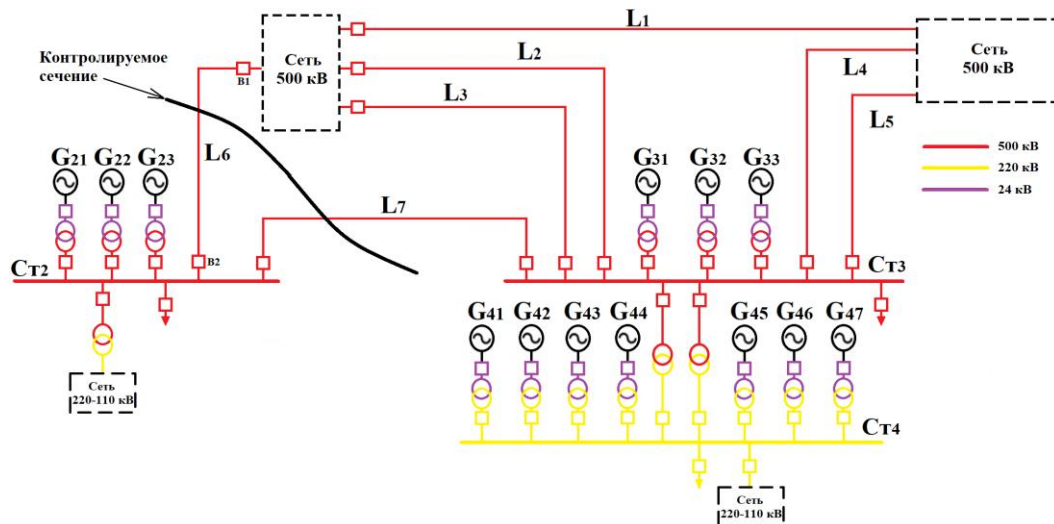


Рисунок 4.1 – Схема ЭЭС с контролируемым сечением

Расчет МДП и АДП для схемно-режимного состояния №1 – зимний максимум заключается в следующем:

1. Определение величины нерегулярных колебаний в сечении, состоящем из линии L₆ и L₇:

Для определения данной величины необходимо привести значения о потреблении энергосистемы по обе стороны от контролируемого сечения:

Со стороны Станции 2:

- Станция 2 + Сеть 110-220 = 747 МВт

С Энергосистемы:

- Сеть 500 кВ + Сеть 500 кВ + Сеть 110-220 + Станция 3 + Станция 4 = 3050 МВт;

Амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности определяется по выражению:

$$\Delta P_{HO} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{747 \cdot 3050}{747 + 3050}} = 37 \text{ МВт}$$

где: ΔP_{HO} — амплитуда нерегулярных отклонений активной мощности в контролируемом сечении (МВт); P_{H1}, P_{H2} — активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы, совокупности энергосистем) с каждой из сторон рассматриваемого сечения (МВт); K — коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении ($\sqrt{MBm}$). При оперативном регулировании (посредством отдачи команд диспетчерским персоналом) перетока активной мощности в контролируемом сечении (посредством отдачи команд диспетчерским персоналом) значение коэффициента K должно приниматься равным 1,5. При автоматическом регулировании (ограничении) перетока активной мощности в контролируемом сечении значение коэффициента K принимается равным 0,75.

В схеме, представленной на рисунке 4.1, был определен предельный переток активной мощности по контролируемому сечению путем выполнения утяжеления по траектории, заданной в виде совокупности изменений значений параметров электроэнергетического режима на каждом шаге утяжеления, приводящих к увеличению перетока активной мощности в контролируемом сечении.

В качестве параметров электроэнергетического режима, применяемых при задании траектории утяжеления, была принята активная мощность нагрузки на Станции 3 и Станции 2, в сети 500 кВ и активная мощность генерации на Станции 3. Изменение реактивной мощности нагрузки и генерации принята пропорционально изменению активной мощности.

При утяжелении величина предельного перетока активной мощности по контролируемому сечению составила $P_{\text{ПРЕД}} = 1987 \text{ МВт}$.

Определение величины допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической

апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной схеме определяется по следующему выражению:

$$P_{\text{ДОП1}} = 0,8 \cdot P_{\text{ПРЕД}} - \Delta P_{\text{НО}} = 0,8 \cdot 1987 - 37 = 1552,6 \text{ МВт}$$

где: $P_{\text{ДОП1}}$ – допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (20%) коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме (МВт); $P_{\text{ПРЕД}}$ – предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

Определение аварийно допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной схеме определяется по формуле:

$$P_{\text{ДОП2}} = 0,92 \cdot P_{\text{ПРЕД}} - \Delta P_{\text{НО}} = 0,92 \cdot 1987 - 37 = 1791,04 \text{ МВт}$$

Таблица 7 – Допустимый переток активной мощности по критерию статической апериодической устойчивости

Допустимый переток в исходной схеме по критерию статической устойчивости		
Предельный переток по статической устойчивости ($P_{\text{ПРЕД}}$), МВт	$0,8 \cdot P_{\text{ПРЕД}} - \Delta P_{\text{НО}}$, МВт	$0,92 \cdot P_{\text{ПРЕД}} - \Delta P_{\text{НО}}$, МВт
1987	1552,6	1791,04

2. Определение допустимого перетока, соответствующего нормативным запасам мощности по статической апериодической устойчивости в послеаварийном режиме:

При отключенной ЛЭП 500 кВ L₆ величина предельного перетока по статической апериодической устойчивости составила 1034 МВт.

Величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, относительно которого необходимо рассчитать

переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме $P_{Д/AB}$:

$$P_{П/AB} = (1 - K_{ЗАП}) \cdot P_{П/AB}^{ПРЕД} = 0,92 \cdot P_{П/AB}^{ПРЕД} = 0,92 \cdot 1034 = 951,28 \text{ МВт}$$

где $K_{ЗАП}$ – нормативный (8%) коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности; $P_{П/AB}^{ПРЕД}$ – предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт).

Далее было выполнено моделирование послеаварийного режима с перетоком активной мощности в контролируемом сечении, соответствующим величине $P_{П/AB}$. Моделирование указанного послеаварийного режима выполнено с использованием траектории утяжеления, в соответствии с которой выполнялось определение предельного перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме. Выполнено включение отключенной ЛЭП L₆ и проведен расчет установившегося режима.

Полученная величина перетока активной мощности в контролируемом сечении соответствует величине доаварийного перетока активной мощности в контролируемом сечении, при которой в послеаварийном режиме после нормативного возмущения обеспечивается нормативный (8%) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении, и равна $P_{Д/AB}(P_{П/AB}) = 1064 \text{ МВт}$.

Таблица 8 – Допустимый переток в послеаварийном режиме по критерию статической устойчивости

Допустимый переток в послеаварийном режиме по критерию статической устойчивости			
Предельный переток по статической устойчивости ($P_{П/AB}^{ПРЕД}$), МВт	$P_{П/AB}$, МВт	$P_{Д/AB}(P_{П/AB})$, МВт	$P_{Д/AB}(P_{П/AB}) - \Delta P_{НО}$, МВт
1034	951,28	1064	1027

Допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме составляет:

$$P_{ДОП}^{Д/АВ} = P_{Д/АВ}(P_{П/АВ}) - \Delta P_{НО} + \Delta P_{ПА} = 1064 - 37 + 581 = 1608 \text{ МВт}$$

На приведенной на рисунке 4.1 реализованной в ВМК РВ ЭЭС схеме ЭЭС был произведен комплекс экспериментальных исследований при отключении сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ на линии L_6 с отказом одного выключателя [100].

Представленные ниже осциллограммы показывают реализацию сценария короткого замыкания при схемно-режимном состоянии №1, при котором возникает асинхронный режим (рисунки 4.2–4.4).

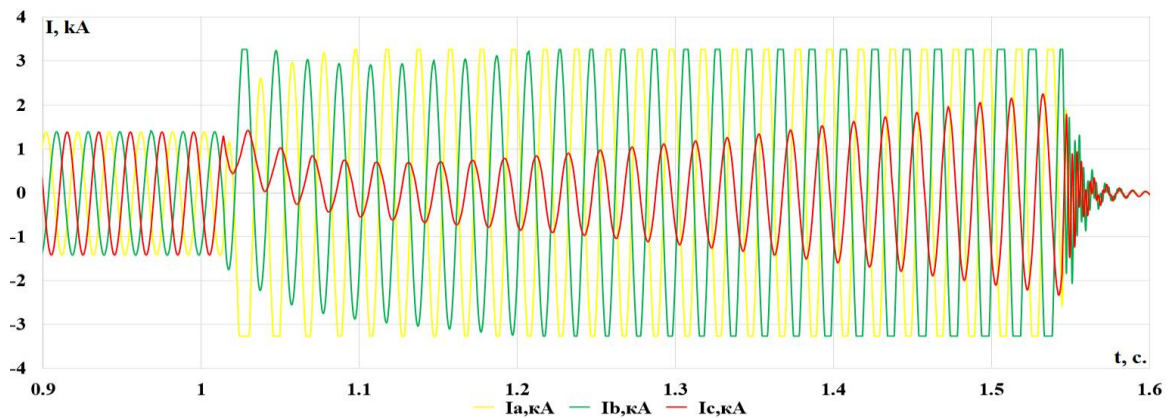


Рисунок 4.2 – Осциллограмма токов однофазного короткого замыкания на линии L_6 в режиме №1

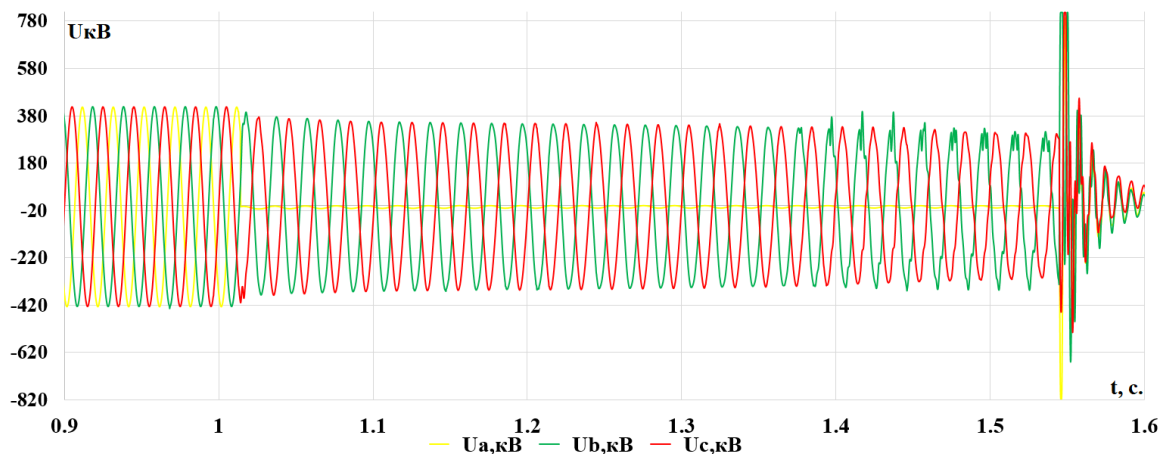


Рисунок 4.3 – Осциллограмма напряжений при однофазном КЗ на линии L_6 в режиме №1

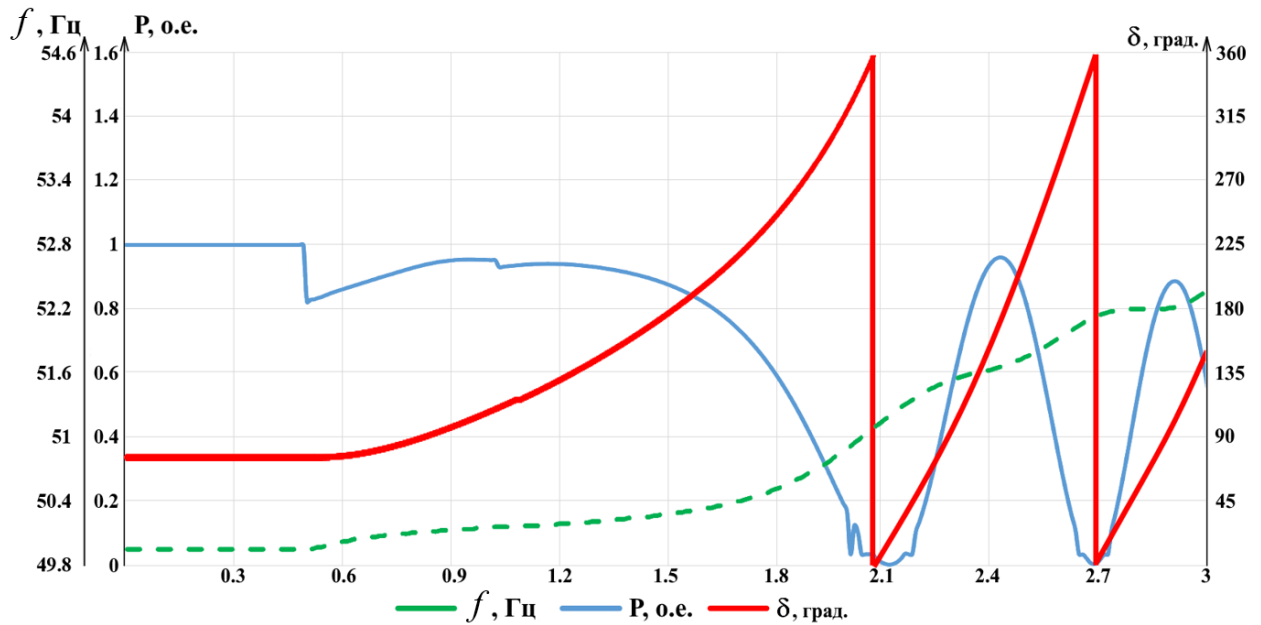


Рисунок 4.4 – Аварийный процесс при однофазном КЗ на линии L_6 с отказом выключателя, где: P – активная мощность генератора G_{22} (о.е.); δ – взаимный угол (град); f – частота генератора G_{22} (Гц)

Осциллограммы на рисунке 4.4 показывают, что после отключения линии L_6 возникают нарастающие синхронные качания, приводящие в конечном итоге к потере устойчивости: увеличение f и δ свидетельствует о потере устойчивости и начале асинхронного хода. Учитывая, что при подобном аварийном процессе возникает избыток кинетической энергии роторов агрегатов Станции 2, для его компенсации необходимо применить КРТ.

Избыток кинетической энергии роторов агрегатов приводящий к потере устойчивости наблюдается у синхронных генераторов на Ст2 (рисунок 3.1). С целью предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции необходимо использовать УВ КРТ, а для обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме КРТ необходимо использовать в сочетании с ДРТ.

Задание значений параметров КРТ необходимо применить согласно методике, представленной в Главе 3. Уставка по послеаварийному значению генерируемой активной мощности задается в ДРТ согласно избытку активной мощности, в послеаварийном режиме с учетом обеспечения допустимого

перетока активной мощности по критерию обеспечения (8%) коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности по линии L₇. Допустимый переток активной мощности в послеаварийном режиме по контролируемому сечению равен 951 МВт.

Мощность, на которую необходимо разгрузить контролируемое сечение, в соответствии с [100]:

$$\begin{aligned}\Delta P_{РАЗГ} &= P_{ФАКТ} - P_{ДОП_П/АВ} = P_{ФАКТ} - (0,92P_{П/АВ}^{ПРЕД} - \Delta P_{НК}) = \\ &= 1532 - (0,92 \cdot 1034 - 37) = 618 \text{ МВт}\end{aligned}\quad (4.1)$$

где:

$P_{ФАКТ} = P_{L6} + P_{L7} = 754,1 + 778,1 = 1532$ МВт – Фактический переток мощности по контролируемому сечению.

Мощности разгрузки для обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме:

$$\Delta P_{РАЗГ} = \frac{P_{ДРТ} P_{Н_ЭЭС} + P_{ОН} P_{Н_СТ2}}{P_{Н_СТ2} + P_{Н_ЭЭС}}, \quad (4.2)$$

где:

$\Delta P_{РАЗГ}$ – мощность разгрузки, МВт;

$P_{Н_СТ2}$, $P_{Н_500}$ – мощность нагрузки передающей и принимающей части ЭЭС, МВт;

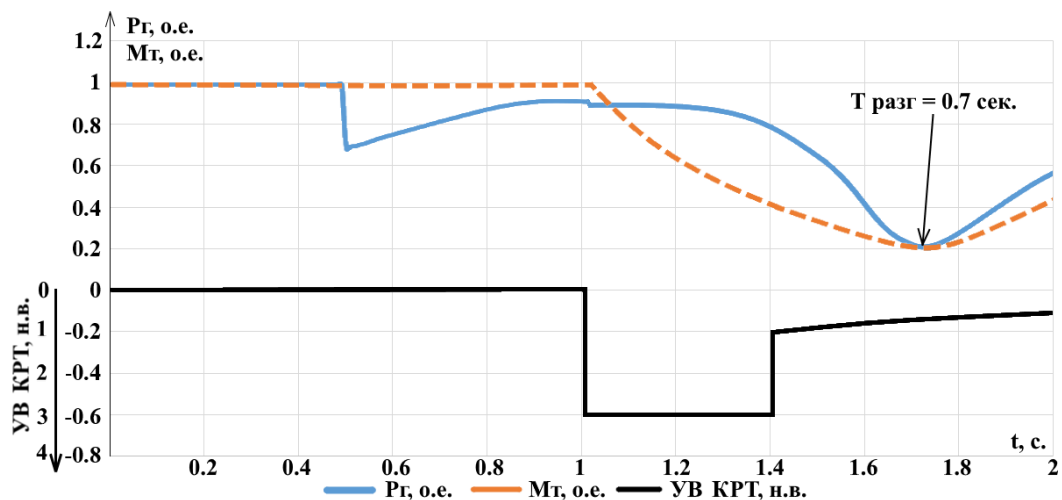
$P_{ОН}$ – мощность отключаемой нагрузки, МВт.

Видно, что на эффективность разгрузки за счет ДРТ решающее влияние оказывает соотношение мощностей принимающей и передающей части ЭЭС, кроме того, т.к. используя ДРТ возможно точно указать необходимый уровень генерируемой мощности нет необходимости в балансирующем отключении нагрузки, поэтому $P_{ОН} = 0 \text{ МВт}$.

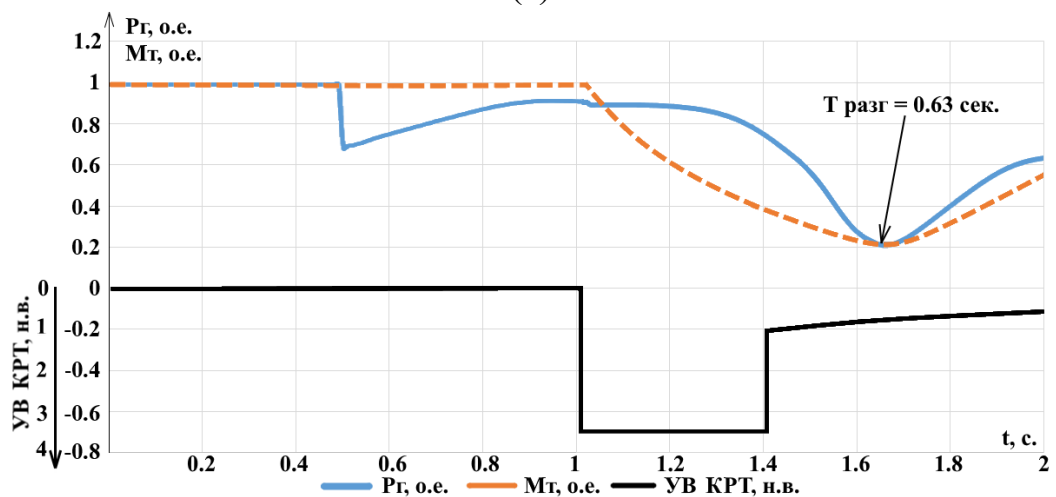
$$P_{ДРТ} = \frac{\Delta P_{РАЗГ} \cdot (P_{Н_ЭЭС} + P_{Н_СТ2})}{P_{Н_СТ2}} = \frac{618 \cdot (747,5 + 3050)}{3050} = 769 \text{ МВт} \quad (4.3)$$

Совместное использование КРТ и ДРТ необходимо применить на трех агрегатах на Станции 2 (рисунок 3.1). Разгрузка за счет УВ ДРТ равна 723МВт что соответствует 256 МВт (0,31 о.е.) для каждого синхронного генератора Станции 2.

Следующим шагом реализации разработанной методики настройки УВ КРТ, описанной в Главе 3, является определение параметра A_i УВ КРТ. Для этого необходимо провести эксперимент с моделированием процесса разгрузки с заданными значением A_i и соседними A_{i-1} , A_{i+1} , а затем оценить скорость изменения разгрузки при тестировании ранее описанных значений. В итоге следует выбрать то значение, при котором будет достигаться максимальная скорость закрытия регулирующих клапанов (рисунок 4.5) с учетом чрезмерного воздействия на регулирующие клапана цилиндров турбогенератора.



(а)



(б)

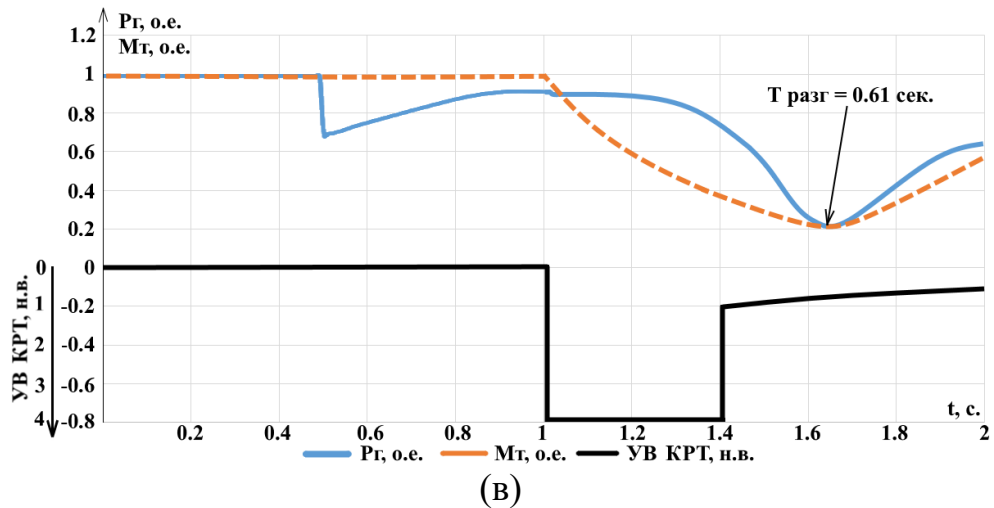


Рисунок 4.5 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ при $A_i=3$ н.в. (а); $A_i=3,5$ н.в. (б); $A_i=4$ н.в (в)

В соответствии с представленными выше осциллограммами оптимальное значение A_i равно 3,5 н.в. так как при данном значении разгрузка происходит на 11,1% быстрее чем при $A_i = 3$ н.в. и лишь на 3,2% медленнее чем при $A_i = 4$ н.в., где подобное увеличение скорости разгрузки не целесообразно при учете повышенного динамического воздействия на регулирующие клапана.

При определении значения $T_{\text{КРТ}}$, посредством которого обеспечивается требуемая глубина разгрузки, необходимо обеспечить глубину разгрузки гарантирующую сохранение динамической устойчивости (рисунки 4.6–4.8).

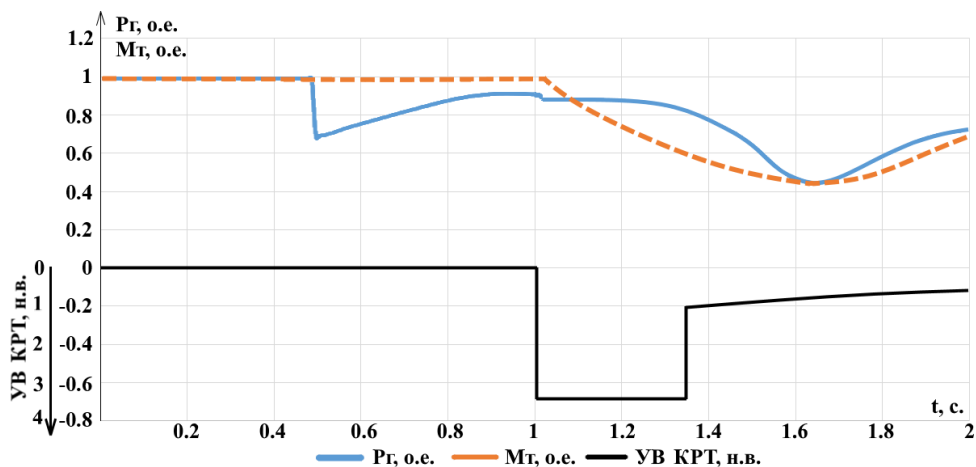


Рисунок 4.6 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,5$ н.в.; $T_{\text{КРТ}} = 0,35 \text{ с}$

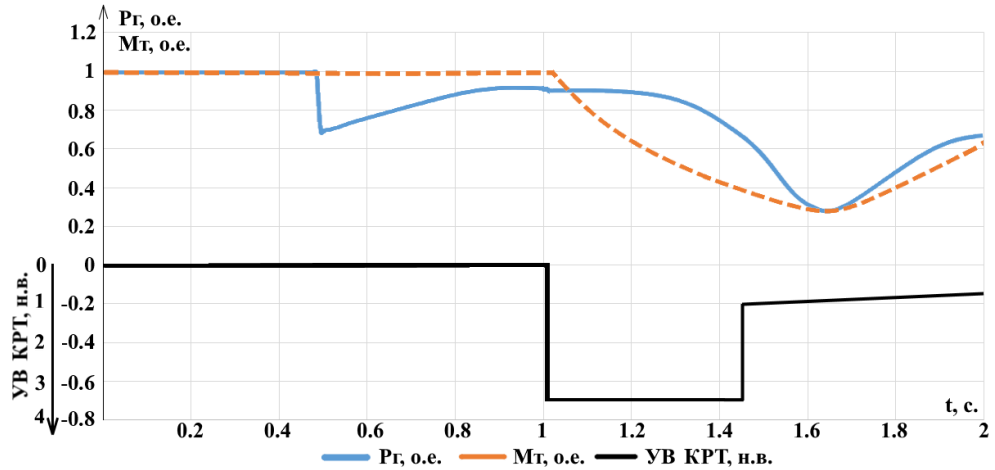


Рисунок 4.7 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,5$ н.в.; $T_{KPT} = 0,45$ с.

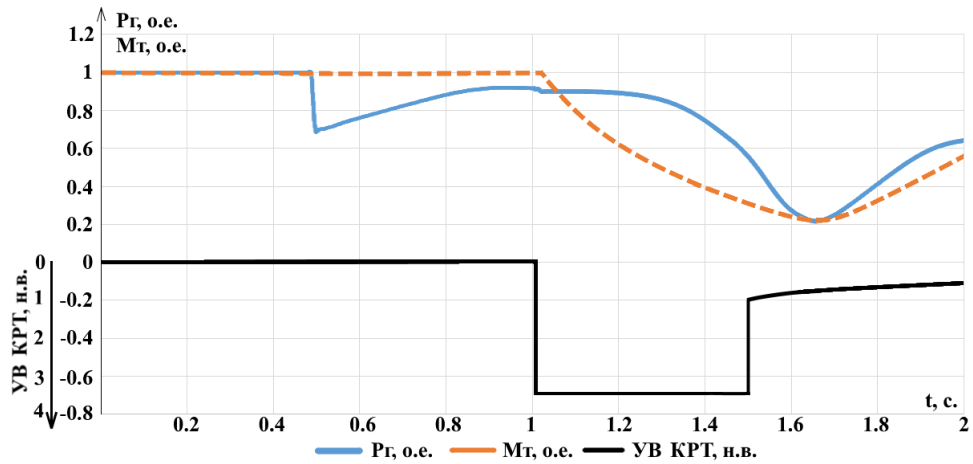


Рисунок 4.8 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,5$ н.в.; $T_{KPT} = 0,5$ с.

Из представленных осциллограмм можно сделать вывод, что при $T_{KPT} = 0,5$ секунды снижение слишком велико для данной аварии, а при $T_{KPT} = 0,35$ секунды снижение механического момента недостаточно. Таким образом оптимальным является значение T_{KPT} равное 0,45 секунды.

Значение τ_{KPT} должно обеспечивать минимальный уровень перерегулирования, а также минимизацию длительности и амплитуды синхронных качаний при обнулении УВ КРТ. Были проведены экспериментальные исследования с целью определения значений данных параметров (рисунок 4.9–4.11).

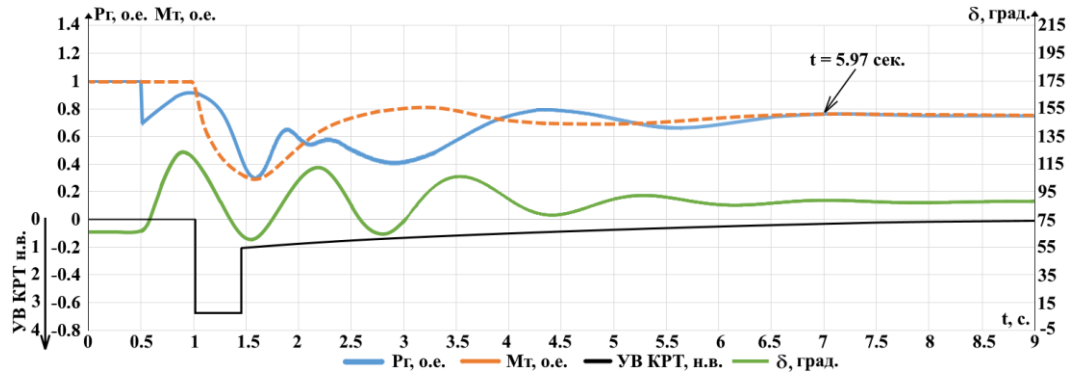


Рисунок 4.9 – Осциллограмма электрической мощности генераторов и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,5$ н.в.; $T_{KPT}=0,45$ с; $A_0=1$ н.в.; $\tau_{KPT}=3$ с

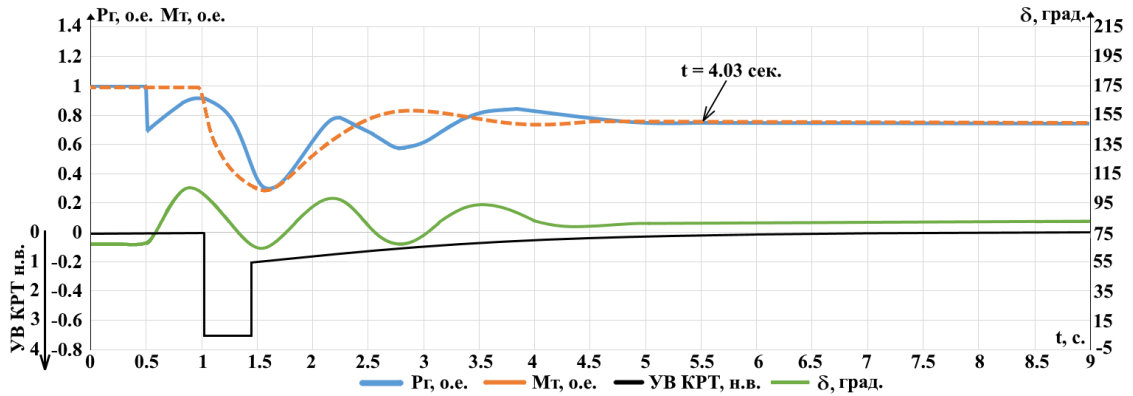


Рисунок 4.10 – Осциллограмма электрической мощности генераторов и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,5$ н.в.; $T_{KPT}=0,45$ с; $A_0=1,25$ н.в.; $\tau_{KPT}=1,5$ с

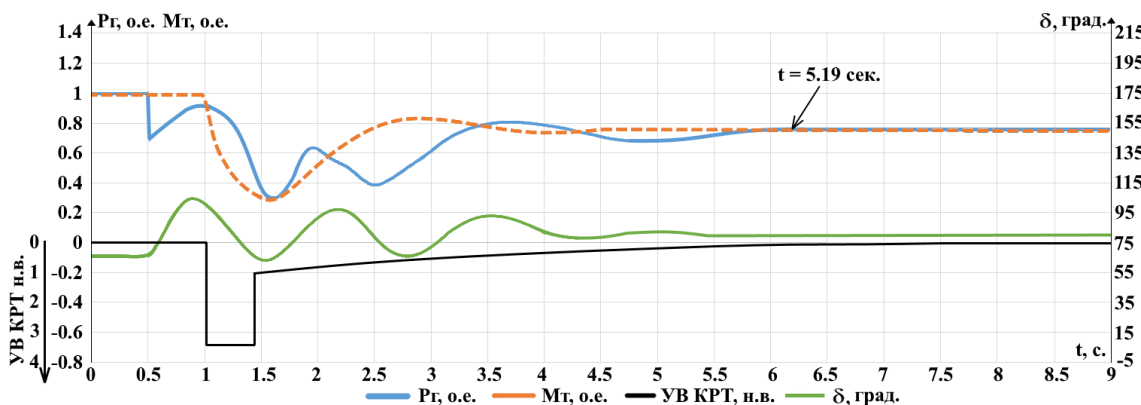


Рисунок 4.11 – Осциллограмма электрической мощности генераторов и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,5$ н.в.; $T_{KPT}=0,45$ с; $A_0=1$ н.в.; $\tau_{KPT}=2$ с

Из представленных выше осциллограмм видно, что при $\tau_{KPT}=2$ секунды процесс разгрузки занимает длительное время, а синхронные качания

прекращаются через 5,19 секунды. При $\tau_{KPT}=1,5$ секунды. переходный процесс занимает лишь 4,03 секунды.

В результате выполненного комплекса экспериментальных исследований определены оптимальные значения параметров УВ КРТ при отключении L_6 : $A_i=3,5$ н.в.; $T_{KPT}=0,45$ с; $A_i=1$ н.в.; $\tau_{KPT}=1,5$ с, при которых сохраняется динамическая устойчивость.

4.2 Схемно-режимное состояние №2

Величина нерегулярных колебаний в сечении, состоящем из линии L_6 и L_7 :

$$\Delta P_{HO} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{761 \cdot (1300 + 650)}{761 + (1300 + 650)}} = 35,1 \text{ МВт}.$$

При утяжелении величина предельного перетока активной мощности по контролируемому сечению составила $P_{ПРЕД} = 1983 \text{ МВт}$.

Величина допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной схеме определяется по следующему выражению:

$$P_{ДОП1} = 0,8 \cdot P_{ПРЕД} - \Delta P_{HO} = 0,8 \cdot 1983 - 35,1 = 1551,3 \text{ МВт}$$

Аварийно допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности составляет:

$$P_{ДОП2} = 0,92 \cdot P_{ПРЕД} - \Delta P_{HO} = 0,92 \cdot 1983 - 35,1 = 1789,26 \text{ МВт}$$

Таблица 9 – Допустимый переток активной мощности по критерию статической аperiodической устойчивости

Допустимый переток в исходной схеме по критерию статической устойчивости		
Предельный переток по статической устойчивости ($P_{ПРЕД}$), МВт	$0,8 \cdot P_{ПРЕД} - \Delta P_{HO}$, МВт	$0,92 \cdot P_{ПРЕД} - \Delta P_{HO}$, МВт
1983	1551,3	1789,26

Допустимый переток, соответствующий нормативным запасам мощности по статической апериодической устойчивости в послеаварийном режиме, в результате отключения сетевого элемента при однофазном КЗ с неуспешным АПВ, составил 1028 МВт.

Таблица 10 – Допустимый переток в послеаварийном режиме по критерию статической устойчивости

Допустимый переток в послеаварийном режиме по критерию статической устойчивости			
Предельный переток по статической устойчивости ($P_{П/AB}^{ПРЕД}$), МВт	$P_{П/AB}$, МВт	$P_{Д/AB}(P_{П/AB})$, МВт	$P_{Д/AB}(P_{П/AB}) - \Delta P_{НО}$, МВт
1028	945,76	1058	1022,9

Допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме, возникшем вследствие нормативного возмущения III группы (отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном коротком замыкании с отказом одного выключателя), составил:

$$P_{ДОП}^{П/AB} = P_{Д/AB}(P_{П/AB}) - \Delta P_{НО} + \Delta P_{ПА} = 1058 - 35,1 + 418 = 1440,9 \text{ МВт}$$

На приведенной на рисунке 4.1 реализованной в ВМК РВ ЭЭС схеме ЭЭС был произведен комплекс экспериментальных исследований при отключении сетевого элемента при однофазном КЗ и неуспешном АПВ на линии L_6 .

Представленные ниже осциллограммы показывают реализацию сценария короткого замыкания при схемно-режимном состоянии №2, при котором возникает асинхронный режим (рисунки 4.2–4.4).

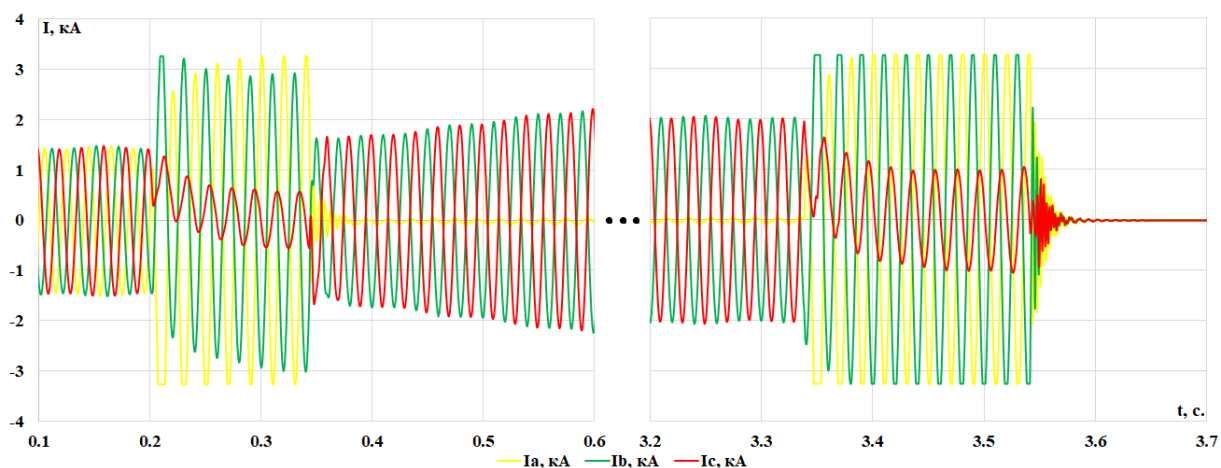


Рисунок 4.12 – Осциллограмма токов аварийного сценария в режиме №2

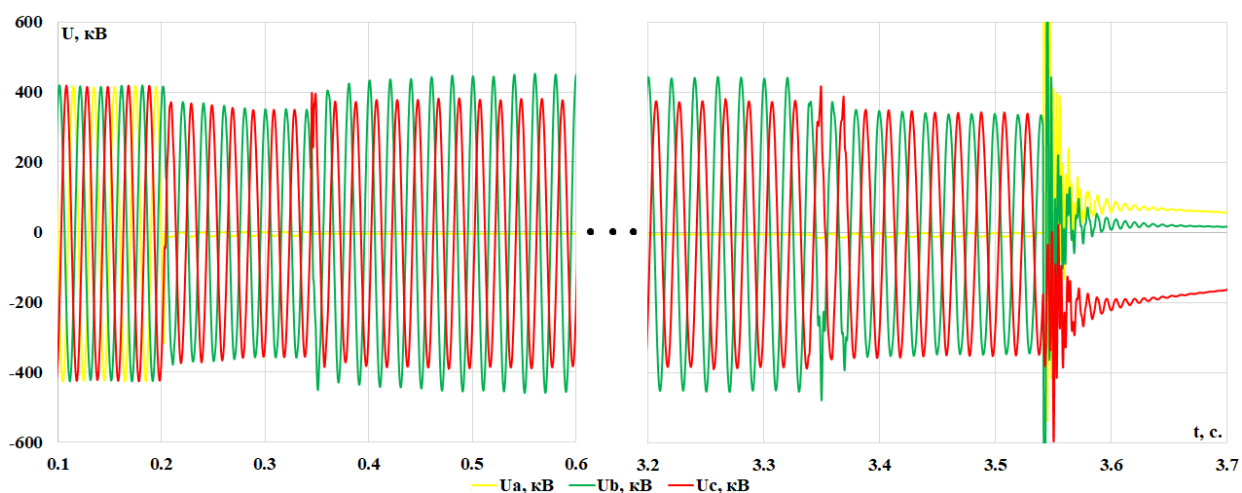


Рисунок 4.13 – Осциллограмма напряжений аварийного сценария в режиме №2

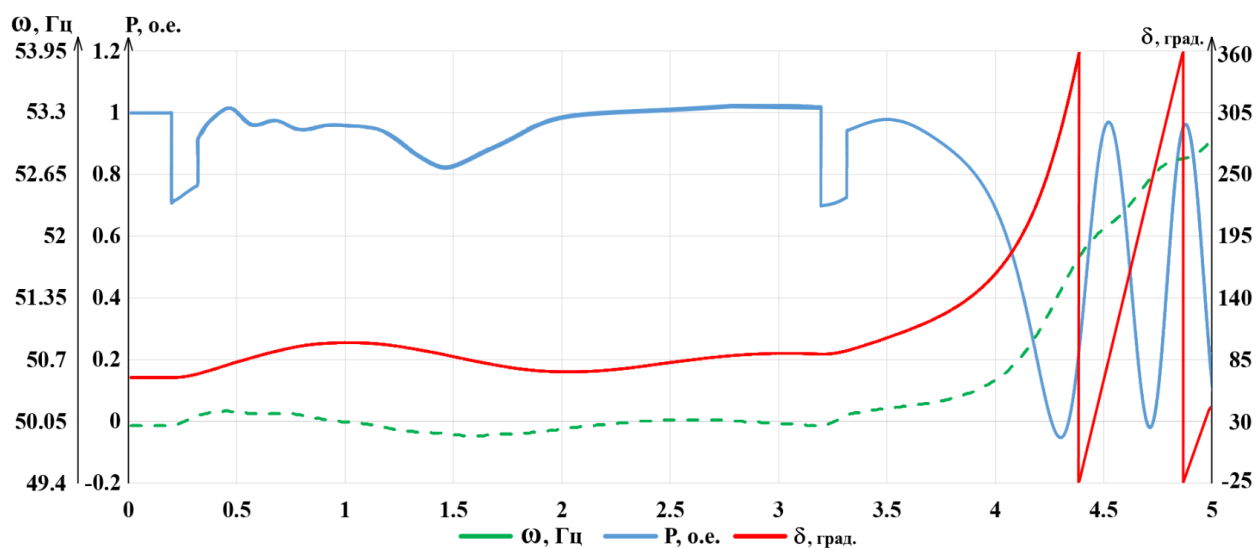


Рисунок 4.14 – Аварийный процесс при однофазном КЗ на линии L_6 с отказом выключателя, где: P – активная мощность генератора G_{22} (о.е.); δ – взаимный угол (град); f – частота генератора G_{22} (Гц)

Как видно из рисунка 4.14, наблюдается нарушение динамической устойчивости, для обеспечения которой необходимо использовать УВ КРТ.

Допустимый переток активной мощности в послеаварийном режиме по контролируемому сечению равен 945,8 МВт. Совместное использование КРТ и ДРТ необходимо применить на двух агрегатах на Станции 2 (рисунок 3.1). Разгрузка за счет УВ ДРТ (согласно (4.1)–(4.3)) равна 454 МВт или по 227 МВт (0,28 о.е.) на каждый синхронный генератор Станции 2.

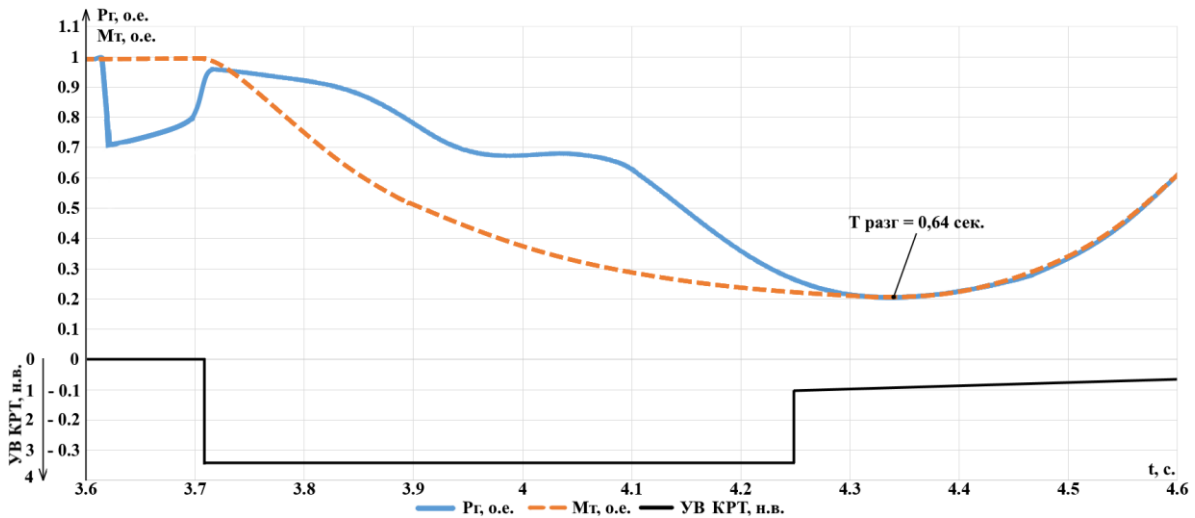


Рисунок 4.15 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ при $A_i=3,4$ н.в.

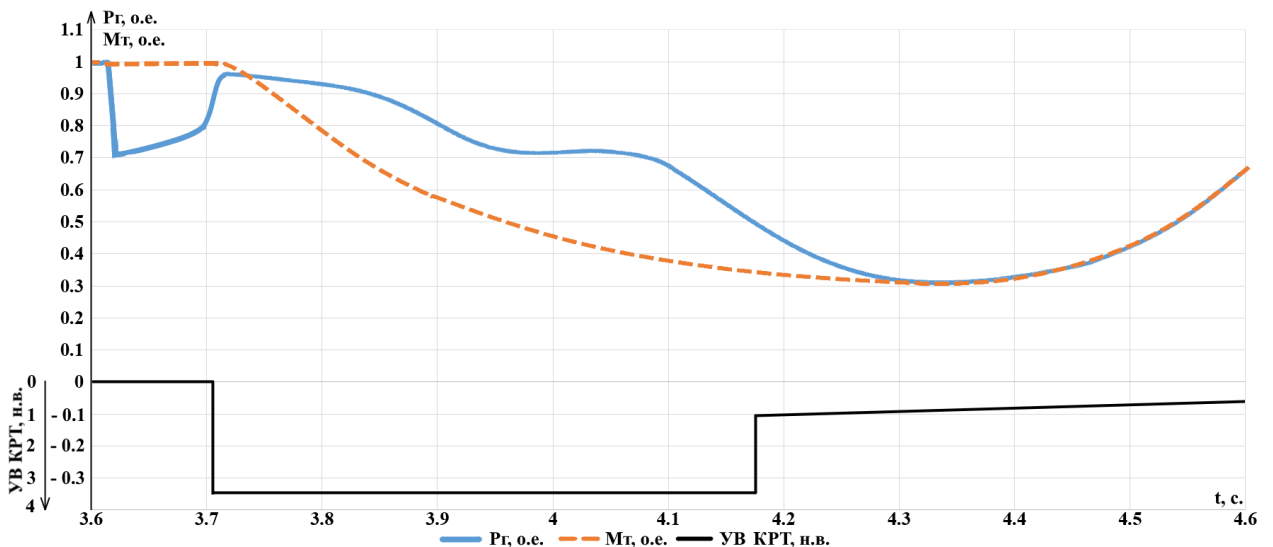


Рисунок 4.16 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,4$ н.в.; $T_{KPT}=0,44$ с

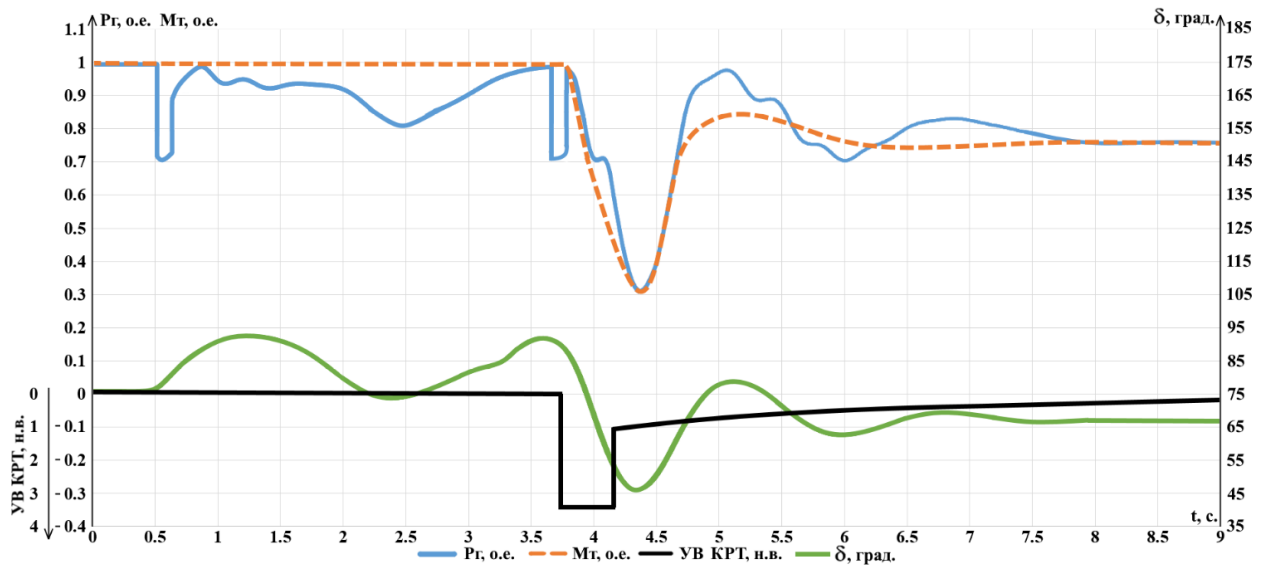


Рисунок 4.17 – Осциллограмма электрической мощности генератора и момента турбин разгружаемых агрегатов при использовании УВ КРТ с $A_i=3,4$ н.в.; $T_{\text{КРТ}}=0,44$ с.; $A_0=1$ н.в.; $\tau_{\text{КРТ}}=3$ с

В результате совместного функционирования КРТ и ДРТ удалось сохранить динамическую и статическую устойчивость в рассматриваемой ЭЭС.

4.3 Выводы

Проведенный комплекс экспериментальных исследований подтверждает успешное решение проблемы определения оптимальных значений параметров УВ КРТ, а также свойства и возможности созданных средств, позволяющих получать необходимую достоверную информацию о процессах, происходящих не только в оборудовании, которое непосредственно участвует при КРТ, но и ЭЭС в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения диссертационной работы получены теоретически обоснованные и экспериментально подтвержденные решения актуальных для электроэнергетики задач, связанных с УВ КРТ:

1. Выполнен анализ существующих средств ПА для сохранения устойчивости ЭЭС при возникновении аварийного избытка кинетической энергии ротора и выявлены преимущества УВ КРТ.

2. Рассмотрен численный подход к получению информации о режимах и процессах в ЭЭС, который позволил выявить и обосновать причины, затрудняющие осуществление настройки УВ КРТ, соответствующей реальным условиям, выполняемой с помощью доминирующих в настоящее время многочисленных цифровых ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

3. Для получения необходимой информации использован комплексный подход, в рамках которого была проведена модернизация ВМК РВ ЭЭС необходимая для реализации УВ КРТ, предусматривающая применение более детальной всережимной математической модели турбины и ее системы регулирования.

4. Для полного и достоверного воспроизведения процессов в разгружаемом оборудовании разработана математическая модель, включающая в себя паровую турбину и ее систему регулирования. Выполнен комплекс тестовых экспериментов с целью проверки синтезированной математической модели.

5. Разработана методика, позволяющая производить гибкую настройку параметров УВ КРТ, а именно: получать импульсные характеристики путем моделирования единого переходного процесса, включающего в себя аварийное возмущение, функционирование УВ КРТ и установление послеаварийного режима, что снимает все ограничения на вариацию значений параметров УВ КРТ и дает возможность для каждого

аварийного случая использовать оптимальные значения настроечных параметров УВ КРТ.

6. Выполнен комплекс экспериментальных исследований, подтверждающих осуществимость и эффективность сформулированной методики определения оптимальных значений параметров УВ КРТ.

Совокупность полученных теоретических и экспериментальных результатов, а также их научная и практическая значимость свидетельствуют об успешном решении поставленных задач и достижении цели диссертационной работы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АДП	- аварийно допустимый переток;
АРВ	- автоматический регулятор возбуждения;
АРМ	- автоматизированное рабочее место клиента;
ВМК РВ ЭЭС	- всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем;
ГСП	- гибридный сопроцессор;
ДРТ	- длительная разгрузка турбин энергоблоков;
КЗ	- короткое замыкание;
КРТ	- кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;
ЛЭП	- линия электропередач;
МДП	- максимально допустимый переток;
ММПТ	- математическая модель паровой турбины;
МПУ	- микропроцессорный узел;
МУТ	- механизм управления турбиной;
НИЛ «МЭЭС»	- научно-исследовательская лаборатория «Моделирование электроэнергетических систем»;
ОГ	- отключение генератора;
ПА	- противоаварийная автоматика;
ПАК	- программно-аппаратный комплекс;
ПВК	- программно-вычислительный комплекс;
ПФ	- передаточная функция;
РАС	- регистратор аварийных событий;
РМ	- регулятор мощности;
РТ	- разгрузка турбогенератора;
СГП	- специализированный гибридный процессор;
СП	- специализированный процессор;
УВ	- управляющее воздействие;
ЦВД	- цилиндр высокого давления;

ЦНД	- цилиндр низкого давления;
ЦСД	- цилиндр среднего давления;
ЭГП	- электрогидравлический преобразователь;
ЭДС	- электродвижущая сила;
ЭТ	- электрическое торможение;
ЭЭС	- электроэнергетическая система.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов В.А. Регулирование энергоблоков // Л.: Машиностроение, 1982. 311 с.
2. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.А. Устойчивость энергосистем: монография // Книга 1. - СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с.
3. Prioste, F.B., Mendes, P.P., Ferreira, C. Power system transient stability enhancement by fast valving // PES Transmission and Distribution Conf., Sao Paulo, Brazil, November 2004, pp. 639–644.
4. Quanxi, C., Daren, Y., Songhai, Y., et al. An optimal control method for fast valving using maximum principle // Proc. Computer, Communication, Control and Power Engineering, Beijing, China, October 1993, pp. 155–157.
5. Younkins, T.D., Chow, J.H., Brower, A.S., et al. Fast valving with reheat and straight condensing steam turbines // IEEE Trans. Power Syst., 1987, 2, (2), pp. 397–403.
6. Yong, M., Lin-Cheng, X., Zhang, L., et al. Coordinative control of excitation, fast valving and resistant braking using artificial neural network // Proc. Int. Conf. Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, China, December 1993, pp. 361–364.
7. Yingduo, H., Lincheng, X., Zhonghong, W. Artificial neural networks controlled fast valving in a power generation plant // IEEE Trans. Neural Netw., 1997, 8, (2), pp. 373–389.
8. Delfino, B., Denegri, G.B., Pinceti, P. Impact of turbine fast-valving on generator and transformer protective relays // Proc. Int. Conf. Athens Power Tech, Athens, Greece, September 1993, pp. 727–731.
9. Edwards, L., Gregory, J.D., Osborn, D.L. Turbine fast valving to aid system stability: benefits and other considerations // IEEE Trans. Power Syst., 1986, 1, (1), pp. 143–153.

10. Patel, R., Bhatti, T.S., Kothari, D.P. Improvement of power system transient stability by coordinated operation of fast valving and braking resistor // IEE Proc. Gen. Transm. Distrib., 2003, 150, (3), pp. 311–316.
11. Щербачев О.В., Зейлигер А.Н., Кадомская К.П. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике // Л.: Энергия, 1980. 240 с.
12. Галактионов Ю.И., Гончаров Н.В., Лоханин Е.К. Информационно вычислительная система для расчетов и анализа режимов работы и надежности энергосистем // Электричество. 1994. №9. С. 7-13.
13. Takahashi K. Application of newest management technologies in power systems. // Trans. Ing. Elec. Eng. Jap. B. 1998. Vol.118. №1. P.1.
14. Баринов В.А., Воропай Н.И. Развитие программного и информационного обеспечения для решения задач планирования развития и функционирования энергосистем в условиях формирования электроэнергетического рынка // Изв. РАН. Энергетика. 1999. №6. С. 63-71.
15. Совалов С.А., Баринов В.А. Математические модели установившихся режимов электрических систем // Электричество. 1980. №10. С. 11-17.
16. Совалов С.А., Баринов В.А. Принципы построения и особенности математических моделей электроэнергетических систем // Электричество. 1981. №4. С. 1-7.
17. Строев В.А., Унгер А.П., Шаров Ю.В. Пути повышения вычислительной эффективности расчетов переходных процессов сложных электроэнергетических систем // Электричество. 1990. №7. С. 13-17.
18. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах // В.А. Веников. - М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
19. Погосян Т.А. Погрешность расчетов электромеханических переходных процессов в электрических системах // Электричество. - 1984. - №3. - С. 54-56.

20. Киевец А.В., Андреев М.В., Гусев А.С. Математическое моделирование первичного двигателя с каналом управляющего воздействия противоаварийной разгрузки турбогенератора // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, № 2021663453, 17 августа 2021 г.
21. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. – М.: АРИС, 2010. – 518 с
22. Стернинсон Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах // М.: Энергия, 1975. 216 с.
23. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости // М.: Энергия, 1978. 352 с.
24. АО «СО ЕЭС» Стандарт. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования. Москва. 2018 г.
25. Carreras B. A., D. E. Newman D. E., Dobson I. Does size matter? // Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science // Volume 24, Issue 2 08 April 2014.
26. Lucas Cuadra, Sancho Salcedo-Sanz, Javier Del Ser, Silvia Jiménez-Fernández, Zong Woo Geem. A Critical Review of Robustness in Power Grids Using Complex Networks Concepts // Energies 2015, 8(9), 9211-9265.
27. IEEE Working Group on Understanding, Prediction, Mitigation and Restoration of Cascading Failures. Benchmarking and Validation of Cascading Failure Analysis Tools // IEEE Transactions on Power Systems, Volume. 31, Issue 6, 2016
28. Fang Liu , Junjie Ma, Wendan Zhang, Min Wu. A Comprehensive Survey of Accurate and Efficient Aggregation Modeling for High Penetration of Large-Scale Wind Farms in Smart Grid // Applied Science, Volume 9, Issue 769, 2019

29. Technical brochure. Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation // Power system technical performance, 2022.

30. Yupeng Li, Dewu Shu, Fan Shi, Zheng Yan Yiying Zhu, Nengling Tai. A Multi-Rate Co-Simulation of Combined Phasor-Domain and Time-Domain Models for Large-Scale Wind Farms // IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 35, no. 1, 2020.

31. Technical brochure. Modelling of inverterbased generation for power system dynamic studies // Power system technical performance, 2018

32. Paolone M, Gaunt T, Guillaud X, Liserre M, Meliopoulos S, Monti A, Cutse T, Vijay Vittal, Vournas C, Fundamentals of power systems modelling in the presence of converter-interfaced generation // Electric Power Systems Research, Volume 189, 2020.

33. Badrzadeh B., Emin Z. The need for enhanced power system modelling techniques and simulation tools // CIGRE Science & Engineering Journal's Volume No 17

34. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах // М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390с.

35. Лоханин Е.К., Васильева Г.В., Галактионов Ю.И. Математическая модель энергосистем для расчета и анализа переходных процессов и устойчивости // Тр. ВНИИЭ. - М.: Энергия, 1976. - Вып. 51. - С. 3-28.

36. Совалов С.А., Баринов В.А. Принципы построения и особенности математических моделей электроэнергетических систем // Электричество. - 1981. - №4. - С. 1-7.

37. Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем // Новосибирск: Наука, 1981. 112 с.

38. Смоленик С.В., Шевяков В.В. Оценка демпферных свойств математических моделей синхронных машин, используемых при расчетах

электромеханических переходных процессов // Сб. науч. тр. ЛПИ. - Л.: Изд. ЛПИ, -1988.- №427. С. 45-51.

39. Холл Дж., Уатт Дж. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений // Под ред. А.Д. Горбунова. -М.: Мир, 1979. -312с.

40. Бабушка И., Витасек Э., Прагер М. Численные процессы решения дифференциальных уравнений: Пер. с англ. / Под ред. Г.И. Марчука. М.: Мир, 1969. -368 с.

41. Вержбицкий В.М. Численные методы (математический анализ и обыкновенные дифференциальные уравнения). – М.: Высш. шк., 2001. -382с.

42. Хеминг Р.В. Численные методы // Под ред. Р.С. Гутера. М: Наука, 1968. -400 с.

43. Хайрер Э., Ваннер Г. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений. Жесткие и алгебро-дифференциальные задачи: Пер. с англ. –М.: Мир, 1999. – 612с.

44. Штеттер Х. Анализ методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений: Пер. с англ. / Под ред. Г.И. Марчука. -М.: Мир, 1978. -461с.

45. Смит Дж.М. Математическое и цифровое моделирование для инженеров и исследователей: Пер. с англ. / Под ред. О.А. Чембровского. -М.: Машиностроение, 1980. -271с.

46. Слободская В.А. Краткий курс высшей математики. -М.: Высш. шк., 1969. -544с.

47. Qi, D. Defense schema against large disturbances in China Southern Power Grid // Electra. – 2011. – Vol. 257. – P. 4–16.

48. Бородулин М.Ю., Дижур Д.П., Кадомский Д.Е. Точность численного интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в электрических цепях // Электричество. – 1988.– №6. – С. 46–51.

49. Вержбицкий, В.М. Основы численных методов: учебник для ВУЗов // М.: Высш. шк., 2002. – 853 с.
50. Деккер К., Вервер Я. Устойчивость методов Рунге-Кутты для жестких нелинейных дифференциальных уравнений // Москва: Мир, 1988. – 332 с.
51. Ракитский Ю.В., Устинов С.М., Черноруцкий И.Г. Численные методы решения жестких систем // М.: Наука, 1979. – 208 с.
52. Lambert, J. D. Computational methods in ordinary differential equations // New York: John Wiley and Sons Ltd., 1973. – 278 p.
53. Dahlquist, G. Convergence and stability in the numerical integration of ordinary differential equations // Math. Scand. – 1959. – Vol. 4. – P. 33–53.
54. Butcher, J. C. Numerical methods for ordinary differential equations: early days in the birth of numerical analysis // - 2nd ed. - USA: John Wiley & Sons, 2008. – 425 p.
55. Watson N., Arrillaga J. Power systems electromagnetic transients simulation // - 2nd edn. – London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2007. - 449 p.
56. Нудельман Г.С., Наволочный А.А., Онисова О.А., Применение технологий моделирования в развитии инновационных направлений электроэнергетики // Релейщик. – 2014. – №2(18). – С. 16–19.
57. Yang B.M., Kim C., Jung G., Moon Y. Verification of hybrid real time HVDC simulator in Cheju-Haenam HVDC systems // Journal Electrical Engineering Technology – 2006. – Vol. 1. – P. 23–27.
58. Liu Z.H., Wang J.M., Chen Y.R., Guo X.G., Wang Modeling and simulation research of large-scale AC/DC hybrid power grid based on AD PSS // 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – Kowloon, Hong Kong. - 2014. – P.1–6.

59. Zhang Y., Gole W., Wu B., Zhang H., Sun Development and analysis of applicability of a hybrid transient simulation platform combining TSA and EMT elements // IEEE Transaction on power system. – 2013. – Vol. 5(1). – P. 357–366.
60. Ametani Akihiro. Present-day condition and perspectives of transitional effects modeling technology in power systems. Trans. Ing. Elec. Eng. Jap. B, 1998. №118, №4. с.360-363.
61. Трещев, И.И. Методы исследования машин переменного тока / И.И. Трещев. – М.: Энергия, 1969. – 235 с.
62. Груздев, И.А. Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах. Методы исследования переходных процессов / И.А. Груздев, К.П. Кадомская, Л.А. Кучумов. – М.: Энергия, 1970. - 400 с.
63. Cole S., Haut B. Robust modeling against model-solver interactions for high fidelity simulation of VSC HVDC systems in // IEEE Transactions on power systems. – 2013. – Vol. 28(3). – P. 2635–2638.
64. Disturbance report for the power system outage that occurred on the western interconnection on August 10th, 1996 at 15:48 PAST // Western systems Coordinating Council (WSCC). – Salt Lake City: The Council, 1996. – 120 p.
65. Kosterev D., Taylor C., Mittelstadt W. Model validation for the August 10, 1996 WSCC System // IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. - Vol. 14(3). – P. 967 – 979.
66. IEC 60909 Short-circuit current calculation in three-phase A.C. systems. – IEC, 2001. – 10 с.
67. ANSI IEEE Standart C37.5 (US) IEEE Guide for calculation of fault currents for application of A.C. high voltage circuit breakers rated on a total current basis. - Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1979. – 23 с.
68. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования/ И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.

69. Knight, G. Comparison of ANSI and IEC 909 short-circuit current calculation procedures / G. Knight, H. Sieling // IEEE Transaction on Industry Applications. – 1993. – №29(3). – С. 625–630.
70. Machlev, R. Verification of Utility-Scale Solar Photovoltaic Plant Models for Dynamic Studies of Transmission Networks / R. Machlev, Z. Batushansky, S. Soni, V. Chadliev, J. Belikov, Y. Levron // Energies. – 2020. – Vol. 13 (12).
71. Аюев Б.И., Герасимов А.С. Есипович А.Х Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 2–7.
72. Pourbeik, P. Model Validation of Large Wind Power Plants Through Field Testing / P. Pourbeik, N. Etzel, S. Wang // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Vol. 9 (3). – P. 1212–1219.
73. Иванов В. А., Рудницкий Г. М. Оценка разброса динамических характеристик паровых турбин // Электрические станции. - 1981. - № 7. - С.22-24.
74. Крючков И.П., Гусев Ю.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования // М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.
75. Suvorov A., Gusev A., Andreev M., Askarov A. A validation approach for short-circuit currents calculation in large-scale power systems // International Transactions on Electrical Energy Systems Volume 30, Issue 4, 1 April 2020.
76. Suvorov A., Gusev A., Ruban N., Andreev M., Askarov A., Stavitsky S. The Hybrid Real-Time Dispatcher Training Simulator: Basic Approach, Software-Hardware Structure and Case Study // International Journal of Emerging Electric Power Systems, Volume 20, Issue 1 DOI: <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2018-0165>.
77. Ufa, R., Andreev, M., Ruban, N. The hybrid model of VSC HVDC // Electr Eng 101, 11–18 (2019). <https://doi.org/10.1007/s00202-018-00752-y>.

78. Suvorov, A., Gusev, A., Andreev, M., Askarov, A. The novel approach for electric power system simulation tools validation // *Electrical Engineering*, Volume 101, N. 2, pp. 457-466, 2019.

79. Уфа, Р.А., Гусев А.С., Васильев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А. Проблема адекватного моделирования функционирования вставок постоянного тока в электроэнергетических системах и средства её решения (часть 1) // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. - 2017. – №5. – С. 32–46.

80. Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Рубан Н.Ю., Сулайманов А.О., Суворов А.А., Уфа Р.А. Исследование влияния управляемых шунтирующих реакторов на режимы работы системы электроснабжения Эльгинского горнодобывающего комбината // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2016. - Т. 327. №7. - С. 46–57.

81. Andreev M., Borovikov Y., Gusev A., Sulaymanov A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R. Application of Hybrid real-time power system simulator for research and setting a momentary and sustained fast turbine valving control // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – 2018. – Vol. 12(1). - P. 133 – 141.

82. Suvorov A., Borovikov Y., Gusev A., Sulaymanov A., Andreev M., Ruban N., Ufa R. Increase in simulation accuracy of self-starting motors used for relay protection and automatic equipment // *Electrical Engineering*. – 2017. - Vol. 99(3). - P. 959-968.

83. Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А., Рубан Н.Ю., Уфа Р.А. Практическое применение всережимного моделирующего комплекса электроэнергетических систем // *Газовая промышленность*. - 2017. - № 6 (753). - С. 94-104.

84. Караев, Р.И. Переходные процессы в линиях большой протяженности // - М.: Энергия, 1978. – 191 с.

85. Kievets A., Ruban N., Andreev M., Suvorov, A. Turbine Fast Valving Setting Method Based on the Hybrid Simulation Approach / // Energies – 2023. – Vol. 16 (4)

86. Баринов В. А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике // под общей ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с.

87. Ершевич В. В., Зейлигер А. Н., Илларионов Г. А. и др. Справочник по проектированию электроэнергетических систем // под ред. Рокотяна С. С. и Шапиро И. М. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

88. Божанов С. А., Батхон И. С., Баумштейн И. А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения // под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 656 с.

89. Копылова И.П., Клокова Б.К. Справочник по электрическим машинам // М.: Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.

90. Копылова И.П., Клокова Б.К. Справочник по электрическим машинам // М.: Энергоатомиздат, 1989. – 688 с.

91. Карапетян И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

92. Неклепаев Б. Н., Крючков. И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций // Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

93. Рабинович Р.С., Полонская М.А. Модели тепловых электростанций для расчета длительных электромеханических переходных процессов в энергосистемах // Электричество. 1983. №3. С. 11-19.

94. Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок // М.: Наука, 1981. 236 с.
95. Пашков Л.Т. Математические модели процессов в паровых котлах // – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. -208с.
96. Kosterev, D. Hydro Turbine-Governor Model Validation in Pacific Northwest // IEEE Transactions on power systems, vol. 19, no. 2, may 2004.
97. Иванов В. А. Регулирование энергоблоков // Л.: Машиностроение, Ленингр. отделение, 1982. - 311 с.
98. Седойкин, Д.Н. Способ расчета частоты по мгновенным значениям напряжений в трехфазных сетях / Д.Н. Седойкин, А.А. Юрганов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017. – № 2 (77).
99. Kievets A., Suvorov A., Askarov A., Rudnik V., Aleksander G., B. Yuly. The use of HRTSim to optimize the control parameters of fast turbine valving control // Electrical Engineering. – 2021. – Vol. 103 (2). – P. 1105–1113.
100. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "методические указания по устойчивости энергосистем", 2018 г.
101. Щегляев А.В., Смелъницкий С.Г. Регулирование паровых турбин // - М.- Л.: Госэнергоиздат, 1962.- 256 с.
102. Серов Е.П., Корольков Б.П. Динамика парогенераторов // - М.: Энергия, 1972.- 416 с.
103. Плетнев Г.П., Штробель В.А., Мухин В.С. Исследования систем автоматического регулирования мощности парогенератора и турбины в режиме регулирования частоты // Теплоэнергетика. - 1972. - №11.- С. 55-57.
104. Фрагин М.С., Щетинин А.А. Системы регулирования конденсационных турбин большой мощности // Теплоэнергетика. - 1972. - №11.- С. 19-25.

105. Белинский С.Я., Липов Ю.М. Энергетические установки электростанций // - М.: Энергия, 1974. 304 с.
106. Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах // Тр. ВЭИ. - М.: Энергия, 1977. - Вып. 83. - 160 с.
107. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем // - М.: Энергия, 1974. - 416 с.
108. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Издательство стандартов, 1993. – 30 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ЧАСТЬ КОДА РЕАЛИЗАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В МИКРОКОНТРОЛЛЕРЕ

```

#include "MAIN.h"
#include "PIO_IND.H"
#include "MAIN_CIRCLE.H"

#include "DATA.h" // VK[] is created here!
#include "SUBADR_IND.h" // indexes for param are here
#include "COMMON_DATA.H"

#include "TURBO_GOV.H"

void TurboGovCalculation(void)
{
    __asm
    {
        // R12 - ZP address, R11 - VK address, R10 - IP address
        LDR        R12,=piZP
        LDR        R12,[R12,#0x0]

        LDR        R11,=psVK
        LDR        R11,[R11,#0x0]

        LDR        R10,=piIP
        LDR        R10,[R10,#0x0]

        MOV        R9,          #0x3F000000    // 0x3FFFFFFF
        ADD        R9, R9, #0x00FF0000
        ADD        R9, R9, #0x0000FF00
        ADD        R9, R9, #0x000000FF

        MOV        R8,          #0xC0000000    // 0xC0000000
        MOV        R7,          #0x00A30000    // 00A3D70B = 100 mks then max = 0.01, 30 bit
        ADD        R7, R7, #0x0000D700
        ADD        R7, R7, #0x0000000B

        LDR        R0, [R10,#IPi_P*4]          // P, 31 bit, max = 22
        MOV        R0, R0, ASR #1              // P, 30 bit, max = 22
    }
}

```

```

MOV      R2,    #0x26000000
ADD      R2, R2, #0x00710000
ADD      R2, R2, #0x0000DA00
ADD      R2, R2, #0x00000033
SMULL    R4, R3, R0, R2                // max 22 -> 36.624
MOV      R0, R3, LSL #2

// -----D6 solution, max = 36.624-----

LDR      R1, [R12, #ZP_D6_OUT*4]        // R1 = OUT, max = 36.624

SUB      R0, R0, R1                    // IN * K - OUT
MOV      R2,    #0x00100000
ADD      R2, R2, #0x00006200
ADD      R2, R2, #0x0000004E            // 1/T * dt = 0x0010624E, max = 1

SMULL    R4, R3, R0, R2                // max = 36.624 * 1
MOV      R0, R3, LSL #2
ADD      R0, R1, R0                    // OUT +=
CMP      R0, R9                        // if OUT > 0x3FFFFFFF
MOVGT    R0, R9
CMP      R0, R8                        // if OUT < 0xC0000000
MOVLTE   R0, R8
STR      R0, [R12, #ZP_D6_OUT*4]        // save OUT

// -----SUM, max = 36.624-----

LDRH     R1, [R11, #VK_Mmut*2]          // Pavar, 15 bit, max = 1.5

MOV      R1, R1, LSL #15
MOV      R2,    #0x02000000
ADD      R2, R2, #0x009F0000
ADD      R2, R2, #0x00000900
ADD      R2, R2, #0x00000010
SMULL    R4, R3, R1, R2                // max 1.5 -> 36.624
MOV      R1, R3, LSL #2
ADD      R0, R0, R1                    // P + Pavar
LDRH     R1, [R11, #VK_rez*2]          // Pgn, 15 bit, max = 1

```

```
MOV      R1, R1, LSL #15
MOV      R2,      #0x01000000
ADD      R2, R2, #0x00BF0000
ADD      R2, R2, #0x00005B00
ADD      R2, R2, #0x00000060
SMULL    R4, R3, R1, R2                // max 1 -> 36.624
MOV      R1, R3, LSL #2
ADD      R0, R0, R1                    // P + Pavar + Pgn
STR      R0, [R12, #ZP_ChPTurbo*4]
```

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СРАВНЕНИЕ РЕАЛИЗОВАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ПВК PSCAD И ВМК РВ ЭЭС

Ниже представлены результаты сравнения реализации тестового сигнала УВ КРТ с помощью синтезированной математической модели ВМК РВ ЭЭС с аналогичной моделью, собранной в ПВК PSCAD. Для сигнала УВ КРТ заданы следующие параметры:

- $A_i=4$ н.в.;
- $T_{\text{КРТ}}=5.4$ сек.;
- $A_0=1$ сек.;
- $\tau_{\text{КРТ}}=3$ сек.

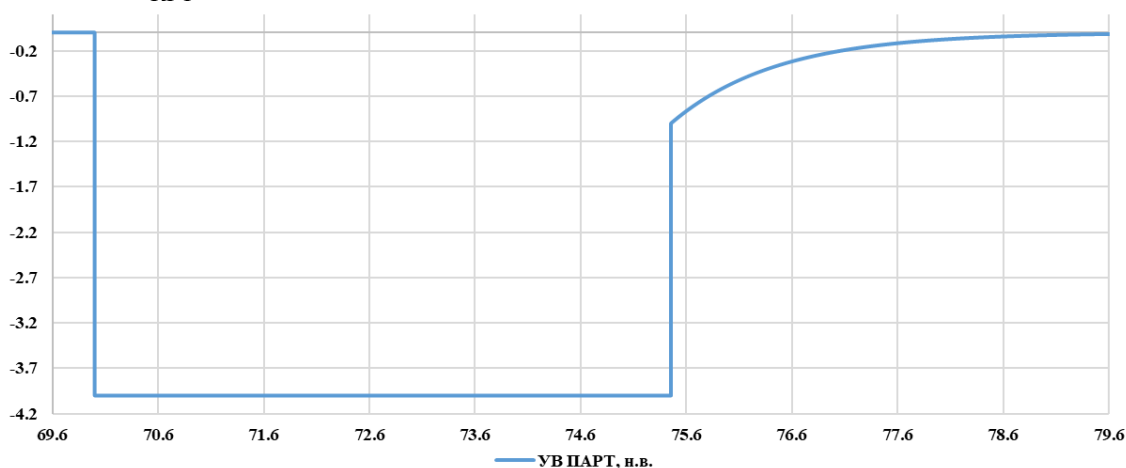


Рисунок Б.1 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью ПВК PSCAD при тестировании канала формирования УВ КРТ

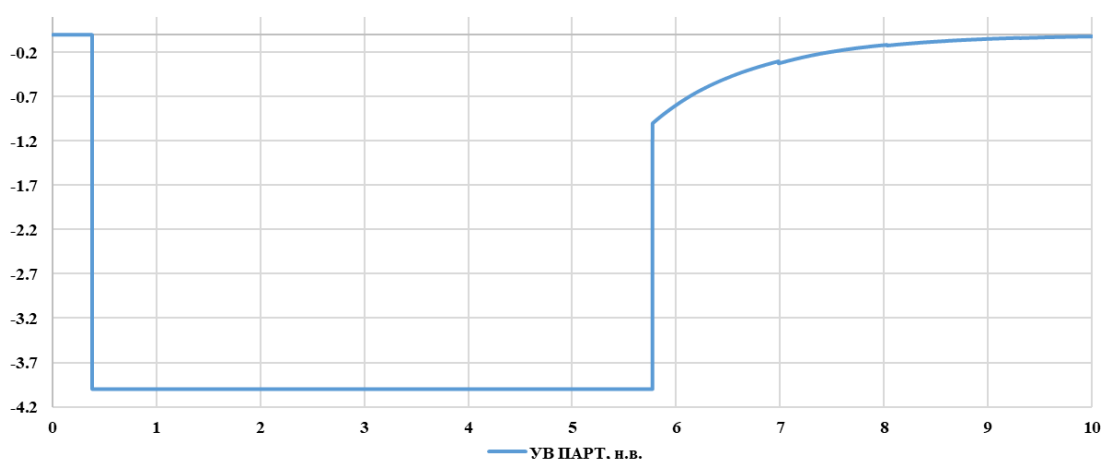


Рисунок Б.2 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью ВМК РВ ЭЭС при тестировании канала формирования УВ КРТ

Далее представлены результаты сравнения работы математической модели канала АРЧМ, реализованной в ВМК РВ ЭЭС и ПВК PSCAD.

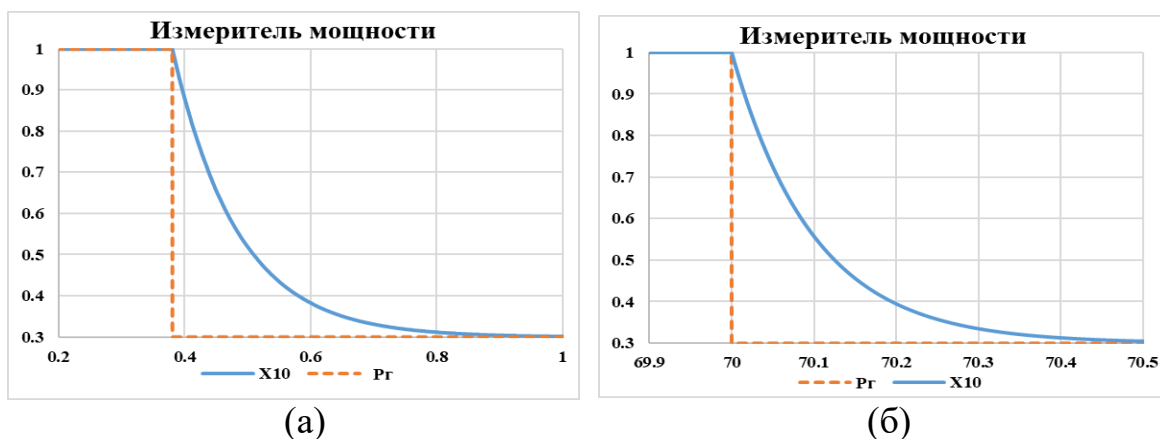


Рисунок Б.3 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании измерителя мощности

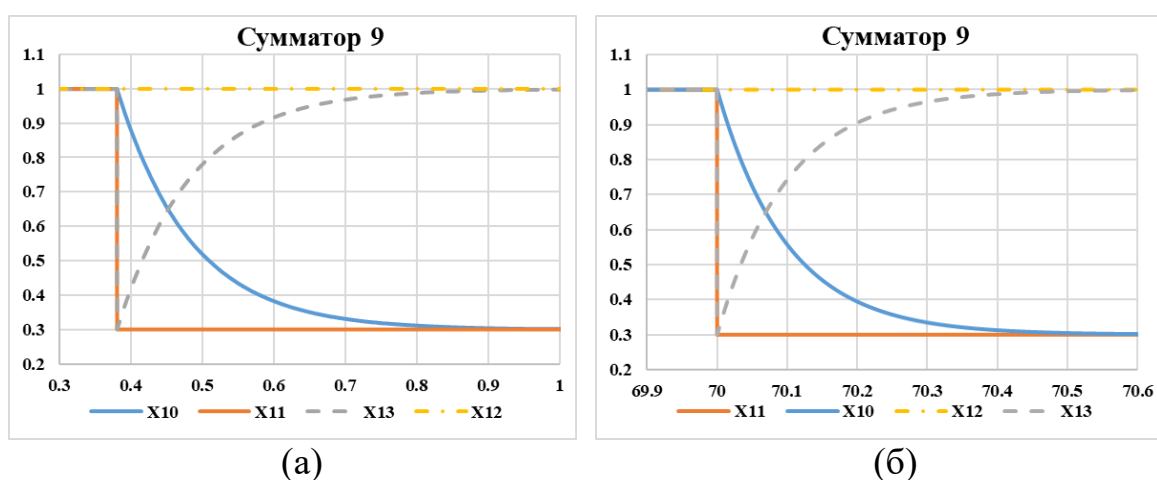


Рисунок Б.4 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании сумматора 9 на рисунке 3

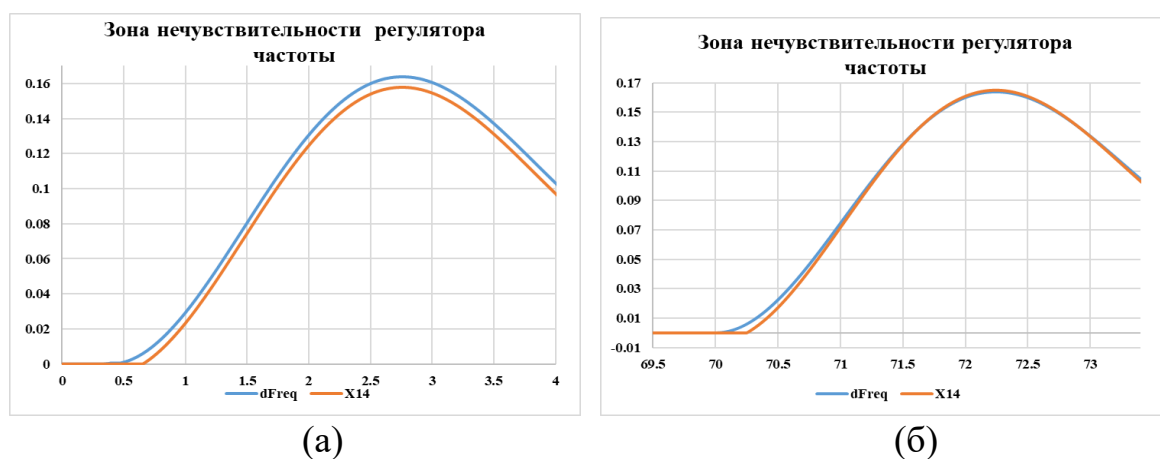


Рисунок Б.5 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании зоны нечувствительности регулятора частоты



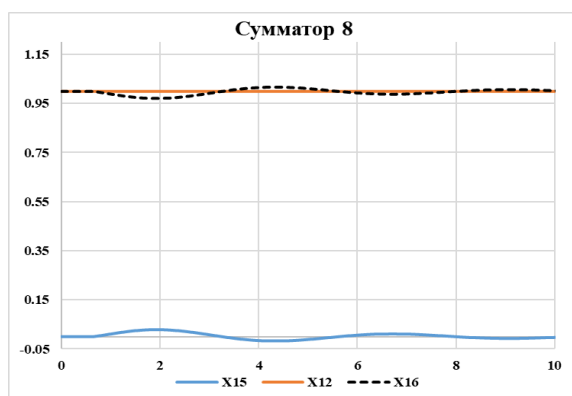
(а)



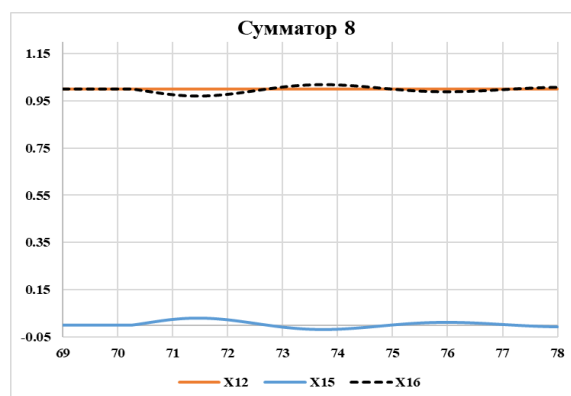
А

(б)

Рисунок Б.6 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена динамической коррекции медленнодействующего канала РМ

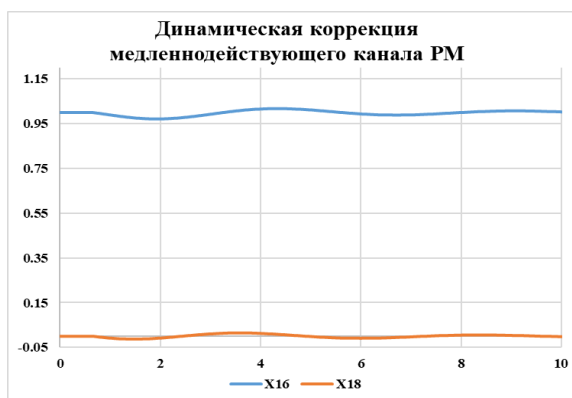


(а)

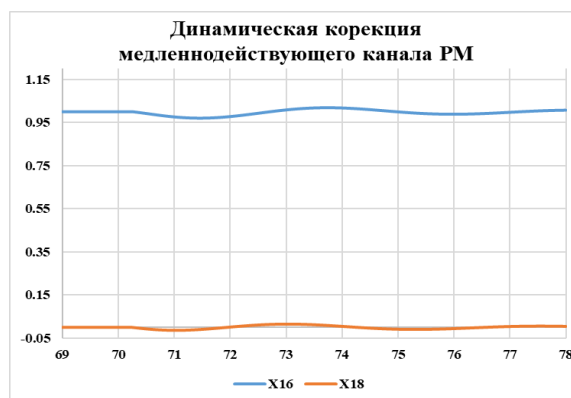


(б)

Рисунок Б.7 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании сумматора 8 на рисунке 3

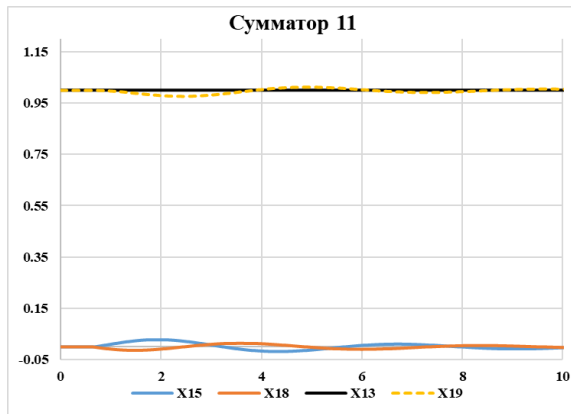


(а)

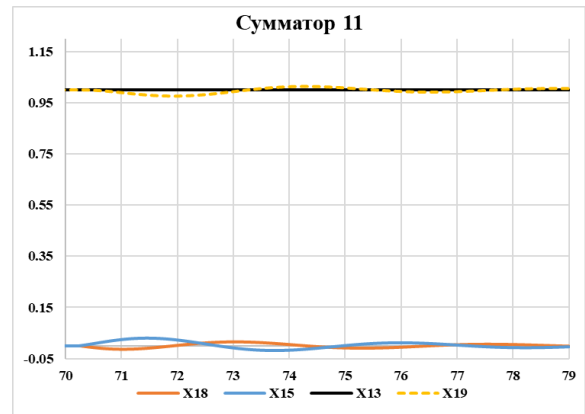


(б)

Рисунок Б.8 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена динамической коррекции медленнодействующего канала РМ

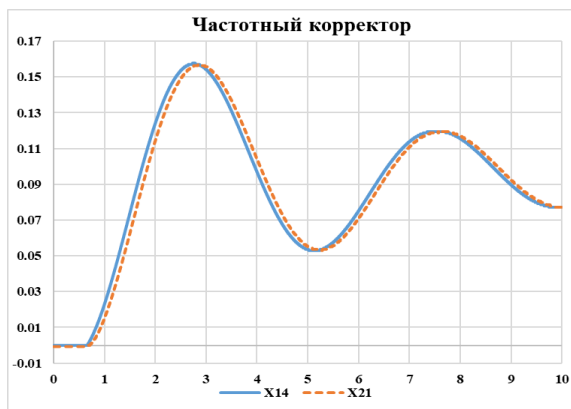


(а)

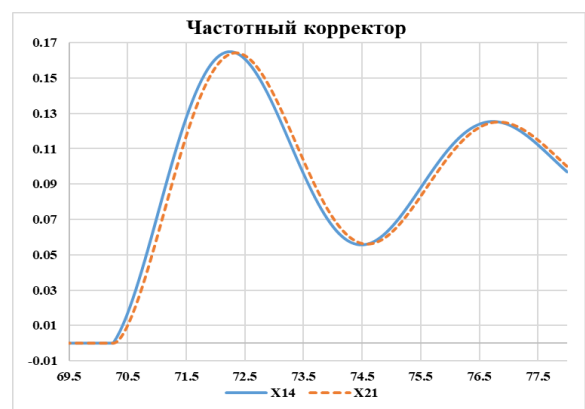


(б)

Рисунок Б.9 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ППК PSCAD при тестировании сумматора 11 на рисунке 3

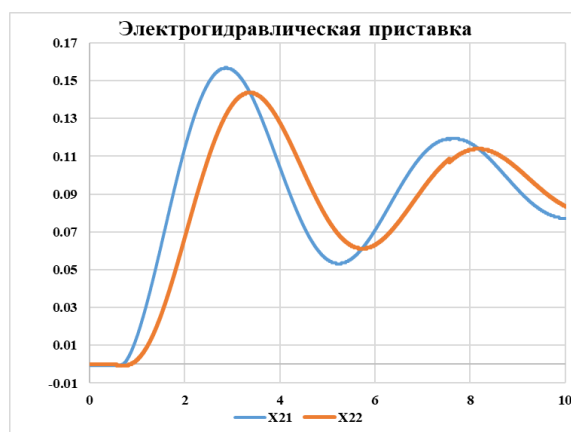


(а)

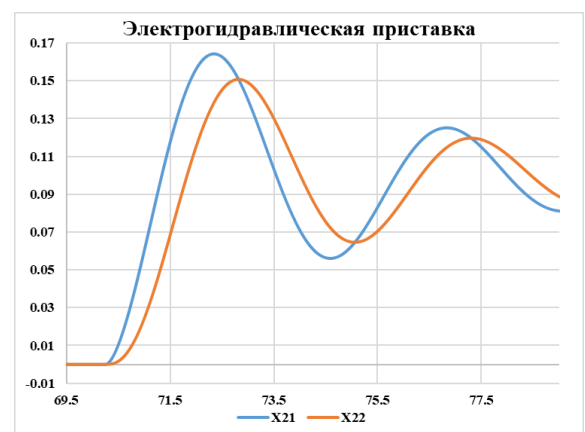


(б)

Рисунок Б.10 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ППК PSCAD при тестировании звена частотного корректора

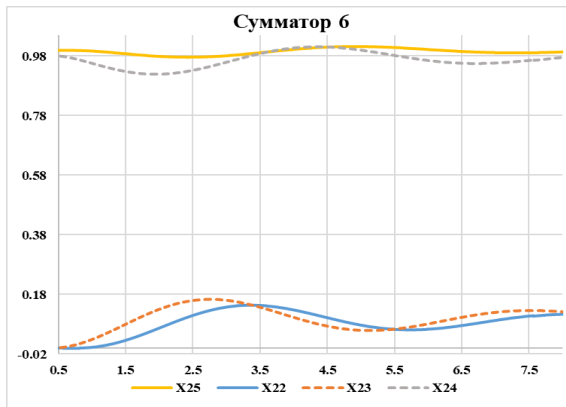


(а)

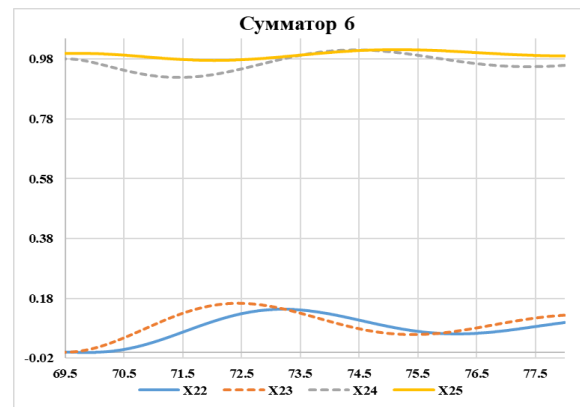


(б)

Рисунок Б.11 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ППК PSCAD при тестировании звена ЭГП

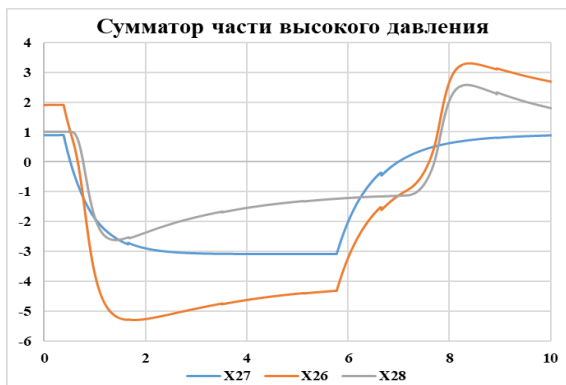


(а)

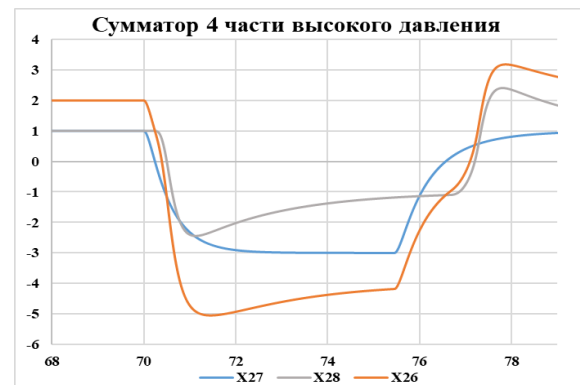


(б)

Рисунок Б.12 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании сумматора 6 на рисунке 3



(а)



(б)

Рисунок Б.13 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании сумматора 4 части высокого давления на рисунке 3

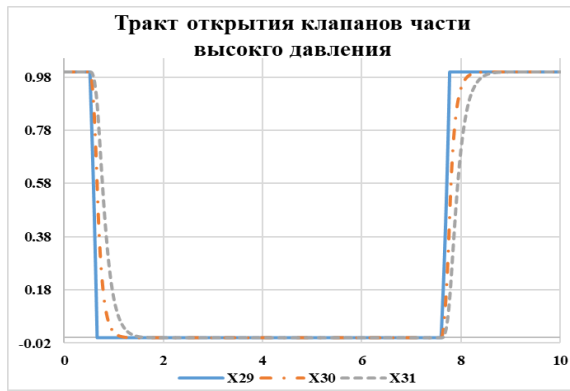


(а)

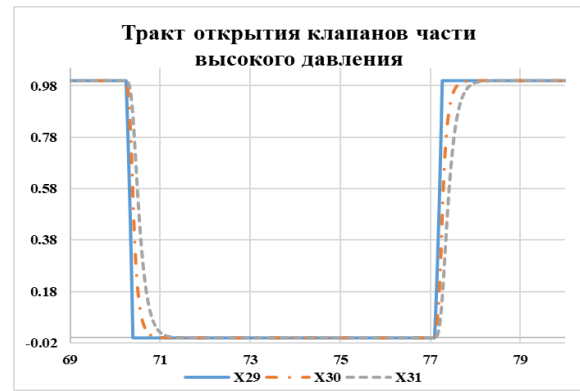


(б)

Рисунок Б.14 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании ограничителя на открытие сервомотора части высокого давления на рисунке 3

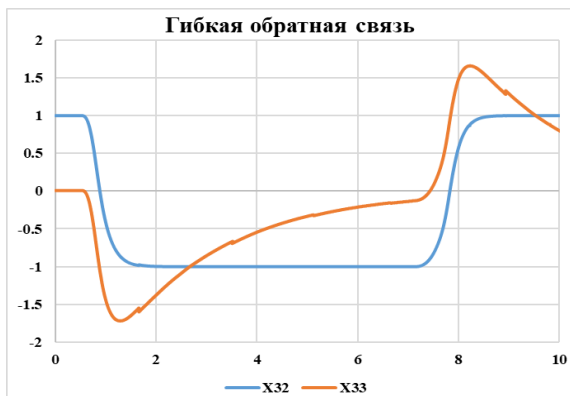


(а)



(б)

Рисунок Б.15 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании тракта открытия клапанов части высокого давления на приведенном ранее рисунке 3

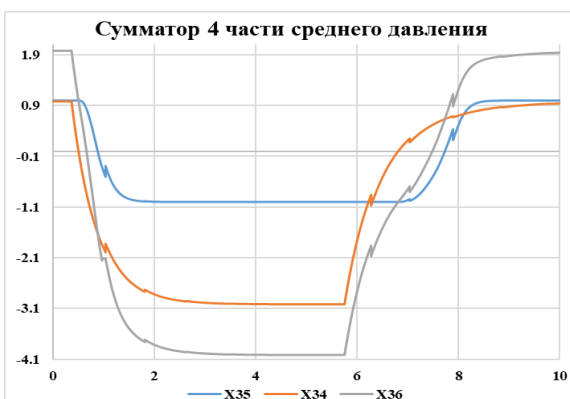


(а)

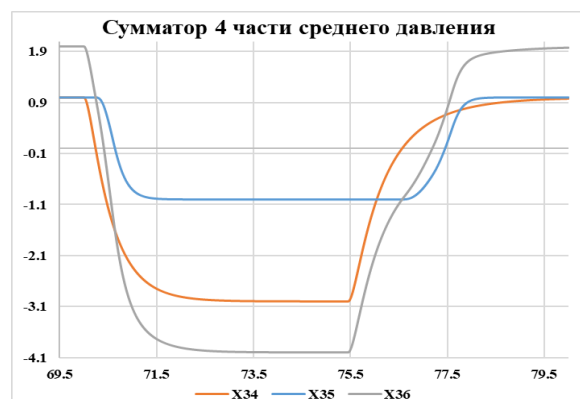


(б)

Рисунок Б.16 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании канала гибкой обратной связи на приведенном ранее рисунке 3



(а)



(б)

Рисунок Б.17 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании сумматора 4 части среднего давления

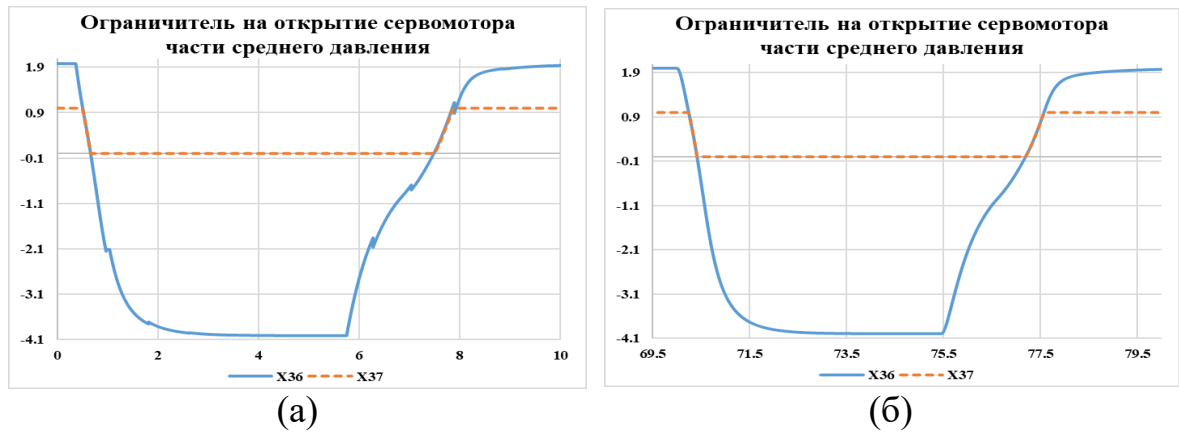


Рисунок Б.18 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена ограничителя на открытие сервомотора части среднего давления на рисунке 3

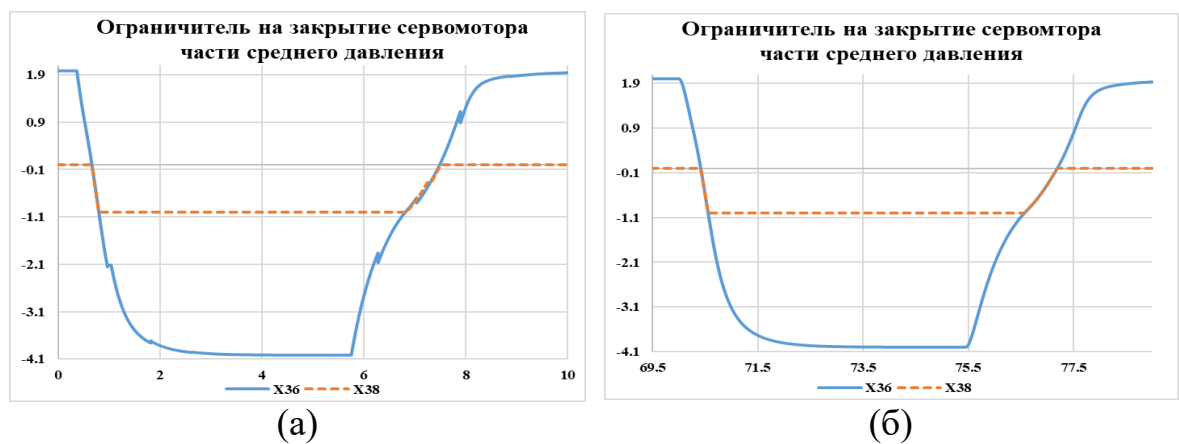


Рисунок Б.19 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена ограничителя на закрытие сервомотора части среднего давления на приведенном ранее рисунке 3

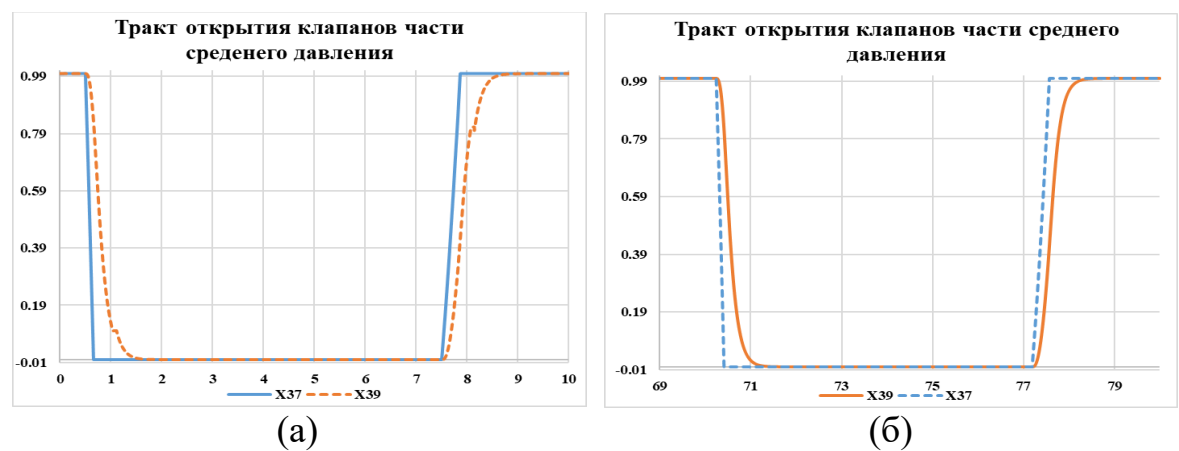
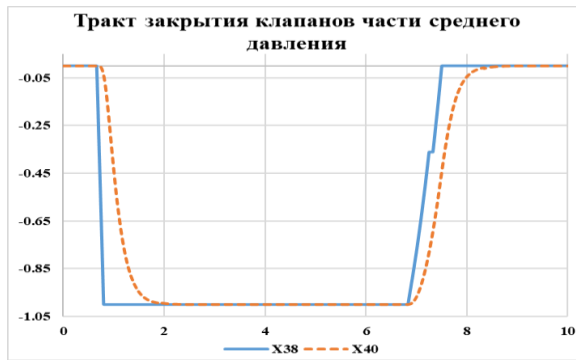
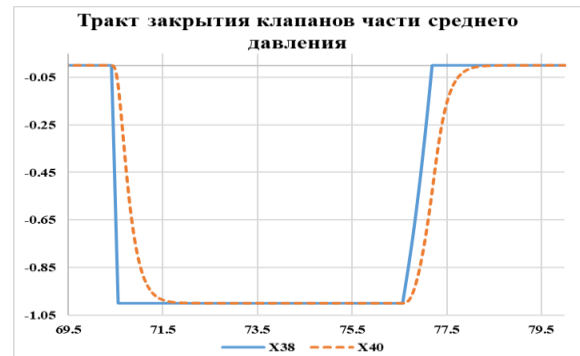


Рисунок Б.20 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании тракта открытия клапанов части среднего давления на рисунке 3

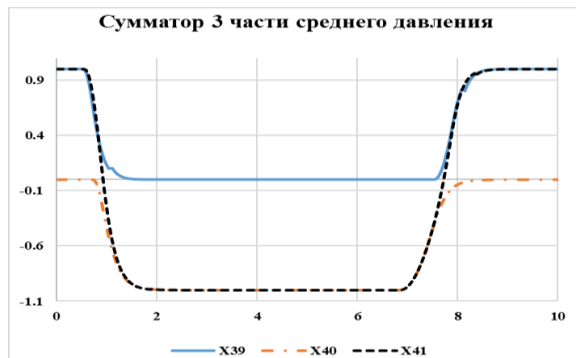


(а)

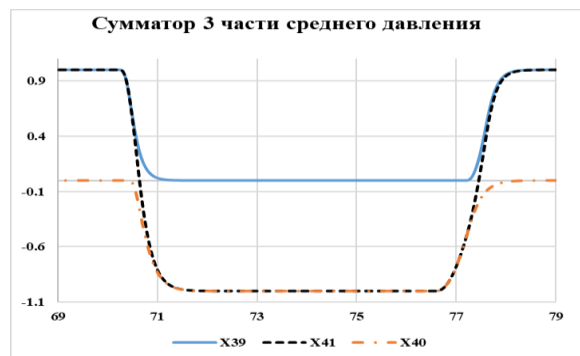


(б)

Рисунок Б.21 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б - ПВК PSCAD при тестировании тракта закрытия клапанов части среднего давления на рисунке 3

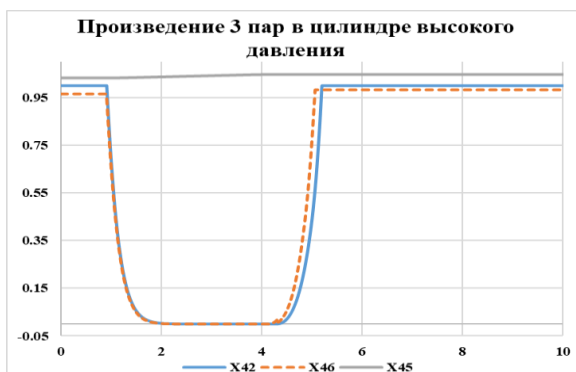


(а)

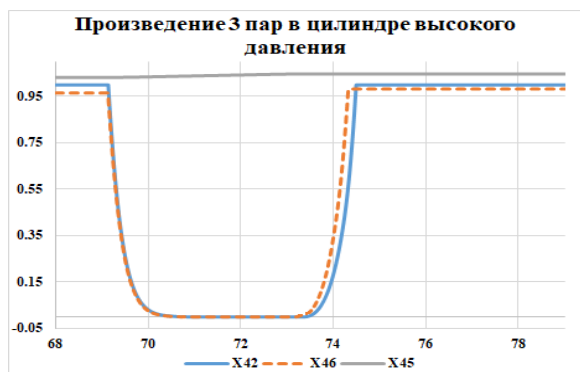


(б)

Рисунок Б.22 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании сумматора 3 части среднего давления на рисунке 3



(а)



(б)

Рисунок Б.23 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена произведения степени открытия клапанов на давление подаваемого в цилиндр высокого давления пара

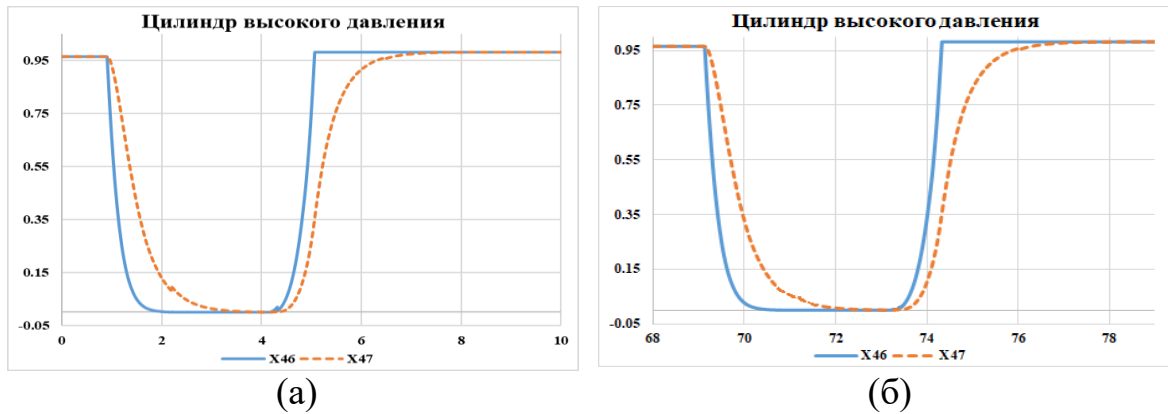


Рисунок Б.24 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена цилиндра высокого давления

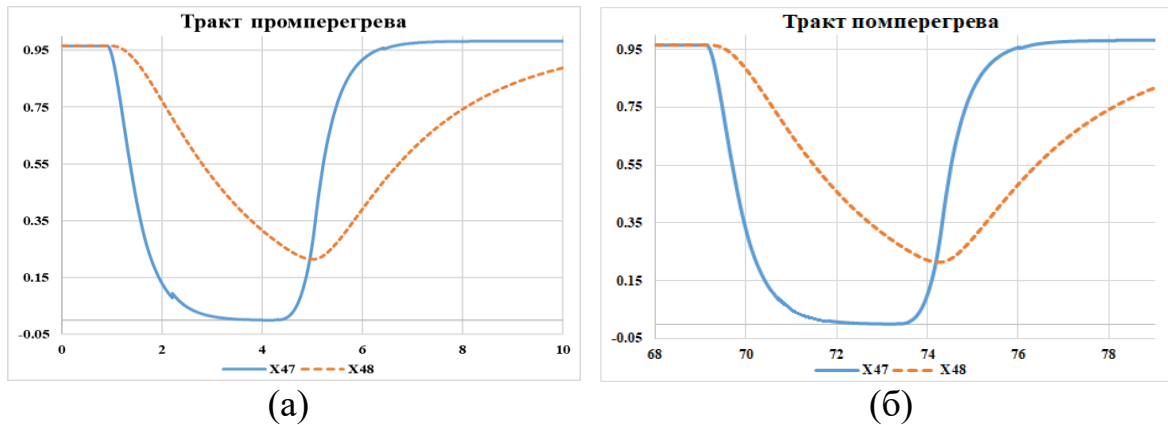


Рисунок Б.25 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена промперегрева

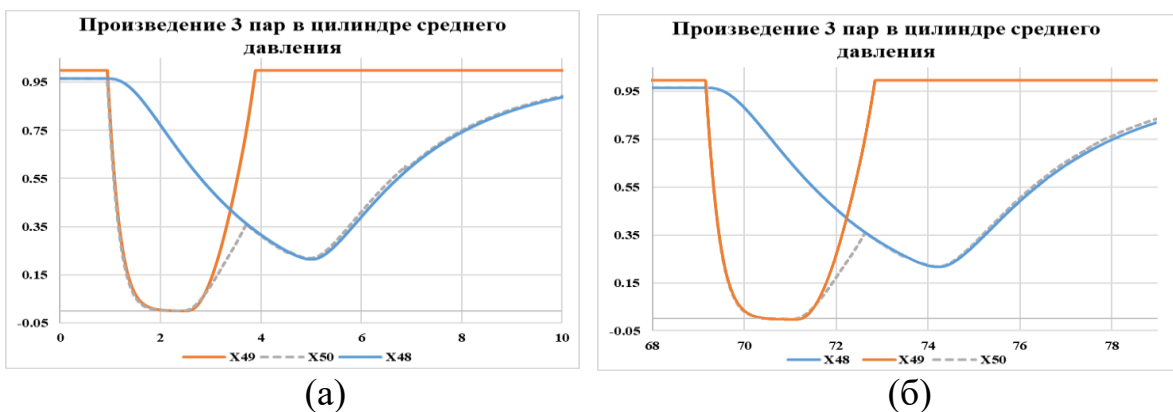
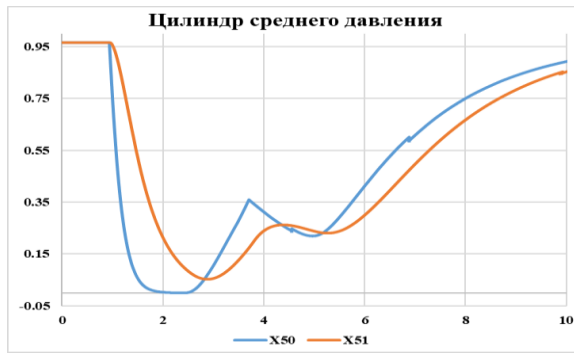
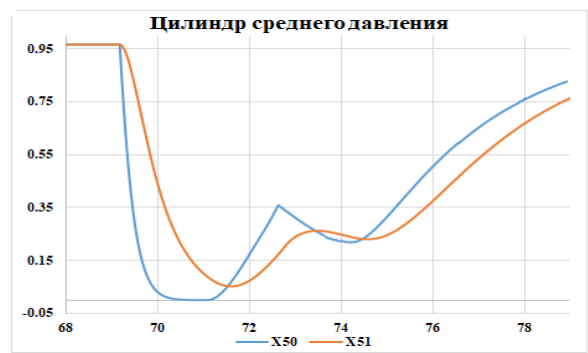


Рисунок Б.26 – Осциллограммы сигналов, полученные с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена производства степени открытия клапанов на давление подаваемого в цилиндр среднего давления пара

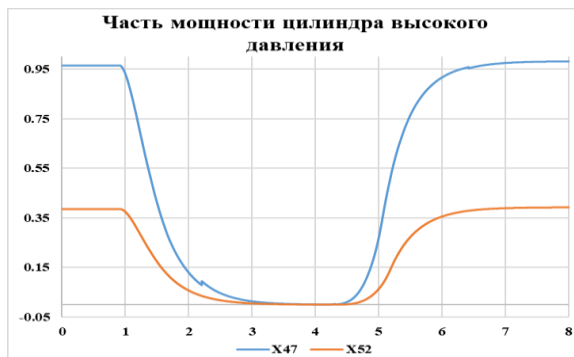


(a)

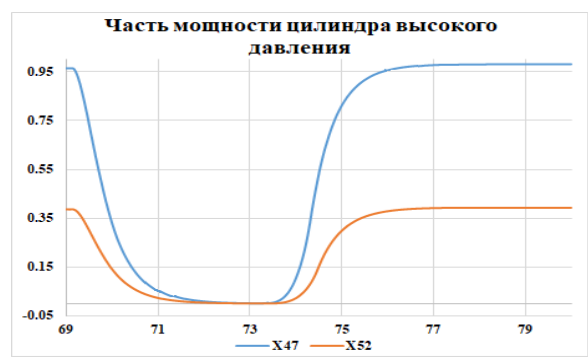


(б)

Рисунок Б.27 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена цилиндра среднего давления



(a)



(б)

Рисунок Б.28 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена, определяющего количество мощности за счет цилиндра высокого давления

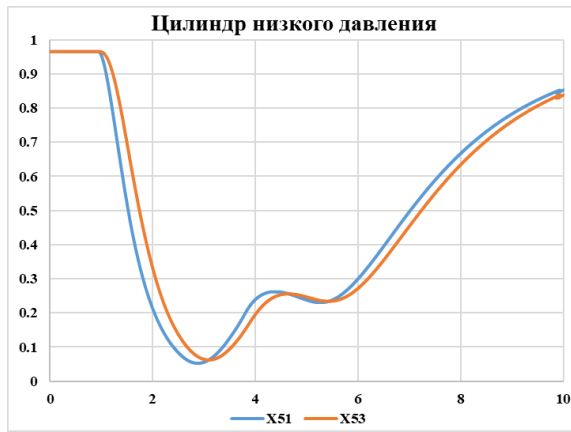


(a)

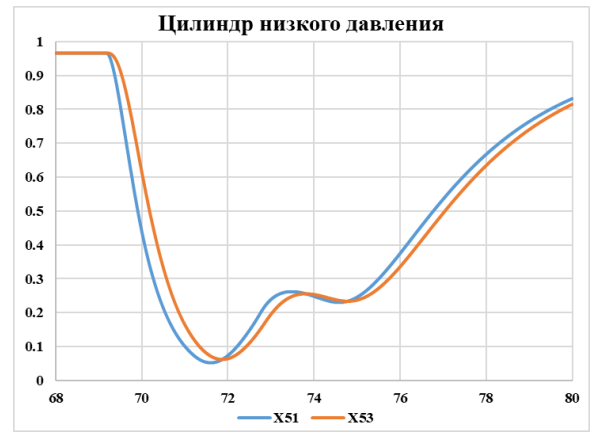


(б)

Рисунок Б.29 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена, определяющего количество мощности за счет цилиндра среднего давления

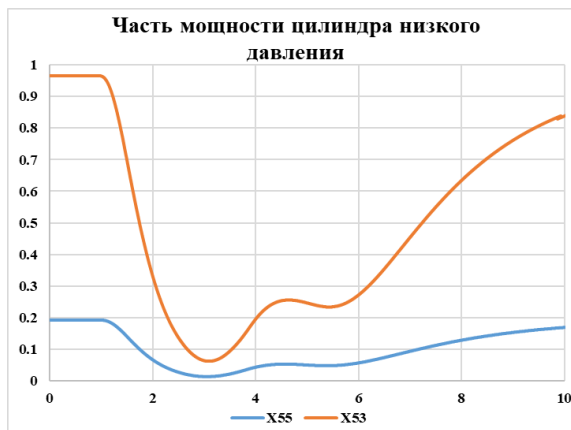


(а)

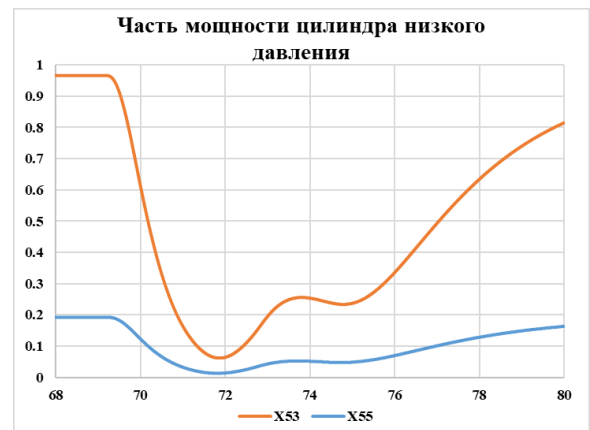


(б)

Рисунок Б.30 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б – ПВК PSCAD при тестировании звена цилиндра низкого давления



(а)



(б)

Рисунок Б.21 – Осциллограммы сигналов, полученных с помощью: а – ВМК РВ ЭЭС; б - ПВК PSCAD при тестировании звена, определяющего количество мощности за счет цилиндра низкого давления