

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

На правах рукописи

Аскарлов Алишер Бахрамжонович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ И СРЕДСТВ НАСТРОЙКИ
АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ
СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В
УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННЫХ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

2.4.3 – Электроэнергетика

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Андреев Михаил Владимирович

Томск – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. Анализ проблем обеспечения устойчивости в современных электроэнергетических системах и существующих направлений в области развития подходов к настройке систем автоматического регулирования возбуждения	13
1.1. Анализ влияния внедрения новых объектов и устройств на устойчивость электроэнергетических систем	15
1.2. Обоснование решения проблемы обеспечения надежности и устойчивости современных электроэнергетических систем с помощью регулирования возбуждения синхронных генераторов электростанций.....	20
1.2.1. Структура автоматических регуляторов возбуждения отечественного и зарубежного типов	21
1.2.2. Основные направления в области развития систем регулирования возбуждения синхронных генераторов и подходов к их настройке	29
1.3. Обоснование настройки автоматических регуляторов возбуждения в качестве эффективного мероприятия по обеспечению надежности и устойчивости современных электроэнергетических систем	34
1.3.1. Выявление факторов, препятствующих решению проблемы настройки автоматических регуляторов возбуждения в современных электроэнергетических системах в рамках применения существующих и перспективных методов и средств	35
1.3.2. Применение гибридного подхода к моделированию электроэнергетических систем для осуществления настройки автоматических регуляторов возбуждения, адекватной реальным условиям функционирования.....	47
1.4. Выводы по главе 1	50
Глава 2. Концепция настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов с применением Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем и средства ее реализации.....	52
2.1. Концепция настройки автоматических регуляторов возбуждения с применением Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем.....	52

2.2. Формирование структуры и принципов построения всережимной детальной трехфазной математической модели энергоблока.....	54
2.2.1. Гибридный сопроцессор синхронного генератора	64
2.2.2. Гибридный сопроцессор мультимассной модели вала.....	69
2.2.3. Гибридный сопроцессор системы возбуждения	72
2.2.4. Гибридные сопроцессоры нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора	78
2.2.5. Микропроцессорный узел специализированного гибридного процессора энергоблока.....	79
2.2.6. Тестовые исследования разработанных средств гибридного моделирования энергоблока.....	81
2.3. Выводы по главе 2	86
Глава 3. Методика настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов в условиях развития современных электроэнергетических систем.....	88
3.1. Формирование положений методики настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электрических станций.....	88
3.2. Выводы по главе 3	98
Глава 4. Экспериментальные исследования методики настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов	100
4.1. Результаты настройки автоматических регуляторов возбуждения на линеаризованной модели электроэнергетической системы	102
4.2. Результаты анализа правильности и эффективности выбранных параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения на динамической модели электроэнергетической системы	104
4.2.1. Проверка эффективности параметров настройки АРВ в нормальной схеме при изменении уровня генерации ВИЭ	105
4.2.2. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при изменении схемно-режимных условий работы ВИЭ	112
4.2.3. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при учете поддержания непрерывности электроснабжения ВИЭ при низком напряжении	116

4.2.4. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при отключении ВИЭ в случае повышения напряжения	119
4.2.5. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при отключении ВИЭ без возмущения	120
4.2.6. Проверка правильности работы АРВ СГ при изменении степени компенсации продольного сопротивления отходящих линий	121
4.2.7. Проверка правильности работы АРВ СГ при изменении загрузки и параметров настройки СТАТКОМ	124
4.2.8. Проверка эффективности работы АРВ СГ совместно с ВИЭ-СТАТКОМ	127
4.2.9. Проверка эффективности работы АРВ СГ при изменении параметров настройки САУ ВИЭ	129
4.2.10. Проверка эффективности работы АРВ СГ при добавлении канала стабилизации в САУ ВИЭ	131
4.2.11. Обобщение результатов настройки АРВ СГ с применением ВМК РВ ЭЭС в соответствии с предлагаемой методикой	133
4.3. Выводы по главе 4	135
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	143
Приложение А. Документы, подтверждающие создание объектов интеллектуальной собственности	162
Приложение Б. Структурная схема электрической машины	165
Приложение В. Структурная схема мультимассной модели вала	167
Приложение Г. Результаты тестирования гибридной модели энергоблока	169

ВВЕДЕНИЕ

Проблема и ее актуальность. Одной из важнейших задач в области электроэнергетики является обеспечение надежности и устойчивости функционирования современных электроэнергетических систем (ЭЭС) в условиях их постоянного развития и усложнения структуры, связанных как со строительством и вводом в эксплуатацию новых энергообъектов, электрических сетей и электроустановок, так и с переоснащением и модернизацией уже используемых в настоящее время объектов. Под новыми объектами в составе современных ЭЭС в диссертационной работе понимаются объекты генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), к которым преимущественно относятся ветроэнергетические (ВЭУ) и фотоэлектрические (ФЭУ) установки, а также различные технологии гибких систем передачи переменного тока (ГСППТ). Внедрение подобного рода устройств и установок помимо неоспоримых положительных аспектов вызывает и ряд негативных последствий, которые непосредственно связаны с проблемами режимного и противоаварийного управления ЭЭС. В частности, могут ухудшаться динамические свойства ЭЭС за счет снижения общей постоянной инерции и недостатка резервов мощности, увеличиваться скорость протекания процессов и максимальные отклонения параметров электрического режима в первый момент после возмущения и, как следствие, возрастет вероятность нарушения устойчивости параллельной работы электростанций или частей ЭЭС с последующим каскадным развитием аварийных процессов вплоть до разделения системы и отключения большого числа потребителей.

Одним из основных средств обеспечения устойчивости ЭЭС являются устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) синхронных генераторов (СГ), устанавливаемые на традиционных электрических станциях (тепловых, гидравлических и атомных), которые в том числе отвечают за все виды устойчивости (статическую апериодическую, статическую колебательную и динамическую) как отдельных агрегатов, так и всей ЭЭС в целом. Отмеченные изменения в ЭЭС определяют необходимость решения вопросов, связанных с эффективной настройкой систем управления возбуждением, адекватной реальным условиям их функционирования, для оптимального регулирования напряжения, повышения запасов статической и динамической устойчивости, обеспечения интенсивного демпфирования локальных, межсистемных и послеаварийных электромеханических колебаний, возникающих в ЭЭС. Важность решения этой задачи обусловлена тем, что, как показывает мировой опыт эксплуатации ЭЭС со значительной долей объектов ВИЭ, полномасштабный переход от централизованной к децентрализованной схеме электроснабжения и полноценный отказ от мощных

традиционных источников энергии в настоящий момент не является возможным ввиду возникновения ряда проблем, частично обозначенных ранее.

При этом существующие подходы к настройке устройств АРВ в случае рассмотрения как ЭЭС традиционной структуры, так и современных ЭЭС не всегда способны обеспечить требуемое качество регулирования и эффективность работы данной режимной автоматики в целом, что определяется, в частности, используемыми средствами для получения необходимой информации о режимах и процессах в ЭЭС различной конфигурации, которая в дальнейшем применяется для настройки каналов АРВ СГ. Данный факт подтверждается статистикой и анализом крупных системных аварий за последние десятилетия, связанных с работой различных систем управления и в том числе АРВ СГ. Настройка АРВ СГ даже для традиционных ЭЭС является нетривиальной задачей, что связано с уникальными свойствами и характеристиками данных систем, в которых процесс производства, трансформации, передачи, распределения и потребления электроэнергии представляет собой единый и непрерывный процесс, предопределяющим сложную структуру подобных энергообъединений и взаимосвязь всего вовлеченного в этот процесс оборудования. При этом существующие методики и используемые для настройки АРВ СГ средства не в полной мере позволяют учесть особенности функционирования ВИЭ и устройств ГСППТ. Таким образом, принимая во внимание современную тенденцию развития ЭЭС, связанную с внедрением новых объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, существенно изменяющих динамику протекания процессов в энергосистеме, в особенности переходных, а также учитывая специфику их влияния на все виды устойчивости ЭЭС в целом, возникает актуальная задача определения новых, адекватных реальным условиям настроек АРВ различного типа, обеспечивающих их эффективное функционирование в различных схемно-режимных ситуациях для обеспечения надежности и сохранения устойчивости функционирования ЭЭС. В диссертационной работе для комплексного и всестороннего решения данной задачи предлагается использовать основанный на концепции гибридного моделирования Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), который, в силу своих свойств и возможностей, позволяет обеспечить получение полной и достоверной информации о нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессах в ЭЭС любой необходимой конфигурации и структуры, используя достаточно полную и адекватную математическую модель реальной ЭЭС.

Степень разработанности темы исследования. Принципам построения систем АРВ СГ, а также разработке методик по их настройке и другим различным аспектам в данной области посвящено множество работ как отечественных ученых и специалистов:

Андреева М.В., Беляева А.Н., Ботвинника М.М., Булатова Ю.Н., Веникова В.А., Герасимова А.С., Глебова И.А., Горева А.А., Гурикова О.В., Есиповича А.Х., Зеленина А.С., Зеленохат Н.И., Игнатъева И.В., Илюшина П.В., Кабанова Д.А., Климовой Т.Г., Когана Ф.Л., Лебедева С.А., Литкенс И.В., Логинова А.Г., Паздерина А.В., Покровского М.И., Рагозина А.А., Смоловик С.В., Сорокина Д.В., Сосниной Е.Н., Строева В.А., Тащилина В.А., Штефка Й., Юрганова А.А. и др., так и зарубежных ученых: Abido M.A., Concordia C., Folly K.A., Guo Q., Hiyama T., Hore G.S., Hsu Y.Y., Kamwa I., Kundur P., Malik O.P., Mukherjee V., Ngamroo I., Panda S., Shayeghi H., Venayagamoorthy G.K., Vournas C.D., Wang H.F., Yokoyama R. и др. Однако, несмотря на это, в настоящее время остается довольно много дискуссионных вопросов, связанных с получением параметров настройки АРВ СГ электрических станций, наиболее адекватных реальным условиям их функционирования. В связи с этим **идея работы**, посвященная решению обозначенной проблемы настройки устройств АРВ СГ в условиях развития современных ЭЭС с применением методики и средств, в основе которых лежит комплексный гибридный подход к моделированию подобных ЭЭС, является актуальной для мировой электроэнергетики в целом.

Целью работы является совершенствование методики и разработка средств для анализа и выбора оптимальных настроек устройств АРВ СГ с точки зрения эффективного демпфирования колебаний параметров электрического режима, а также обеспечения высоких запасов колебательной и динамической устойчивости современных ЭЭС в целом с применением информации о режимах и процессах, полученной с помощью средств гибридного моделирования ЭЭС.

Объектом исследования является СГ, работающий в составе ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ разного типа, состава и мощности при различных схемно-режимных условиях и возмущениях. **Предметом исследования** являются системы АРВ СГ, отвечающие за его функционирование как в нормальных, так и в переходных режимах.

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

1. Анализ влияния внедрения современных объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, подключаемых через силовые преобразователи к электрической сети, в существующие ЭЭС на динамику протекания переходных процессов, а также статическую колебательную и динамическую устойчивость ЭЭС в целом.
2. Анализ основных широко используемых в настоящее время методов и средств для настройки АРВ СГ электрических станций, а также перспективных направлений в данной области.
3. Выявление и обоснование факторов, препятствующих комплексному решению проблемы адекватной реальным условиям функционирования настройки устройств АРВ в

современных ЭЭС в рамках применения существующих и перспективных методов и средств.

4. Разработка теоретически и практически обоснованной концепции осуществления настройки АРВ СГ с учетом современных тенденций развития и модернизации ЭЭС, а также структуры и принципов построения средств ее реализации.

5. Разработка методики эффективной настройки устройств АРВ СГ в современных ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ.

6. Проведение комплекса экспериментальных исследований, подтверждающих свойства и возможности разработанных концепции, средств и методики настройки устройств АРВ СГ, которые обеспечивают успешное решение исследуемой проблемы, а также достижение цели диссертационной работы.

Научная новизна работы:

1. Усовершенствована методика настройки АРВ СГ электрических станций в современных ЭЭС за счет учета особенностей функционирования и режимов работы объектов ВИЭ и устройств ГСППТ при формировании перечня рассматриваемых схемно-режимных условий работы ЭЭС и возмущений, в том числе характерных для указанных установок: изменение уровня генерации, отношения короткого замыкания и степени продольной компенсации в сети, изменение в параметрах настройки и алгоритмах функционирования систем автоматического управления, а также принципов работы в случае существенных отклонений уровня напряжения.

2. Доказана эффективность применения совокупности из трех квадратичных интегральных показателей качества для количественной оценки эффективности выбранных параметров настройки АРВ СГ на основе результатов моделирования переходных процессов, которые позволяют совокупно анализировать изменение амплитуды колебаний и время их затухания при рассмотрении большого многообразия схемно-режимных условий работы современных ЭЭС с ВИЭ и ГСППТ. Определены на основе экспериментальных данных характерные диапазоны изменения интегральных показателей, по которым может быть сделан вывод об уровне эффективности настройки АРВ СГ с использованием полученных значений.

Теоретическую значимость работы определяют:

1) обоснованная необходимость настройки АРВ СГ электрических станций, наиболее адекватной реальным условиям их функционирования при внедрении в современные ЭЭС различных объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ, а также выявленные причины её труднореализуемости при применении существующих средств и методик;

2) предложенная концепция настройки АРВ СГ с применением программно-аппаратных средств моделирования электромагнитных переходных процессов, позволяющих достоверно учесть влияние специфики и динамики функционирования современных установок, подключение которых к электрической сети осуществляется с использованием силовых преобразователей, на конечный результат настройки регуляторов возбуждения разного типа;

3) сформулированная в соответствии с рассмотренными аспектами влияния ВИЭ и ГСППТ на режимы и процессы в ЭЭС, а также с предложенной концепцией методика, определяющая общую последовательность и содержание действий по проведению процедуры настройки АРВ СГ в условиях развития современных ЭЭС.

Практическая значимость работы заключается в повышении надежности функционирования современных ЭЭС с ВИЭ и ГСППТ за счет обеспечения высоких запасов колебательной и динамической устойчивости, что определяется оптимальной и эффективной настройкой АРВ СГ электрических станций, которая осуществляется с учетом широкого многообразия схемно-режимных условий работы ЭЭС при различного рода возмущениях на ее детальной математической модели. Кроме того, благодаря разработанным средствам моделирования совместно с предложенной методикой и концепцией в целом становится возможным формирование определенных рекомендаций по повышению устойчивости современных ЭЭС за счет скоординированного использования возможностей управления ВИЭ или ГСППТ и АРВ СГ. Результаты диссертационной работы используются в ФГАОУ ВО НИ ТПУ в образовательных и научных процессах при подготовке бакалавров и магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника», а также при реализации проектов РФФИ 20-38-90003 и РНФ 18-79-10006.

Методология и методы исследования. Решение поставленных в диссертационной работе задач выполнялось с использованием методов теоретического исследования, имитационного моделирования и экспериментального исследования. При проведении теоретических исследований применялись теория электрических машин, методы системного анализа, положения теории автоматического регулирования и управления, теории электромеханических и электромагнитных переходных процессов. При разработке необходимых программно-аппаратных средств моделирования энергоблока использовались методы математического моделирования ЭЭС, методы анализа линейных и нелинейных электрических цепей, положения теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, а также методы схемотехнического анализа и концепция построения средств гибридного моделирования. Численные эксперименты выполнены на математической модели ЭЭС, реализованной в БМК РВ ЭЭС.

Положения, выносимые на защиту:

1. Для эффективной настройки АРВ при рассмотрении современных ЭЭС необходимо воспроизведение в виде детальной модели, помимо электрической машины вместе с ее системами автоматического регулирования и управления, валопровода генератора с целью анализа резонансных процессов в широком диапазоне частот (десятки-сотни герц), вероятность возникновения которых значительно возрастает при использовании установок с силовыми преобразователями.

2. При анализе переходных процессов в современных ЭЭС, проводимом для оценки эффективности настройки АРВ СГ электрических станций, необходимо воспроизведение объектов ВИЭ и устройств ГСППТ в виде детализированных нелинейных моделей, учитывающих коммутационные процессы в силовых преобразователях и их быстродействующие системы автоматического управления вместе с динамикой цепи постоянного тока, для получения наиболее полной и достоверной информации по всему значимому спектру процессов (0-1000 Гц).

3. С целью повышения эффективности настройки АРВ СГ в современных ЭЭС должны учитываться особенности функционирования объектов ВИЭ и устройств ГСППТ при формировании перечня рассматриваемых режимов и возмущений, в том числе характерных для обозначенных установок. Таким образом применение предлагаемой методики настройки АРВ СГ позволяет достигнуть большей эффективности демпфирования послеаварийных колебаний, например, время затухания колебаний в среднем уменьшается на 32% в сравнении с параметрами настройки, выбранными в соответствии с существующей методикой.

4. Применение трех квадратичных интегральных показателей качества переходных процессов, учитывающих амплитуду колебаний любого из параметров электрического режима и время их затухания, позволяет оценить эффективность параметров настройки АРВ СГ и сделать более комплексный вывод о качестве выбранных параметров, чем при анализе только времени затухания как критерия оценки.

Степень достоверности результатов. Достоверность полученных результатов обеспечивается за счет применения апробированных положений теории надежности и устойчивости ЭЭС, использования известных положений фундаментальных и прикладных наук, корректного использования математического аппарата и соответствующих математических моделей со структурой, адекватной исследуемым процессам, соответствия результатов теоретического анализа и экспериментальных исследований, непротиворечивости результатов диссертационной работы выводам, которые получены другими авторами, а также обсуждения отдельных положений и результатов работы с

отечественными и зарубежными специалистами в рамках конференций и других научных мероприятий.

Связь работы с научными программами и грантами. Диссертационные исследования проводимые в рамках совершенствования методики и средств настройки автоматических регуляторов возбуждения выполнены при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 20-38-90003 «Исследование влияния процессов в современных электроэнергетических системах на функционирование автоматических регуляторов возбуждения и разработка методики их адекватной настройки») (2020–2022 гг.). Созданные автором математические модели регуляторов возбуждения отечественного и зарубежного типов, а также гибридные средства моделирования энергоблока использовались при выполнении исследований в проекте Российского научного фонда № 18-79-10006, направленного на изучение проблемы достоверности расчетов режимов и процессов в электроэнергетических системах с активно-адаптивными сетями и распределенной генерацией. Тематика исследований соответствует приоритетному направлению развития науки в Российской Федерации (указ Президента РФ № 899 от 7 июля 2011 г.): «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», а также находится в сфере критических технологий Российской Федерации «Технологии предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Апробация результатов исследований. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на XII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Нижний Новгород, 2022), XIII Всероссийской научно-технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике» (Чебоксары, 2022), XIV Всероссийской научно-технической конференции «Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем» (Чебоксары, 2021), XXVI и XXV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2021 и 2022), Всероссийской научной конференции с международным участием и XII научной молодежной школы «Возобновляемые источники энергии» (Москва, 2020), XI Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Ставрополь, 2020), International Youth Scientific Conference on Heat and Mass Transfer in the Thermal Control System of Technical and Technological Energy Equipment (Томск, 2019), International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and

Automation (Москва, 2018), XX Всероссийской студенческой научно-практической конференции Нижневартковского государственного университета (Нижневартковск, 2018).

Публикации. Все основные положения и результаты диссертационной работы отражены в 16 работах, в числе которых 6 статей в рецензируемых изданиях перечня ВАК РФ, 3 статьи в изданиях, индексируемых базами данных Scopus и Web of Science, также получены 1 патент РФ на изобретение и 2 свидетельства о регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад автора состоит в разработке концепции гибридного моделирования энергоблока, структуры и принципов построения средств для реализации данной модели, создании экспериментальных средств, формировании положений методики настройки, постановке и планировании экспериментов, проведении опытов, обработке полученных результатов, анализе и обобщении полученных результатов, формулировке защищаемых положений и выводов. Постановка решаемых задач, планирование экспериментов и подготовка публикаций проводились совместно с научным руководителем. Автор выражает благодарность коллективу научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики ТПУ (<http://mees.tpu.ru>) за помощь в проведении экспериментов.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и списка литературы из 203 наименований, содержит 172 страницы, 20 таблиц, 57 рисунков, а также 4 приложения.

Глава 1. Анализ проблем обеспечения устойчивости в современных электроэнергетических системах и существующих направлений в области развития подходов к настройке систем автоматического регулирования возбуждения

В настоящее время во многих странах мира, в том числе Российской Федерации, продолжается устойчивое развитие современных электроэнергетических систем (ЭЭС), которое сопровождается внедрением объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), для которых характерно непостоянство выработки электроэнергии (ветроэнергетические (ВЭУ) и фотоэлектрические (ФЭУ) установки), и установкой в электрической сети технологий гибких систем передачи переменного тока (ГСППТ) первого и второго поколения (синхронные статические компенсаторы реактивной мощности, объединенные регуляторы потоков мощности, фазоповоротные устройства и др.). Под современными ЭЭС в диссертационной работе подразумеваются энергосистемы, в составе которых помимо «традиционной» части (мощных тепловых или гидравлических электростанций, системообразующих и распределительных сетей разных классов напряжения на переменном токе и др.) присутствуют в значительной мере обозначенные устройства и установки различного типа, состава и мощности. При этом в литературе с учетом внедрения технологий, использующих в себе элементы на постоянном токе, также встречается термин «гибридные энергосистемы», который подразумевает комбинирование процессов производства, трансформации, передачи, распределения или потребления электроэнергии на переменном и постоянном токе, что в широком смысле характеризует текущий этап развития современных ЭЭС (рисунок 1.1).

Выделение объектов ВИЭ и устройств ГСППТ в составе ЭЭС, равно как и использование термина «современные ЭЭС», обусловлено существенным влиянием данных элементов на свойства, характеристики и особенности функционирования энергосистем, которые в совокупности разительно отличаются от аналогичных у традиционных ЭЭС. В последних основными элементами, определяющими в значительной степени динамику протекания процессов, являлись синхронные генераторы (СГ) тепловых, гидравлических и атомных электростанций, а процесс производства, трансформации, передачи, распределения и потребления электроэнергии осуществлялся преимущественно на переменном токе. Таким образом в диссертационной работе при упоминании современных ЭЭС подразумеваются энергосистемы, в частности, с объектами ВИЭ или устройствами ГСППТ, в случае традиционных ЭЭС – с преобладанием синхронной генерации и «пассивными» электрическими сетями переменного тока [1].

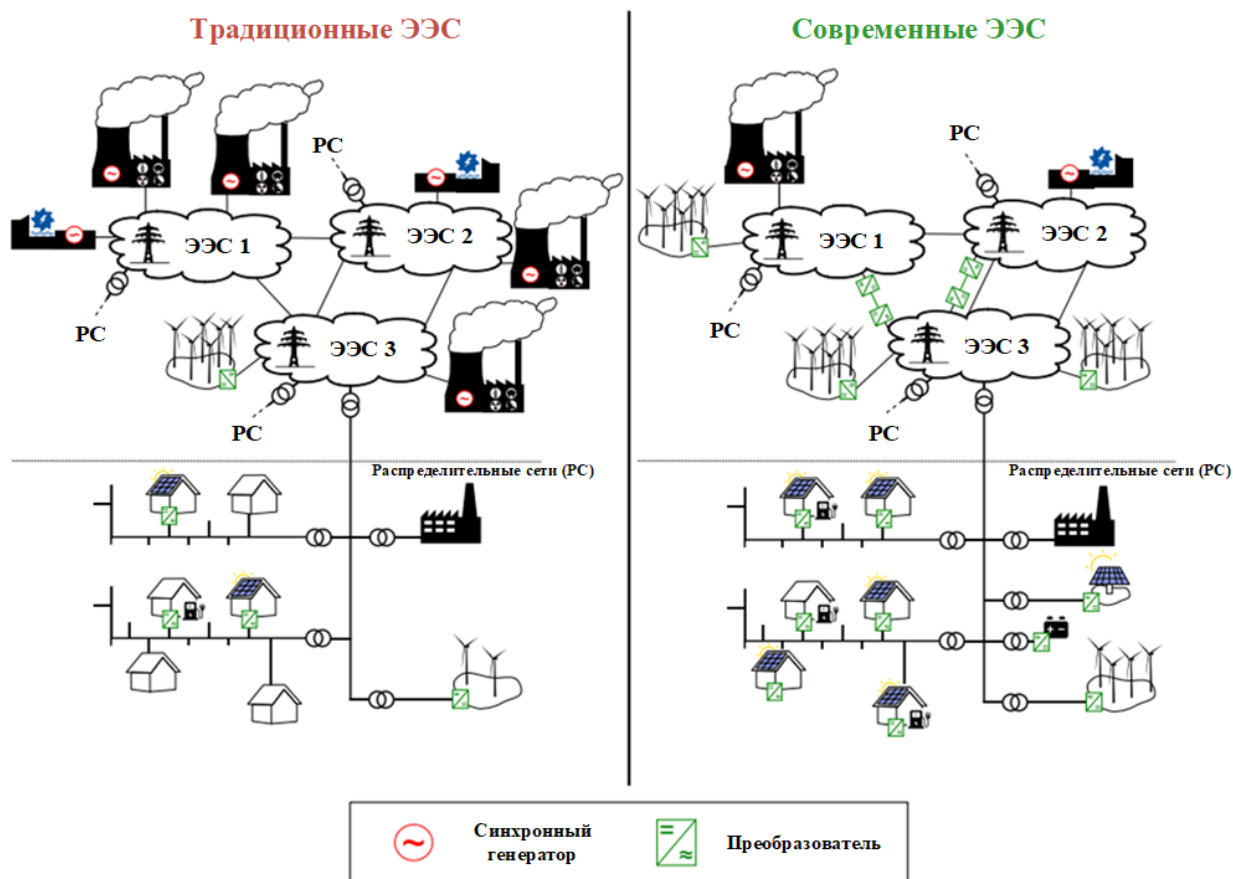


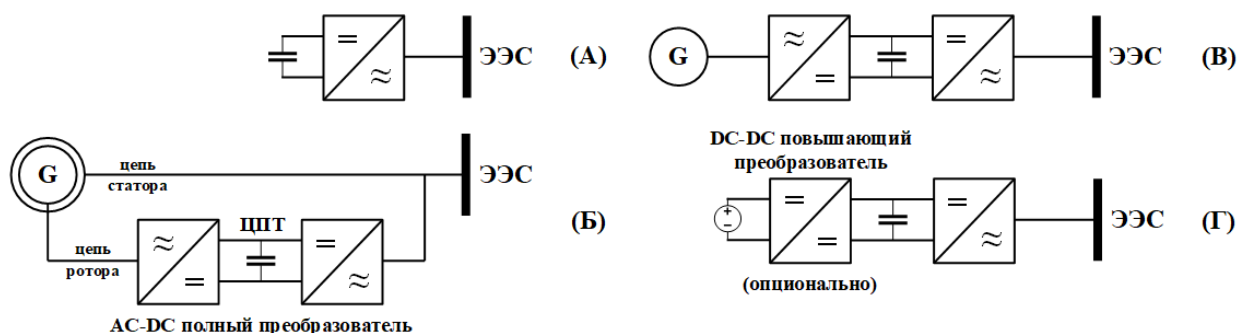
Рисунок 1.1 – Структура традиционных и современных ЭЭС

При этом необходимо отметить, что под объектами ВИЭ в том числе понимаются электростанции суммарной мощностью до 25 МВт, подключаемые к распределительным сетям напряжением до 110 кВ включительно, максимально приближенные к узлам электропотребления и работающие параллельно с ЭЭС, которые характеризуются как распределенная генерация [2, 3]. Однако современная тенденция внедрения ВИЭ также подразумевает их объединение в крупные электростанции (десятки-сотни МВт), обычно сопровождающееся значительной удаленностью их установки от потребителей (например, оффшорные ветроэлектростанции). В связи с этим последние не могут быть квалифицированы как объекты распределенной генерации, и поэтому в диссертационной работе оба подхода к внедрению новых генерирующих установок учитываются при упоминании объектов ВИЭ. Применительно к устройствам ГСППТ имеются в виду устройства продольной и поперечной компенсации реактивной мощности различного типа, которые могут быть установлены как распределенно в промежуточных узлах или ветвях электрической сети, так и в узлах или ветвях подключения объектов ВИЭ, что является распространенным на практике мероприятием при интеграции подобного рода генерирующих установок.

1.1. Анализ влияния внедрения новых объектов и устройств на устойчивость электроэнергетических систем

Одной из причин необходимости рассмотрения современных ЭЭС является существенное увеличение количества различных объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ в их составе [4–6]. Внедрение подобных объектов помимо положительных аспектов, связанных, в частности, с увеличением пропускной способности сети и улучшением надежности электроснабжения потребителей, имеет ряд определенных негативных последствий, обуславливающих возникновение проблем в области режимного и противоаварийного управления ЭЭС. Последнее преимущественно связано с внедрением объектов ВИЭ, которое сопровождается установкой дополнительных устройств ГСППТ [7], что, в частности, обуславливает рассмотрение в диссертационной работе именно данных объектов в силу схожести первопричин их влияния на различные аспекты функционирования современных ЭЭС – способа подключения, а также алгоритмов работы и параметров настройки систем автоматического управления (САУ) объектов ВИЭ и устройств ГСППТ.

Наибольшее влияние на надежность и устойчивость современных ЭЭС, а также их динамические свойства и характеристики в целом оказывают объекты ВИЭ и устройства ГСППТ, подключаемые к электрической сети с помощью силовых преобразователей, реализуемых на основе силовой полупроводниковой техники (рисунок 1.2).



(а) устройства ГСППТ; (б) ВЭУ третьего типа, в качестве источника выступает асинхронный генератор двойного питания (АГДП); (в) генерирующие установки с полным преобразователем, в качестве источника может выступать классический СГ с возбуждением, например, в составе микротурбинной установки или генератор на постоянных магнитах в составе ВЭУ четвертого типа; (г) генерирующие установки с инвертором, в качестве источника может выступать фотоэлектрический модуль, накопитель электрической энергии или установка на основе топливных элементов

Рисунок 1.2 – Структурные схемы объектов, подключаемых к сети с помощью силовых преобразователей

Влияние новых установок с инверторным включением на переходные процессы в ЭЭС уже преимущественно определяется структурой и настройкой САУ силового преобразователя, что значительно отличается от традиционного оборудования ЭЭС. При этом нескоординированная настройка различного оборудования в современных ЭЭС может приводить к ухудшению возможностей регулирования параметров электрического режима, снижению запасов устойчивости, слабому демпфированию колебаний, а в некоторых случаях даже к отрицательному демпфированию, т.е. возникновению колебаний с увеличивающейся амплитудой.

Основным элементом, определяющим в целом принципы функционирования и характер протекания процессов для объектов генерации и устройств ГСППТ, которые представлены на рисунке 1.2, является силовой преобразователь, преимущественно статический преобразователь напряжения, и его САУ. Это также касается и других перспективных источников генерации, таких как промышленные системы накопления электрической энергии (например, на основе суперконденсаторов или литий-ионных аккумуляторных батарей) [8]. Данная особенность обуславливает значительно отличающуюся динамику функционирования подобных устройств и установок в целом по сравнению с традиционной частью ЭЭС, которая, в свою очередь, становится одной из основных причин возникновения следующих проблем:

I. Проблемы обеспечения статической аperiodической устойчивости ЭЭС.

Существует несколько факторов, определяющих влияние новых объектов ВИЭ и устройств ГСППТ на статическую аperiodическую устойчивость современных ЭЭС. Первый из них связан с непостоянством выработки электрической энергии объектами ВИЭ, которое, в частности, может приводить к возникновению реверсивных потоков мощности в электрической сети, вследствие чего значительно изменяется величина максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях в нормальном режиме [9]. При этом у объектов ВИЭ возможности регулирования напряжения и реактивной мощности ограничены по условиям режима работы генерирующей установки (например, приоритет по активной или реактивной мощности) и максимально допустимого выходного тока преобразователя, который обычно находится в диапазоне от 1,1 до 1,5 о.е. [10]. Последнее также справедливо для устройств ГСППТ. Кроме того, зачастую отсутствующий резерв мощности у объектов ВИЭ определяет их ограниченные возможности при вторичном регулировании как напряжения, так и частоты в ЭЭС [11–13]. В то же время значительно возрастает вероятность нарушения статической устойчивости в связи с опасным повышением напряжения, которое, например, может быть вызвано статическими конденсаторами и группами фильтров вставок постоянного тока или

значительной емкостью линий электропередачи переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения, вследствие невозможности потребления избыточной реактивной мощности в сети генерирующими установками и устройствами компенсации из-за достижения соответствующих пределов [14]. Вышесказанное определяет сложности в обеспечении нормативных запасов статической апериодической устойчивости по активной мощности и напряжению в целом в современных ЭЭС.

II. Проблемы обеспечения статической колебательной устойчивости ЭЭС.

Внедрение объектов ВИЭ и устройств ГСППТ различного типа значительно влияет на статическую колебательную устойчивость современных ЭЭС. В основном это обусловлено наличием быстродействующих САУ в их составе, взаимодействие которых с пассивными элементами электрической сети, быстродействующими системами другого оборудования или между собой в целом может приводить к возникновению широкого спектра колебаний в ЭЭС. Настройка САУ объектов ВИЭ при увеличении генерируемой мощности или при относительно малых отклонениях электрического режима в случае определенных схемно-режимных условий работы ЭЭС и места установки данных объектов может приводить к возникновению незатухающих или даже увеличивающихся колебаний и их распространению в локальной электрической сети [15]. Данное явление очень схоже по своему характеру с колебательным нарушением статической устойчивости, вследствие самораскачивания роторов генераторов в ЭЭС традиционной структуры. Также увеличивается вероятность возникновения явлений резонанса электромеханического или электрического типа. Возникновение электромеханического субсинхронного резонанса зачастую обусловлено взаимодействием быстродействующих систем управления устройств ГСППТ (высоковольтных линий электропередачи постоянного тока, статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности или статических синхронных компенсаторов) и каналов стабилизации автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) СГ с механической системой «турбина-генератор» [16, 17]. Возникновение относительного нового явления в сравнении с ЭЭС традиционной структуры – электрического суб- и сверхсинхронного резонанса – обусловлено внедрением значительного числа ВЭУ третьего типа [18, 19], основу которых составляет АГДП, и наличием в электрической сети продольных средств компенсации реактивной мощности [20]. Подобный тип резонанса возникает за счет возникновения резонансной цепи, формируемой продольной емкостью устройства компенсации и индуктивностью АГДП, и работы САУ преобразователя в цепи ротора ВЭУ третьего типа. Кроме того, одной из причин возникновения колебаний может являться высокочастотная коммутация силовых ключей преобразователей объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, находящихся в относительной близости друг от друга. В совокупности

диапазон частот колебаний может находиться в пределах от единиц герц до килогерц [21, 22], что становится причиной необходимости нахождения средств и мероприятий для их эффективного демпфирования, не допуская колебательного нарушения устойчивости современных ЭЭС.

III. Проблемы обеспечения динамической устойчивости ЭЭС. Как уже отмечалось, выходной ток объектов ВИЭ ограничен максимально допустимым током силового преобразователя, что, соответственно, определяют их ограниченный вклад в формирование величины полного тока короткого замыкания (КЗ) [23, 24]. Это становится причиной иного динамического отклика при КЗ вблизи данных объектов в сравнении с классическими СГ на электростанциях, что должно быть адекватно учтено при анализе динамической устойчивости ЭЭС. Отдельно стоит отметить принципы функционирования объектов ВИЭ при динамических возмущениях в ЭЭС. Для подобных генерирующих объектов зачастую характерно их отключение в случае значительных отклонений параметров электрического режима для обеспечения их защиты от механических и термических повреждений. Данные отключения могут выполняться не мгновенно, а с некоторой выдержкой времени, что обусловлено необходимостью поддержания непрерывности электроснабжения данными объектами при возмущениях, сопровождающихся значительными повышениями или снижениями напряжения в точке их подключения (согласно международной терминологии, *High* и *Low Voltage Ride Through Capabilities* соответственно) [25, 26]. Подобное не свойственно для классических СГ в составе ЭЭС традиционной структуры и может приводить к ухудшению условий протекания аварийного процесса, сильно сказываясь на динамической устойчивости ЭЭС. Также немаловажным аспектом, влияющим в целом на динамическую устойчивость современных ЭЭС, является снижение общей инерции системы [27]. Существенное снижение инерции обусловлено низким значением постоянной инерции у некоторых объектов ВИЭ (в частности, у ВЭУ третьего типа) и ее полным отсутствием у объектов ВИЭ, подключаемых к сети с помощью силовых преобразователей. Таким образом последние по своей сути не обеспечивают инерционный отклик при возникновении различного рода больших возмущений в сети. Обозначенные особенности генерирующих объектов приводят к значительным изменениям динамических свойств современных ЭЭС, которые характеризуются большей скоростью протекания динамических переходных процессов, увеличением значений максимальных отклонений параметров электрического режима в первый момент после возмущения, а также повышенной уязвимостью к нарушению устойчивости при больших возмущениях. Кроме того, происходит увеличение взаимовлияния разных групп процессов (волновых, электромагнитных и

электромеханических) на результирующее функционирование ЭЭС, что связано с характеристиками, присущими для новых объектов и устройств [28]: отклик объектов ВИЭ и устройств ГСППТ определяется динамикой функционирования быстродействующих силовых преобразователей и их САУ (время реакции может составлять десятки микросекунд). Следовательно, в условиях внедрения все большего числа объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, особенно с силовыми преобразователями, значимый для рассмотрения спектр процессов в ЭЭС, который раньше преимущественно зависел только от динамики СГ и нагрузки с характерным временным диапазоном от десятков миллисекунд до секунд и более, смещается уже во временной диапазон от нескольких микросекунд до миллисекунд. Вышеизложенное обуславливает необходимость рассмотрения множества новых характерных аспектов при анализе динамической устойчивости современных ЭЭС.

IV. Проблемы обеспечения эффективного демпфирования электромеханических колебаний в послеаварийных режимах ЭЭС, а также возникающих локальных и межгрупповых (межсистемных) колебаний. Существование данных проблем преимущественно связано с неадекватной реальным условиям настройкой САУ объектов ВИЭ и устройств ГСППТ [29], а также с отсутствием их согласования с системами автоматического регулирования (САР) и управления остальной части ЭЭС, в основном АРВ и автоматического регулятора частоты и мощности (АРЧМ) СГ [30]. В совокупности это обуславливается сложностями в проведении мероприятий по настройке, которые возникают, с одной стороны, из-за отсутствия необходимых исходных данных об элементах, а с другой – в связи с неизбежной трудностью их наиболее детального и достоверного воспроизведения. Более того, при неадекватной настройке САУ или некорректному выбору параметров фильтров высших гармоник за преобразователем данные устройства и установки могут быть источником колебаний широкого диапазона частот. Также установка в сети объектов ВИЭ может в целом не предусматривать использование их возможностей для демпфирования возникающих в ЭЭС колебаний, а возлагать эти функции на устройства ГСППТ или СГ электростанций. Например, САУ объектов ВИЭ может настраиваться на выдачу только максимальной активной мощности без учета регулирования напряжения в точке подключения [31].

Таким образом, принимая во внимание современную тенденцию развития ЭЭС, связанную с внедрением все большего количества объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, значительно изменяющих динамику протекания процессов в энергосистеме, в особенности переходных, а также учитывая специфику их влияния на все виды устойчивости ЭЭС в целом, возникает актуальная задача осуществления мероприятий по обеспечению

надежности и устойчивости современных ЭЭС в различных схемно-режимных условиях их работы.

1.2. Обоснование решения проблемы обеспечения надежности и устойчивости современных электроэнергетических систем с помощью регулирования возбуждения синхронных генераторов электростанций

Комплексное решение обозначенных в предыдущем разделе проблем возможно двумя способами. Первый из них заключается как в применении возможностей самих внедряемых объектов путем настройки их САУ, добавления дополнительных каналов регулирования или алгоритмов управления [32], так и в совместной установке объектов разного типа для достижения большей гибкости в управлении (например, ВЭУ и статического синхронного компенсатора [33]). Второй способ связан с адаптацией традиционной части ЭЭС путем настройки САР и САУ ее элементов, изменением их структуры, принципов функционирования и алгоритмов работы [34], формированием новых подходов к защите и противоаварийному управлению [35]. В диссертационной работе рассматривается выполнение мероприятий по повышению надежности современных ЭЭС в рамках второго способа, которые заключаются в проведении процедуры настройки АРВ СГ, наиболее адекватной реальным условиям их функционирования в составе ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ, без преуменьшения возможностей и значимости технических решений, разрабатываемых и исследуемых в рамках обозначенного первого способа, поскольку уже сейчас теоретически обоснован и экспериментально доказан на практике широчайший спектр возможностей как отдельных объектов ВИЭ или устройств ГСППТ, в особенности подключаемых к сети с помощью силовых преобразователей, так и более сложных установок, включающих в себя данные объекты и, например, промышленные системы накопления энергии, при решении задач эффективного управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами ЭЭС.

Кроме того, как показывает мировой опыт эксплуатации ЭЭС со значительной долей объектов ВИЭ, полномасштабный переход от централизованной к децентрализованной схеме электроснабжения и полноценный отказ от мощных традиционных источников энергии в настоящий момент не является возможным ввиду возникновения ряда проблем режимного и противоаварийного управления такими ЭЭС, подробно описанных выше. Таким образом, одна из важнейших задач в обеспечении устойчивости современных ЭЭС с

объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ, как и в традиционных ЭЭС, будет отводиться устройствам АРВ СГ, отвечающим за функционирование всей ЭЭС в целом как в нормальных, так и в переходных режимах. Соответственно, чрезвычайно актуальными остаются вопросы наиболее эффективного регулирования возбуждения для решения широкого круга задач и вызовов, стоящих перед научным сообществом и специалистами компаний топливно-энергетического комплекса.

1.2.1. Структура автоматических регуляторов возбуждения отечественного и зарубежного типов

В соответствии с международным стандартом [36], разработанным Институтом инженеров электротехники и электроники – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), функциональная блок-схема систем регулирования возбуждения синхронных генераторов может быть представлена, как показано на рисунке 1.3. На ее основе формируются устройства АРВ зарубежного типа, которые включают в себя комбинации различных типов регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов вместе с ограничителями. Требования, рекомендации по реализации и подробное описание подобных систем также приведено в [36].

В общем случае управление возбуждением СГ включает в себя систему возбуждения с возбудителем и автоматическим регулятором напряжения (АРН) – *automatic voltage regulator* (AVR), различные ограничители и системный стабилизатор – *power system stabilizer* (PSS). Далее представлено более подробное описание каждого из элементов функциональной блок-схемы:

1. Под элементами управления возбуждением с учетом возбудителя подразумевается система возбуждения СГ с устройством AVR, которая может быть разных типов в зависимости от вида источника энергии возбуждения: (1) системы возбуждения с машинами постоянного тока (тип DC); (2) системы возбуждения с машинами переменного тока, подключаемые через статический или вращающийся выпрямитель (тип AC); (3) системы возбуждения, питаемые от преобразовательного трансформатора или дополнительных обмоток генератора и выпрямителей (тип ST). При этом само регулирование возбуждения по отклонению напряжения может осуществляться по разным законам в зависимости от исполнения устройств AVR: 1) П-закон – DC1C, AC1C, ST1C и др.; 2) ПИ-закон – AC7C, ST4C и др.; 3) ПИД-закон – DC4C, AC8C и др.

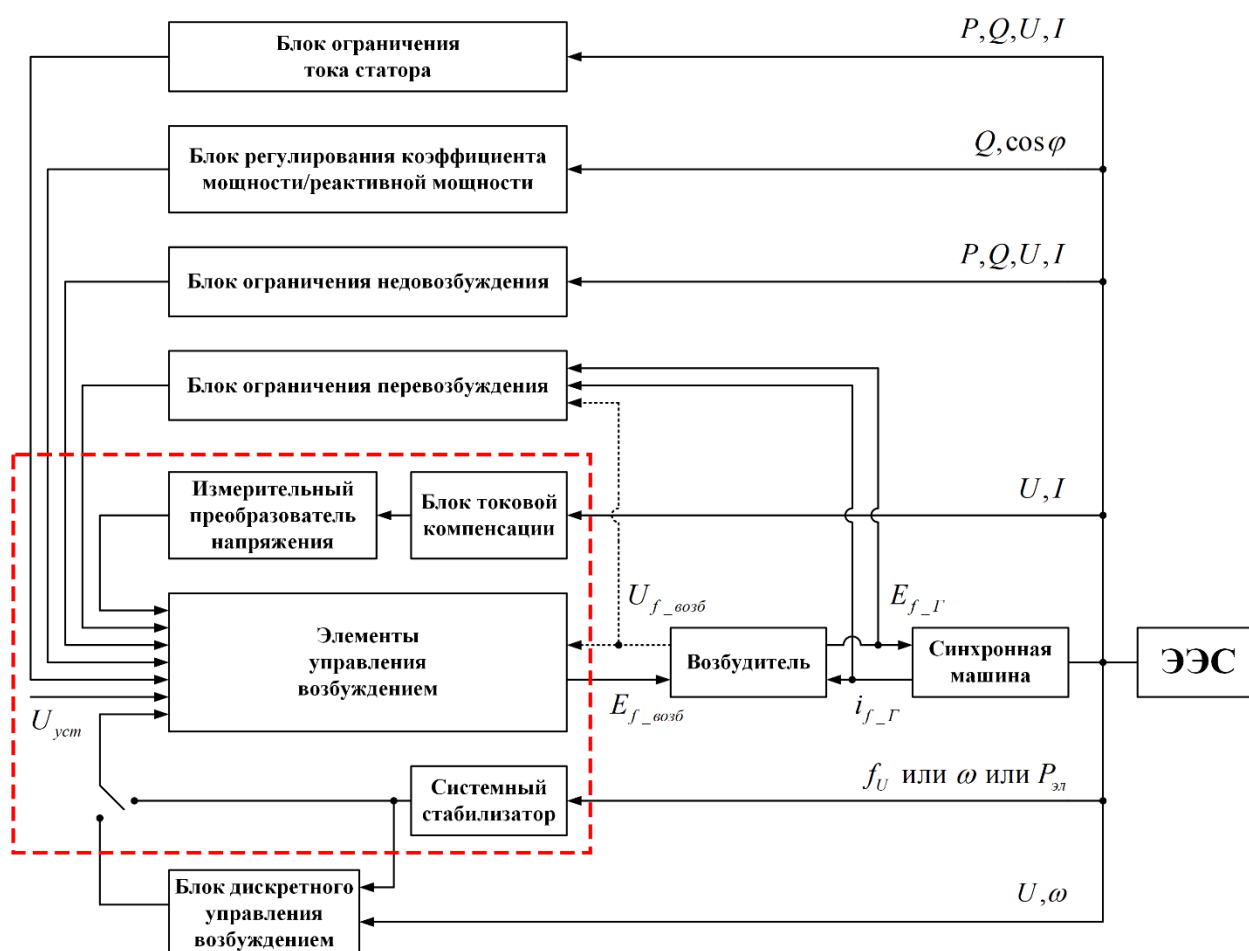


Рисунок 1.3 – Функциональная блок-схема систем регулирования возбуждения зарубежного типа в соответствии со стандартом IEEE

2. С помощью измерительного преобразователя напряжения с учетом или без учета блока токовой компенсации подводится основной сигнал AVR – напряжение в точке регулирования. Блок токовой компенсации (или компенсации нагрузки) позволяет искусственно смещать точку контроля напряжения. Таким образом при использовании соответствующих поправочных коэффициентов можно сместить точку регулирования напряжения, например, за трансформатор, и вместо напряжения на выводах генератора поддерживать напряжение на шинах станции.

3. Системный стабилизатор PSS используется для усиления демпфирования колебаний, возникающих в ЭЭС, посредством управления возбуждением. Зачастую используемыми входными сигналами являются частота напряжения на выводах, скорость вращения ротора и выходная электрическая мощность СГ. Модели PSS с различными входными сигналами могут отличаться друг от друга (PSS1A, PSS4C и т.д.), выполняя при этом аналогичные функции. Стоит отметить, что выходной сигнал PSS может подаваться в AVR не напрямую, а через дополнительный блок дискретного управления возбуждением.

4. Блок дискретного управления возбуждением используется в случаях, когда непрерывное регулирование возбуждения с использованием AVR и PSS может оказаться недостаточным для использования всего потенциала системы возбуждения при управлении режимами ЭЭС. В этом случае система регулирования возбуждения дополняется блоком дискретного управления для повышения устойчивости ЭЭС при больших возмущениях (аналог блока релейной форсировки возбуждения в АРВ отечественного типа).

5. Блоки ограничения перевозбуждения и недовозбуждения служат для ограничения тока и напряжения ротора сверху и снизу соответственно. Перевозбуждение СГ может возникать в случае лавины напряжения или деления ЭЭС, недовозбуждение – при избытке реактивной мощности в сети.

6. Ограничение по току статора используется для защиты обмоток статора от перегрева. Увеличение тока статора может возникнуть в случае значительных изменений в уровне напряжения сети или при увеличении номинальной мощности турбины без соответствующей модернизации цепи статора генератора. Данный блок воздействует на возбуждение СГ для уменьшения только реактивной составляющей тока статора.

7. Блок регулирования коэффициента мощности или реактивной мощности используется в ситуациях, когда следует поддерживать постоянное соотношение между активной и реактивной мощностью СГ без учета регулирования напряжения (обычно не используется на крупных генераторах в составе ЭЭС).

Представленная функциональная схема в целом справедлива и для устройств АРВ отечественного типа за исключением того, что выделенные пунктиром на рисунке 1.3 элементы обычно объединяются в совокупный блок «АРВ» [37]. На рисунке 1.4 приведена обобщенная структура отечественного АРВ сильного действия (АРВ СД). Входными величинами для данного типа регуляторов являются напряжение в точке регулирования (U), ток ротора (i_f) и частота напряжения статора (f_U) СГ.

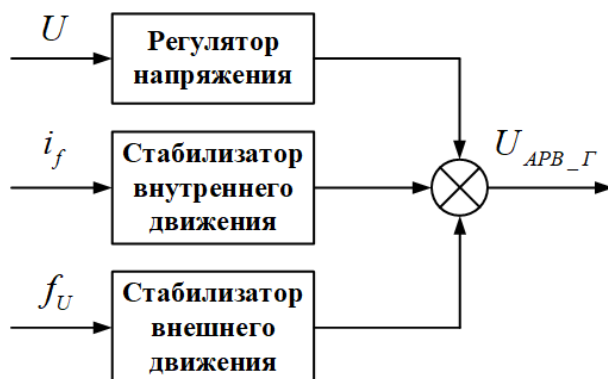


Рисунок 1.4 – Обобщенная структурная схема АРВ СД отечественного типа

АРВ СД отечественного типа имеют достаточно сложный алгоритм регулирования с введением помимо основного канала по отклонению напряжения дополнительных регулирующих воздействий по производным режимных параметров СГ, отражающих скорость и ускорение их изменения, а также обладают высоким быстродействием. Последнее свойство обеспечивается за счет оснащения СГ быстродействующими системами возбуждения, которое установлено стандартом [38]. Многолетние теоретические и экспериментальные исследования принципов сильного регулирования показали, что использование в АРВ СД информации об отклонениях не одного, а нескольких параметров электрического режима, изменяющихся во время переходного процесса при аварийных возмущениях, и учет их в определенных соотношениях позволяет осуществлять эффективное регулирование возбуждения СГ электростанций для сохранения устойчивости и повышения надежности функционирования ЭЭС как в нормальных, так и в переходных режимах. Стандартно АРВ СД отечественного типа включает в себя:

1. Регулятор напряжения пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД) типа, основным назначением которого является поддержание заданного уровня напряжения в точке регулирования. Пропорциональная составляющая регулятора вырабатывает сигнал, пропорциональный отклонению регулируемого параметра (напряжения) от его заданного значения. Интегральная составляющая накапливает ошибку регулирования, что позволяет полностью исключить статическую ошибку при П-регулировании без необходимости значительного увеличения коэффициента усиления пропорционального канала, которое снижает устойчивость регулирования. Недостатком И-регулирования является большое время регулирования, поскольку существенное уменьшение постоянной времени интегратора приводит к ухудшению устойчивости регулирования. Таким образом в регулятор дополнительно вводится дифференциальная составляющая, которая обеспечивает максимальное воздействие еще до наступления полного отклонения напряжения, за счет чего степень перерегулирования при действии основного канала регулятора будет уменьшена, а сам процесс регулирования будет происходить более качественно и быстро. Следовательно, добавление Д-регулирования обеспечивает необходимое быстродействие ПИД-регулятора.

2. Стабилизатор внутреннего движения, представляющий собой канал стабилизации по производной тока возбуждения. Данный канал играет значительную роль для обеспечения устойчивости при работе генератора в режимах выдачи малой реактивной мощности или ее потребления [39, 40], поскольку в данных режимах устойчивость определяется величиной и качаниями внутреннего угла, отклонениям которого

пропорциональна производная тока ротора. Канал представляет из себя гибкую отрицательную обратную связь по току ротора генератора.

3. Стабилизатор внешнего движения, включающий в себя канал стабилизации по отклонению частоты напряжения от установившегося значения и канал стабилизации по производной от частоты напряжения. Внешнее движение СГ электростанций отражают величина и качания внешнего угла, первой и второй производной которого являются данные параметры. Оба канала предназначены для повышения пределов статической и динамической устойчивости СГ, а также демпфирования послеаварийных электромеханических колебаний, возникающих в ЭЭС.

В совокупности стабилизаторы внутреннего и внешнего движения образуют каналы стабилизации АРВ СД [38]. Таким образом алгоритм регулирования АРВ СД может быть представлен в следующем виде:

$$U_{APB_Г} = k_{0U} \Delta U + \frac{1}{T_I} \int \Delta U dt + k_{1U} U' + k_{1if} i'_f + k_{0f} \Delta f'_U + k_{1f} f'_U, \quad (1.1)$$

где k_{0U} – коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);

T_I – постоянная времени интегрального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);

k_{1U} – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (может быть по производной напряжения или по производной отклонения напряжения);

k_{1if} – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора;

k_{0f} – коэффициент усиления канала внешней стабилизации по отклонению частоты напряжения;

k_{1f} – коэффициент усиления канала внешней стабилизации по производной частоты напряжения.

В операторной форме алгоритм АРВ СД выглядит следующим образом:

$$U_{APB_Г}(p) = \left(k_{0U} + \frac{1}{T_I p} + p k_{1U} \right) \Delta U(p) + p k_{1if} i_f(p) + \left(\frac{p}{pT + 1} k_{0f} + p k_{1f} \right) \Delta f_U(p) \quad (1.2)$$

При этом полная структура устройств АРВ отечественного и зарубежного типов, как это видно из рисунка 1.3, не ограничивается только каналами регулирования возбуждения СГ по отклонению напряжения и параметрам стабилизации. Изначально основной задачей систем АРВ было только поддержание постоянного значения напряжения на выводах СГ в условиях изменяющейся нагрузки, в связи с чем данные устройства представляли из себя

АРН [41]. В настоящее время объем функций и задач, выполняемых системами АРВ СГ, значительно расширился в условиях развития современных ЭЭС, что связано с укрупнением ЭЭС, увеличением протяженности линий электропередачи и передаваемой по ним мощности, усложняющимся влиянием различных объектов на режимы ЭЭС, а также с увеличением номинальной мощности СГ при значительном изменении их технических характеристик. Данные функции можно классифицировать следующим образом [39]:

1. Системные функции, влияющие на параметры электрического режима и устойчивость ЭЭС:

1.1) поддержание напряжения на шинах генератора или шинах электростанции с заданными точностью и статизмом;

1.2) обеспечение устойчивости работы СГ как в нормальных, так и переходных режимах;

1.3) эффективное демпфирование послеаварийных электромеханических колебаний, исключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в ЭЭС;

1.4) обеспечение релейной форсировки возбуждения для обеспечения высокого уровня динамической устойчивости ЭЭС в случае больших возмущений и др.

2. Технологические функции, позволяющие осуществлять автоматическое управление генератором или их группой:

2.1) обеспечение работы в системе группового регулирования напряжения генераторов электростанции;

2.2) обеспечение распределения реактивной мощности между генераторами, работающими на общие шины;

2.3) другие функции, связанные с пуском, остановом и включением генератора в сеть.

3. Защитные функции, обеспечивающие контроль параметров генератора по условиям предельных нагрузок:

3.1) ограничение минимального возбуждения при потреблении реактивной мощности, обусловленное допустимым нагревом торцевых частей статора СГ;

3.2) ограничение тока ротора на двукратном уровне относительно номинального тока возбуждения, обусловленное техническими характеристиками обмотки возбуждения;

3.3) автоматическая разгрузка СГ при перегрузке по току ротора и реактивному току статора;

3.4) защита генератора от повышения напряжения при сбросах нагрузки и др.

Реализация подобных функций в современных устройствах АРВ позволяет осуществлять не только регулирование напряжения на выводах генератора, но также

значительно повышать устойчивость параллельной работы генераторов при нарушении нормального режима и в результате положительно влиять на статическую и динамическую устойчивость ЭЭС в целом.

На основе проведенного анализа можно выделить следующие отличительные особенности зарубежных систем регулирования возбуждения по сравнению с АРВ отечественного типа:

1. Для АРВ отечественного типа свойственно параллельное соединение каналов стабилизации и основного канала по регулированию напряжения, для АРВ зарубежного типа – последовательное. Таким образом в последних сигнал с выхода PSS подается на входной сумматор AVR. На рисунке 1.5 приведена обобщенная структурная схема регулятора возбуждения зарубежного типа без учета дополнительных ограничителей.

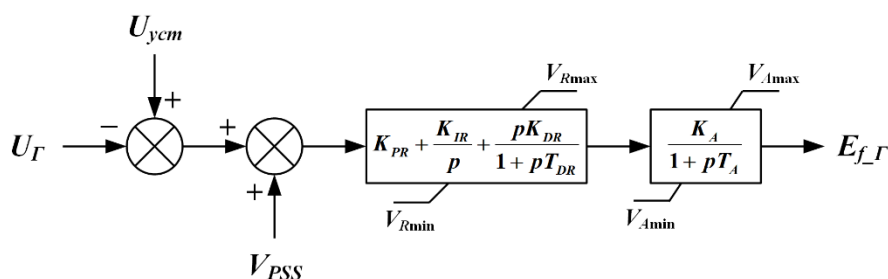


Рисунок 1.5 – Обобщенная структурная схема АРВ зарубежного типа

2. В качестве параметров стабилизации в PSS могут выступать выходная электрическая мощность генератора, отклонение частоты напряжения на шинах генератора, отклонение частоты вращения вала генератора или сигнал компенсированной частоты [42], а также их комбинации. Причем разные сигналы могут использоваться в рамках одной структуры PSS (например, PSS1A или PSS6C). Также существует множество различных структур AVR и PSS с разными законами регулирования для зарубежных систем регулирования возбуждения. Для АРВ отечественного типа характерны две структуры основного канала по отклонению напряжения (пропорционального и пропорционально-интегрально-дифференциального типа) и одна структура каналов стабилизации с жестко определенными входными сигналами – ток ротора и отклонение частоты напряжения генератора. При этом, как видно из представленной информации, принцип стабилизации по току ротора СТ в зарубежных устройствах АРВ в целом не применяется.

3. Модуль релейной форсировки возбуждения [37] в АРВ отечественного типа представляет из себя отдельное звено, сигнал от которого поступает на выходной сумматор регулятора, за счет чего обеспечивается его максимальное быстродействие и непосредственное воздействие на систему возбуждения в обход регулятора. Сигнал от

блока дискретного управления возбуждением в АРВ зарубежного типа, который выступает в роли аналога релейной форсировки, поступает на сумматор регулятора напряжения аналогично сигналу PSS, что может вносить дополнительную задержку в результирующий сигнал управления.

Однако, несмотря на различия между регуляторами отечественного и зарубежного типа, они являются эффективным средством поддержания напряжения, стабилизации эксплуатационных режимов и демпфирования послеаварийных колебаний, что многократно подтверждалось на практике. При этом для обеспечения высоких показателей демпфирования в заданном диапазоне частот настройка АРВ обоих типов может выполняться в соответствии с различными методиками. Для АРВ отечественного типа выбор параметров настройки зачастую заключается в определении коэффициентов усиления по всем каналам и постоянной времени интегрирования. Подобный подход позволяет выбрать такую настройку АРВ, эффективность которой максимально проявляется в узком диапазоне частот, характерном для конкретных условий работы СГ в составе ЭЭС. В то же время, изменение схемно-режимных условий обычно приводит к сдвигу частот возникающих колебаний в область, где эффективность демпфирования будет значительно ниже. С учетом развития микропроцессорных систем АРВ также стал возможным выбор постоянных времени фильтров в каналах регулирования для увеличения эффективности демпфирования колебаний в большем диапазоне частот. Для АРВ зарубежного типа выбор параметров настройки изначально включал в себя нахождение как необходимых коэффициентов усиления, так и постоянных времени звеньев AVR и PSS. Структура АРВ зарубежного типа с учетом применяемой в настоящее время методики настройки и более сложной конфигурации системного стабилизатора, например, с использованием четырехканального PSS4C [36], позволяет добиться практически одинаковой эффективности демпфирования колебаний на каждой частоте из необходимого диапазона в зависимости от условий работы СГ.

Таким образом при осуществлении настройки устройств АРВ, адекватной реальным условиям их функционирования, становится возможным осуществление эффективного демпфирования колебаний параметров электрического режима, а также обеспечение высоких запасов колебательной и динамической устойчивости ЭЭС в целом. Разрабатываемые в рамках данной работы методика и средства для настройки устройств АРВ СГ электрических станций в условиях развития современных ЭЭС могут быть использованы для любого типа регулятора, его структуры и алгоритмов, что позволяет заключить об универсальности и практической значимости результатов диссертационной работы.

1.2.2. Основные направления в области развития систем регулирования возбуждения синхронных генераторов и подходов к их настройке

В настоящее время можно выделить несколько основных направлений, связанных с обеспечением эффективности функционирования систем АРВ СГ в условиях развития современных ЭЭС. Первое из них заключается в модернизации существующих структур регуляторов возбуждения путем добавления новых каналов и параметров регулирования или применения дополнительных схемно-алгоритмических решений в их составе. В частности, одним из предлагаемых решений является использование разности между отклонением частоты вращения вала генератора и частотой напряжения на шинах электростанции вместо частоты напряжения на выводах генераторов в качестве входного сигнала каналов стабилизации внешнего движения у АРВ [43]. Также рассматривается возможность учета в структуре АРВ дополнительного канала по взаимным углам между роторами синхронных машин, значениях которых вводятся в систему регулирования на основе данных системы мониторинга переходных режимов (СМПР) [44]. Другим решением является возможность применения дополнительного канала стабилизации угла нагрузки в структуре системы регулирования возбуждения для повышения устойчивости синхронных машин большой мощности [45]. Еще одним способом увеличения уровня стабилизации работы синхронных генераторов является использование частоты центра инерции энергорайона, получаемой по данным СМПР [46]. Кроме того, применение синхронизированных векторных измерений позволяет на основе структуры традиционных АРВ сформировать централизованную систему АРВ для демпфирования межсистемных колебаний [47]. Также добавление дополнительных каналов, параллельных основным каналам стабилизации, при их определенной конфигурации может способствовать значительному расширению частотного диапазона, в котором каналы стабилизации АРВ будут обеспечивать эффективное демпфирование колебаний [48].

Второе направление развития систем АРВ заключается в разработке принципиально новых адаптивных и робастных регуляторов возбуждения различной структуры, осуществляющих параметрическую адаптацию АРВ на основе информации о состоянии объекта управления. В подобных устройствах происходит автоматическая подстройка параметров АРВ в реальном времени, позволяющая обеспечить необходимый уровень качества переходных процессов в зависимости от постоянно изменяющихся схемно-режимных условий работы ЭЭС. Проводятся исследования по разработке адаптивных АРВ на основе нечеткой логики [49, 50] и нейронных сетей [51, 52], а также их комбинаций [53, 54].

В данном направлении получают широкое распространение работы, связанные с разработкой централизованных систем управления возбуждением, которые позволяют осуществлять эффективное демпфирование межсистемных низкочастотных колебаний, повысить статическую и динамическую устойчивость ЭЭС в целом [55, 56]. Также при проектировании нелинейных робастных структур регуляторов возбуждения находят применение H_∞ -анализ [57, 58], метод функций Ляпунова [59], теорема Харитонова [60], теория непрерывного вейвлет-преобразования [61] и др. Подобные методы и способы позволяют обеспечить приемлемое качество переходных процессов, необходимую точность и грубость (робастность) к неопределенности в объекте управления. При этом в ряде работ отмечается, что с помощью традиционных АРВ в принципе невозможно осуществлять эффективное управление нормальными и переходными режимами в широком многообразии схемно-режимных условий работы ЭЭС. В связи с чем предлагается их полная замена разрабатываемыми адаптивными устройствами АРВ, обладающими свойствами «идеальной» системы регулирования [62, 63].

В рамках третьего направления формируются новые подходы и соответствующие методики по настройке систем АРВ с учетом как классических структур регуляторов, так и новых, представленных выше. При этом могут быть выделены несколько ключевых подходов к решению вопроса оптимальной настройки АРВ, соответствующей изменяющимся условиям функционирования ЭЭС, особенно при внедрении объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ. Один из подходов заключается в разработке принципиально новых методик по настройке локальных устройств АРВ. В качестве решения могут использоваться частотные методы анализа для генераторов, работающих в ЭЭС сложной структуры [42]. Также рассматривается возможность модификации классического метода D -разбиения для нахождения настроек устройств регулирования возбуждения различной структуры [64, 65]. Кроме того, при определении параметров настройки АРВ широкое распространение получают методы параметрической оптимизации, основанные на различных естественных и биологических процессах, в частности, метод оптимизации на основе алгоритма оптимизации китов [66], метод роя частиц [67], метод многокритериальной оптимизации [68, 69] и др.

Другой подход включает в себя исследования, направленные на координацию настроек устройств АРВ СГ между собой, другими системами регулирования СГ или САУ объектов ВИЭ и устройств ГСППТ с целью повышения управляемости нормальными и переходными режимами ЭЭС. В связи с этим предлагаются методы согласованной настройки регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов для решения актуальных задач, возникающих в условиях развития крупномасштабных

энергообъединений [70, 71]. В качестве другого решения используется генетический алгоритм [72], с помощью которого настраиваются основные каналы по отклонению напряжения и каналы стабилизации АРВ, а также САУ статического тиристорного компенсатора реактивной мощности. Кроме того, в подобных работах зачастую используются аналогичные методы параметрической оптимизации, в частности, метаэвристический алгоритм оптимизации койотов [73], алгоритм летучих мышей [74] и др. Отдельно стоит выделить исследования, связанные с нахождением оптимального места установки устройств АРВ и их настройки для повышения уровня демпфирования широкого спектра колебаний в ЭЭС, например, с применением метода роя частиц [75] или с помощью идентификации когерентных групп генераторов в совокупности с методом оптимизации средней дисперсии [76], в частности, это относится к каналам стабилизации или системному стабилизатору АРВ.

Достоинством развития систем АРВ в рамках первого направления является сохранение классической линейной структуры регуляторов, которая широко применяется в мировой практике и апробирована десятилетиями их эксплуатации. Изменение закона регулирования путем добавления новых сигналов и каналов не является столь радикальным мероприятием по сравнению с замещением на нелинейные адаптивные устройства АРВ. Также зачастую предлагаемые в данном направлении решения являются реализуемыми на практике, например, в связи с непрерывным развитием систем мониторинга и измерения параметров электрического режима [77], что позволяет оперативно получать точную и достоверную информацию, необходимую для реализации новых функций в структуре систем АРВ. Разработка адаптивных устройств АРВ позволяет осуществлять, как уже отмечалось ранее, эффективное управление режимами в широком многообразии схемно-режимных условий функционирования ЭЭС, учитывая изменения их структуры и свойств при внедрении объектов ВИЭ и устройств ГСППТ. Данная возможность является неоспоримым преимуществом подобных систем регулирования возбуждения в сравнении с АРВ традиционной структуры. Адаптивные и робастные АРВ могут быть разработаны для учета разных типов генераторов или даже групп генераторов и их совместного управления, способны учитывать особенности функционирования ЭЭС, их динамические характеристики, выражающиеся в скорости протекания процессов, спектре возникающих колебаний и диапазоне изменения параметров электрического режима. Однако масштабное применение подобного рода устройств АРВ с целью повышения эффективности решения проблем режимного управления в современных ЭЭС и их устойчивости является маловероятным как минимум в среднесрочной перспективе, т.к. практическая реализация данных устройств заметно усложняет сам регулятор, что приводит к снижению его

надежности, и в настоящее время отсутствует какая-либо общая структуризация и методика их формирования и настройки [78, 79].

Основным достоинством разработки новых подходов и методик по настройке систем регулирования возбуждения является их универсальность при рассмотрении АРВ разной структуры с учетом места их установки или структуры и топологии ЭЭС в целом. При этом становится возможным учесть множество факторов при настройке устройств АРВ, в том числе значительное количество рассматриваемых схемно-режимных состояний ЭЭС, взаимовлияние других объектов в ЭЭС, необходимые показатели качества регулирования и т.д., а также адаптировать данные методики под решение конкретных задач и соблюдение нормированных показателей, отраженных в сетевых кодексах и стандартах, например, необходимость демпфирования электромеханических колебаний за время, не превосходящее 15 секунд [38]. Однако применение различных методов оптимизации неизбежно связано с определенными трудностями, в частности, выбором весовых коэффициентов при использовании различных показателей качества с целью формирования единого критерия оптимальности; зависимостью надежности методов от условий поиска, т.е. в случаях, когда рассматривается значительное количество схемно-режимных условий, вычислительный процесс может расходиться, вследствие чего необходимые параметры настройки не будут определены; описанием необходимой целевой функции, слабая проработанность которого приводит к ухудшению результатов оптимизации и проявляется на этапе экспериментальной проверки найденных решений, и др. В то же время в каждой из представленных выше работ показывается преимущество предлагаемой методики настройки над другими, в связи с чем невозможно оценить который из вариантов является наиболее эффективным. Таким образом вопрос нахождения оптимальной настройки АРВ определенной структуры в условиях работы в определенной ЭЭС с учетом возможных схемно-режимных состояний и возмущений остается крайне актуальным.

Также принципиальным вопросом при развитии систем АРВ в рамках обозначенных направлений является апробация тех или иных решений на практике в условиях работы в реальных ЭЭС с учетом комплексной экспериментальной проверки данных устройств. При этом должны быть учтены не только нормальные режимы, характеризующиеся относительно малыми отклонениями параметров электрического режима, но и различного рода аварийные процессы, возникающие вследствие малых или больших возмущений. Известная специфика и сложность ЭЭС позволяют проводить весьма ограниченный объем натурных испытаний [80], особенно это касается воспроизведения аварийных процессов и цепочек событий, которыми характеризуются тяжелые системные аварии, возникающие в ЭЭС. Последние являются крайне информативными с точки зрения оценки эффективности

функционирования АРВ в случае наиболее тяжелых возмущений. Вследствие этого единственным источником информации о режимах и процессах в ЭЭС служит математическое моделирование, в целом позволяющее осуществить проведение необходимых экспериментальных исследований для разработки новых принципов регулирования и технических решений в рамках первого и второго направлений, а также для их тестирования и проверки в условиях, которые могут быть максимально приближены к реальным [81, 82]. Отдельно стоит выделить исследования, в которых разрабатываемые устройства АРВ проверяются на физической модели генератора и соответствующих экспериментальных стендах [83, 84] или на цифро-аналого-физическом комплексе [85, 86], что позволяет заключить об их адекватности при работе с реальным оборудованием. Существенным преимуществом такого подхода по сравнению с другими является возможность использования натуральных устройств регулирования и управления, а также тот факт, что сохраняется физическая природа явлений, объективно отражающая свойства оригинала. Однако физическое моделирование, как и математическое с применением численных методов решения, обладает рядом определенных ограничений, преимущественно связанных с невозможностью настройки отдельных параметров элементов энергосистемы, например, синхронных машин, проблемами определения масштабных соотношений, размерностью воспроизводимой модели ЭЭС, детализацией моделей ее отдельных элементов и спектром возможных аварийных режимов, а адекватное воспроизведение новых объектов ВИЭ и устройств ГСППТ на физической модели ЭЭС [87] в настоящее время является существенно затратным и труднореализуемым в целом. Таким образом подавляющее большинство исследований осуществляется с применением различных специализированных программно-вычислительных (ПВК) и программно-аппаратных (ПАК) комплексов моделирования режимов и процессов на примере математических моделей ЭЭС разного масштаба и уровня детализации. При этом открытыми остаются вопросы достоверности получаемых результатов моделирования в связи с применяемыми в различных ПВК и ПАК упрощениями и ограничениями, а также достаточного уровня детализации моделей элементов ЭЭС и ее размерности в целом, которые позволили бы произвести оценку эффективности разработанных решений для систем АРВ СГ в полной мере и комплексно.

1.3. Обоснование настройки автоматических регуляторов возбуждения в качестве эффективного мероприятия по обеспечению надежности и устойчивости современных электроэнергетических систем

Проведенный анализ практики функционирования современных ЭЭС показал, что в настоящий момент новые адаптивные и робастные регуляторы возбуждения СГ практически не применяются в условиях работы реальных ЭЭС, а многие их экспериментальные промышленные образцы находятся только на стадии разработки. Одной из причин этого является сложность и нелинейность алгоритмов работы подобного типа регуляторов, которые оказывают влияние на неопределенность их функционирования. Объект управления, в качестве которого выступает СГ, по своей сути достаточно сложен, а применение сложных алгоритмов адаптации с большим количеством предположений относительно его режимов работы и многообразных схемно-режимных состояний ЭЭС является затруднительным. Также одной из проблем адаптивных регуляторов является невозможность гарантирования их эффективной работоспособности в системах и условиях, отличных от тех, в которых они были разработаны и настроены для конкретного объекта. Кроме того, имеет место быть проблема существования и достижимости как оптимальных нелинейных законов управления, так и решения задачи адаптивного управления с нелинейной параметризацией, в особенности достижения стабилизации и гарантированного качества регулирования процессов. Следовательно, подобные устройства АРВ должны быть детально проработаны и всесторонне протестированы перед их масштабным применением в современных ЭЭС.

Введение новых каналов или сигналов регулирования, т.е. создание нового типа АРВ традиционной линейной структуры также затруднительно, поскольку требует достаточного обоснования, экспериментальной проверки и комплексного сравнения с существующими устройствами АРВ [88, 89]. Подобная ситуация схожа с длительной процедурой принятия международными стандартами отечественной структуры АРВ сильного действия [90], в частности, каналов стабилизации по производной тока ротора и отклонению частоты напряжения на выводах генератора, а также алгоритма релейной форсировки возбуждения в ее составе, которая до этого была апробирована десятилетиями практического применения в составе Единой энергетической системы России и доказала свою эффективность.

Исходя из вышесказанного, в настоящий момент наиболее перспективным направлением, которое рассматривается в данной диссертационной работе, является совершенствование методик и различных средств для нахождения параметров настройки

устройств АРВ, адекватных реальным условиям функционирования и обеспечивающих наиболее эффективную и корректную работу данной режимной автоматики в условиях современного развития ЭЭС, что, в свою очередь, позволит решить перечень актуальных проблем, обозначенных ранее. Подобное направление предоставляет возможность для АРВ разной структуры и типа без их изменения определять оптимальные параметры настройки с учетом возможных схемно-режимных состояний и различного рода возмущений для достижения максимальной эффективности в обеспечении всех видов устойчивости (статической и динамической).

В совокупности особенности функционирования современных ЭЭС, приведенные в подразделе 1.1, существенно усложняют и без того нелегкую задачу нахождения оптимального решения для автоматического регулирования возбуждения генераторов электростанций, заключающейся в выборе подходящего типа регулятора, параметров его настройки или принципов регулирования в целом. Подобный вывод справедлив даже без учета внедрения новых объектов, учитывая объединение все большего количества частей национальных ЭЭС и ЭЭС различных стран между собой, что приводит к закономерному усложнению конфигурации электрической сети и, соответственно, самой внутренней топологии ЭЭС. Последнее, в свою очередь, обуславливает возникновение крупных энергообъединений сложной структуры [91, 92], для которых обеспечение эффективного управления электроэнергетическим режимом, в частности, с помощью устройств режимной автоматики – АРВ, является нетривиальной задачей, требующей комплексного решения. При этом существующие подходы к настройке устройств АРВ в случае рассмотрения как ЭЭС традиционной структуры, так и современных ЭЭС не всегда способны обеспечить требуемые качество регулирования и эффективность работы данной режимной автоматики в целом, что определяется, в частности, используемыми средствами для получения необходимой информации о режимах и процессах в ЭЭС различной конфигурации, которая в дальнейшем применяется для настройки каналов АРВ СГ. Данный факт подтверждается статистикой и анализом крупных системных аварий за последние десятилетия [93–98].

1.3.1. Выявление факторов, препятствующих решению проблемы настройки автоматических регуляторов возбуждения в современных электроэнергетических системах в рамках применения существующих и перспективных методов и средств

С учетом обозначенной специфики и особенностей реализации устройств АРВ отечественного и зарубежного типов, приведенной в подразделе 1.2.1, существует и в

настоящий момент разрабатывается множество методик по их настройке, большинство из которых направлено на нахождение оптимальных параметров настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора. Последнее связано с широкими возможностями адекватно настроенных стабилизирующих каналов АРВ СГ как в ЭЭС традиционной структуры, так и в современных ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ в плане повышения статической и динамической устойчивости ЭЭС; передачи мощности, максимально близкой к пределу по линии; обеспечения демпфирования локальных или межсистемных колебаний, которые могут возникать вследствие малых возмущений, и послеаварийных электромеханических колебаний в случае больших возмущений. При этом качество настройки устройств АРВ вносит превалирующий вклад в эффективность их работы, остальное отводится на технические характеристики, возможности и тип системы возбуждения СГ, а также вероятность возникновения крупных системных аварий, в которых надежность и устойчивость функционирования ЭЭС помимо регулирования возбуждения СГ может быть обеспечена только за счет согласованности действий и настроек других систем управления или применения дополнительных мероприятий.

Также стоит отметить, что как существующие, так и разрабатываемые методики настройки устройств АРВ отечественного и зарубежного типов несколько отличаются, что, с одной стороны, связано с различиями в их структуре, каналах и используемых сигналах регулирования, а с другой – обусловлено свойствами и характеристиками энергосистем, в которых они функционируют. Для отечественных электрических сетей характерным являлось наличие достаточно сильных связей внутри отдельных частей ЭЭС и длинных межсистемных связей, а также преимущественно радиальная конфигурация сетей. Иная ситуация сложилась в практике функционирования зарубежных энергосистем, где существует множество слабых связей при кольцевой конфигурации электрических сетей. Обозначенные особенности приводят к формированию значительного множества методик по настройке устройств АРВ и применяемых для этого средств, связанных с математическим моделированием ЭЭС. Однако их общее преимущество, как уже отмечалось ранее, заключается в гибком математическом аппарате и возможности адаптации под разные типы устройств регулирования возбуждения синхронных генераторов, специфика и основные различия которых представлены ранее.

При этом сама концепция проведения процедуры по нахождению наиболее эффективных решений в области регулирования возбуждения заключается в следующем. На первом этапе используются статические (линеаризованные) упрощенные модели ЭЭС для формирования необходимых структур и принципов регулирования, например, при

разработке адаптивного регулятора возбуждения на основе обучаемых искусственных нейронных сетей или для нахождения параметров настройки АРВ, например, в результате оптимизации методом роя частиц. На данном этапе обычно рассматривается одномашинная модель энергосистемы, которая состоит из генератора, подключенного к шинам бесконечной мощности через трансформатор и линию электропередачи. На втором этапе осуществляется проверка выработанных решений путем моделирования режимов и процессов во временной области на многомашинной динамической модели ЭЭС, описываемой дифференциальными уравнениями. Данная концепция в целом схожа с классическим подходом к настройке устройств АРВ:

1. Выбор предварительных параметров настройки АРВ с применением различных методов, строящихся на идеологии варьирования значений параметров АРВ при рассмотрении спектра базовых и характерных схемно-режимных условий работы СГ на эквивалентной схеме ЭЭС;

2. Проверка и при необходимости корректировка выбранных параметров настройки АРВ в тех же режимах на подробной математической модели ЭЭС с применением цифровых ПВК и ПАК. В рамках отечественной методики по настройке устройств АРВ СГ для этих целей также может применяться цифро-аналого-физический комплекс [99].

При воспроизведении нелинейной динамической модели ЭЭС для настройки устройств АРВ можно выделить две основные группы используемых цифровых средств моделирования: (1) ПВК моделирования электромеханических переходных процессов, (2) ПВК и ПАК моделирования электромагнитных переходных процессов [100, 101]. Подобные цифровые ПВК и ПАК основаны на применении различных численных методов решения систем нелинейных алгебро-дифференциальных уравнений, составляющих математическую модель каждого элемента и ЭЭС в целом и описывающих протекающий в них спектр процессов. Однако, несмотря на высокий уровень проработанности данных средств, им присущи определенные упрощения и ограничения при решении совокупной математической модели ЭЭС, которые могут значительно сказываться на полноте и достоверности получаемой с помощью них информации, которая, в частности, необходима для настройки устройств АРВ и дальнейшей оценки эффективности выбранных параметров. Последнее становится особенно актуальным в условиях развития современных ЭЭС, сопровождающегося внедрением все большего количества объектов ВИЭ и устройств ГСППТ. Применение силовых преобразователей в структуре разнообразных объектов ВИЭ (ВЭУ третьего и четвертого типов [102], ФЭУ [103], промышленных систем накопления энергии и др.) и устройств ГСППТ (статических компенсаторов реактивной мощности, объединенных регуляторов потоков мощности, вставок постоянного тока и др.) вызывает

ряд актуальных вопросов в области моделирования ЭЭС. С одной стороны, данные вопросы связаны с необходимостью воспроизведения совокупной модели ЭЭС большой размерности, которая учитывает сложную топологию сети и множество объектов, расположенных в ней, с другой – с необходимым и достаточным уровнем детализации математических моделей воспроизводимых элементов и ЭЭС в целом.

Эффективными средствами математического моделирования ЭЭС в рамках первого направления являются ПВК моделирования электромеханических переходных процессов (например, *RUSTab* (Фонд им. Д.А. Арзамасцева, Россия), *Eurostag* (Tractebel Engineering, Бельгия), *PSS/E* (Siemens, Германия) и др.), которые широко используются в мировой практике. Данные ПВК позволяют моделировать реальные ЭЭС большой размерности с учетом разнообразных математических моделей классического оборудования: электрических машин, линий электропередачи, силовых трансформаторов, комплексных нагрузок и др., а также воспроизводить необходимые САР и САУ разной конфигурации и структуры. Подобный подход предоставляет возможность учета влияния множества объектов и их аспектов на протекание режимов и процессов в ЭЭС с целью проведения дальнейшей достаточно полной оценки функционирования устройств АРВ СГ. При осуществлении необходимых исследований в ЭЭС традиционной структуры с использованием данного типа ПВК преимущественно ориентировались на временную шкалу электромеханических переходных процессов – от долей секунды до нескольких минут (рисунок 1.6) [104, 105].

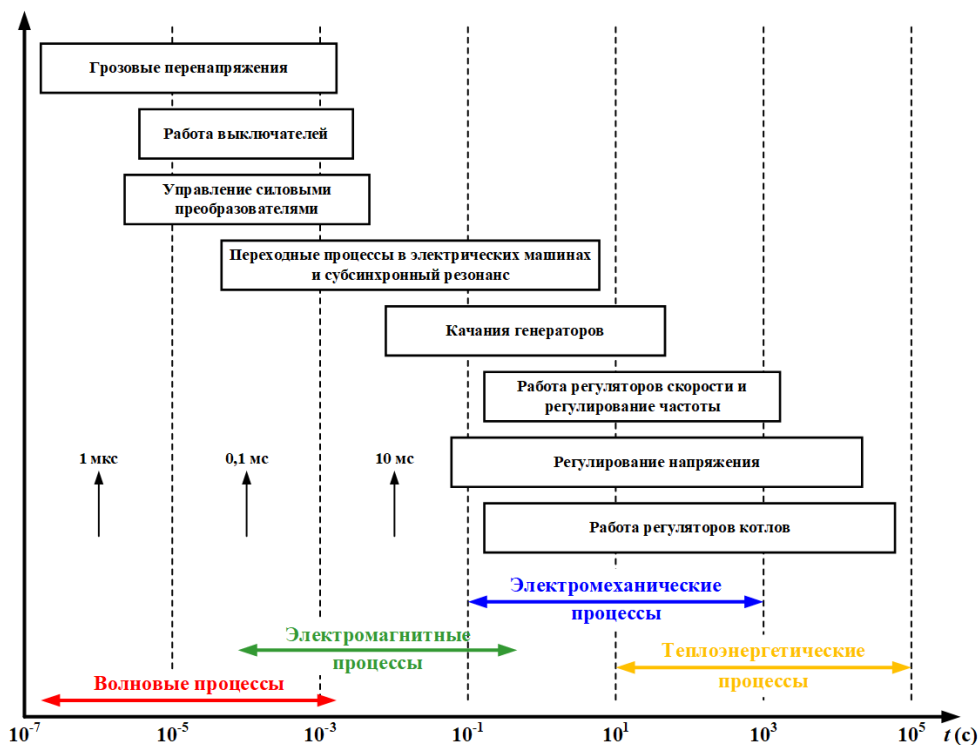


Рисунок 1.6 – Переходные процессы в ЭЭС и их группы

Последнее связано с преобладающим влиянием СГ и их систем управления на динамические свойства таких ЭЭС и, соответственно, протекание процессов, в связи с чем в литературе встречается такое понятие, как «электромеханическая модель энергосистемы» [106]. Обозначенное позволяет упростить модель ЭЭС и ускорить сам процесс моделирования. Ключевым допущением является предположение, что в электрической сети преобладает составляющая только основной частоты (50 Гц или 60 Гц). Из этого следует, что сама сеть может быть значительно упрощена, а все переменные представляются в виде установившихся значений векторов, например, тока и напряжения.

При таком подходе высокочастотные процессы, к которым относятся коммутационные и электромагнитные, не воспроизводятся. Также применение ПВК моделирования электромеханических переходных процессов сопряжено с рядом упрощений и ограничений применительно даже к элементам традиционной части ЭЭС, основными из которых являются следующие [107]:

(1) исключение трансформаторной ЭДС в уравнениях статорной цепи электрических машин, а также жесткое ограничение количества воспроизводимых контуров математической модели, задаваемой в виде системы уравнений Парка-Горева во вращающейся системе dq -координат: как правило, по оси d – два контура (обмотка возбуждения и один демпферный контур), по оси q – два контура (два демпферных контура),

(2) невозможность задания мультимассной модели валопровода электрической машины в виде системы дифференциальных уравнений движения сосредоточенных масс,

(3) учет насыщения стали электрической машины только по пути магнитного потока взаимной индукции (зачастую только по оси d) без учета насыщения от магнитных потоков рассеяния,

(4) использование однолинейных моделей вместо трехфазных и, соответственно, метода симметричных составляющих,

(5) воспроизведение сетевых элементов в виде статических моделей и соответствующих алгебраических уравнений вместо дифференциальных.

Несмотря на это, получаемые результаты для традиционных ЭЭС являлись, как правило, приемлемыми, поскольку высокочастотные и электромеханические переходные процессы были не взаимосвязаны. Стоит отметить, что применение ПВК моделирования электромеханических переходных процессов в случае рассмотрения современных ЭЭС исключительно с объектами распределенной генерации на базе органического топлива (газопоршневые, газотурбинные, парогазовые и дизельные установки) также позволяет получать достаточно достоверные результаты воспроизведения процессов, принимая во

внимание аналогичные допущения и ограничения. Данный факт связан с тем, что подобные объекты имеют сходственные свойства и структуру с классическими СГ электростанций, которая состоит в общем случае из электрической машины, системы возбуждения с АРВ и первичного двигателя с АРЧМ. Поэтому обозначенные объекты генерации могут быть представлены достаточно подробно с учетом их типа и параметров. В таком случае одной из основных задач является воспроизведение распределительной сети с учетом динамических характеристик нагрузки, поскольку переходные процессы в ЭЭС с объектами распределенной генерации существенно зависят от нагрузки вследствие сопоставимых их суммарных мощностей, а также малых взаимных сопротивлений [108]. При этом необходимость учета множества распределенных по сети объектов генерации и двигательной нагрузки существенно ухудшает обусловленность совокупной математической модели ЭЭС, что может в конечном итоге приводить к расхождению вычислительного процесса. Также актуальной остается проблема адекватности влияния сетевой составляющей, элементы которой воспроизводятся в ПВК моделирования электромеханических переходных процессов в виде статических моделей и соответствующих алгебраических уравнений [109].

Для рассмотрения современных ЭЭС с учетом относительно новых объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ, подключаемых к сети с помощью силовых преобразователей, для ПВК моделирования электромеханических переходных процессов разработаны и в настоящий момент модернизируются обобщенные модели (*generic models*) данных объектов [110], позволяющие учесть их специфику работы в контексте свойств и возможностей ПВК подобного типа. При этом данные модели обладают значительными упрощениями и ограничениями, поскольку представляют из себя фиктивный управляемый источник тока или напряжения, не имеющий физических аналогов и имитирующий работу объектов в месте подключения к сети. Подобное упрощение приводит к исключению воспроизведения электромагнитной стадии процессов для данных объектов, к которым относятся динамика работы силовых преобразователей со стороны источника генерации и сети (в виде высокочастотной коммутации силовых полупроводниковых ключей) и их быстродействующих САУ, а также динамика цепи постоянного тока. Воспроизведение самого источника генерации (генератора с ветротурбиной или фотоэлектрического модуля) также осуществляется упрощенно в виде уравнения движения ротора генератора или задаваемой уставки по генерации активной мощности. В то же время некоторые элементы и контуры САУ могут быть учтены и воспроизведены достаточно детально, например, регулятор напряжения или реактивной мощности, алгоритм введения виртуальной инерции, стационарный уровень управления и др. Однако сам спектр воспроизводимых

процессов, на который реагируют обобщенные модели в ПВК моделирования электромеханических переходных процессов, является весьма ограниченным по сравнению с реальным спектром процессов, протекающих в ЭЭС. Данные ПВК достаточно адекватно могут воспроизводить спектр процессов только в диапазоне от 0,1 до 3 Гц [110], что существенно сказывается на полноте и достоверности информации, получаемой при математическом моделировании ЭЭС. Последнее связано с тем, что характерный временной диапазон работы новых объектов ВИЭ и устройств ГСППТ становится значительно меньше, чем у классических СГ, и составляет единицы-сотни микросекунд (рисунок 1.6). Таким образом их динамика функционирования охватывает уже высокочастотные коммутационные и электромагнитные переходные процессы, которые в ПВК моделирования электромеханических переходных процессов всегда игнорируются. В связи с этим, по мере увеличения количества отдельных объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, распределенных по ЭЭС, их влияние на динамические свойства всего энергообъединения и характер протекания переходных процессов будет становиться все значительней, а использование ПВК подобного типа даже с учетом воспроизведения ЭЭС больших размерностей и соответственно, игнорирование высокочастотных процессов будет приводить к росту погрешности расчетов или вовсе радикальным различиям. Учитывая вышесказанное, спектр задач, решаемых с помощью ПВК моделирования электромеханических переходных процессов для современных ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ, является весьма ограниченным. В частности, результаты настройки САУ объектов ВИЭ при их упрощенном представлении в составе модели ЭЭС могут приводить на практике к возникновению незатухающих высокочастотных колебаний в диапазоне от 20 до 40 Гц в зависимости от схемно-режимных условий работы ЭЭС [111, 112] и, соответственно, к увеличению риска возникновения неустойчивости даже при малых возмущениях. Одной из причин подобного рода колебаний может являться несогласованная настройка быстродействующих САУ данных объектов и систем АРВ СГ.

В то же время во многих работах [113, 114] отмечается, что учет электромагнитной стадии процессов для объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, подключаемых к сети с помощью силовых преобразователей, является важным аспектом в связи с обозначенным изменением динамических свойств современных ЭЭС, а также наложением временных диапазонов электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Последнее закономерно приводит к необходимости рассмотрения единого спектра процессов без его декомпозиции на коммутационные, электромагнитные, электромеханические и теплоэнергетические процессы. Таким образом применение ПВК моделирования электромагнитных переходных процессов (например, *PSCAD* (Manitoba Hydro International Ltd., Канада), *EMT module*

PowerFactory (DIgSILENT GmbH, Германия) и др.) в рамках второго направления позволяет воспроизводить детальные модели как традиционной части ЭЭС, включающей синхронные генераторы, сетевые элементы, узлы двигательной нагрузки и др., так и объектов ВИЭ или устройств ГСППТ без каких-либо значительных упрощений. Детальное моделирование применительно к объектам ВИЭ с силовыми преобразователями позволяет учесть следующее: (1) динамику работы источника генерации, его САР и САУ, (2) разные конфигурации схемы силового преобразователя, его САУ и алгоритмы управления, а также системы защиты, (3) динамику цепи постоянного тока.

Однако воспроизведение детальной совокупной математической модели ЭЭС, например, даже в масштабах региональной энергосистемы, с помощью ПВК моделирования электромагнитных переходных процессов неизбежно связано со значительными вычислительными возможностями и затратами времени. Данный факт особенно актуален при наличии в модели ЭЭС устройств или объектов с силовыми преобразователями в своем составе, поскольку это приводит к необходимости использовать относительно малый шаг расчета (от 10 мкс и меньше) и соответствующему увеличению времени расчета. В частности, в работе [115] показывается, что воспроизведение 5 секундного интервала при однофазном коротком замыкании в сети заняло более 4,7 часа в ЭЭС с ВИЭ при шаге интегрирования равном 5 мкс. Также всегда остается проблема наличия ошибок отсечения и округления и их накопления при использовании численных методов расчета в случае воспроизведения длительных процессов [116, 117]. В совокупности это приводит к необходимости эквивалентирования крупных генерирующих узлов и частей рассматриваемой ЭЭС, упрощения систем регулирования и управления, неучета систем защиты, представления нагрузок в виде постоянных проводимостей, ограничения интервала моделирования и др. Таким образом математическое моделирование ЭЭС с использованием ПВК моделирования электромагнитных переходных процессов сводится к рассмотрению небольших эквивалентных схем реальных ЭЭС с детальным воспроизведением только ее части, необходимой для проведения исследований. В то же время теоретически и экспериментально доказано путем проведения верификации результатов математического моделирования с применением информации, полученной от регистраторов режимов и процессов, что процессы в реальной ЭЭС и ее упрощенном эквиваленте существенно отличаются, в частности, при больших возмущениях [81, 118]. При значительном эквивалентировании «теряется» влияние отдельных элементов или их групп на режимы и процессы в ЭЭС, что особенно важно при необходимости рассмотрения крупных объектов ВИЭ, которые обычно состоят из нескольких (от единиц до десятков) отдельных генерирующих установок различного типа и структуры [119]. Детальное

воспроизведение большой модели ЭЭС (региональной и более) при проведении процедуры настройки APB СГ электростанций также 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, преимущественно настроек их САУ, на результирующее динамическое поведение системы.

Использование мультипроцессорных ПАК моделирования электромагнитных переходных процессов (например, *RTDS* (RTDS Technologies Inc., Канада), *HYPERSIM* (OPAL-RT Technologies Inc., Канада)) позволяет обойти некоторые обозначенные недостатки, присущие ПВК, особенно в контексте вычислительных мощностей и скорости расчета [120, 121]. Данные ПАК осуществляют моделирование ЭЭС в режиме реального времени, предоставляют возможность как воспроизведения детальных моделей элементов ЭЭС с необходимыми системами регулирования и управления, так и рассмотрения моделей ЭЭС больших размерностей. Масштаб исследуемой ЭЭС при этом ограничен аппаратными возможностями ПАК, которые могут быть расширены. В данном случае основным вопросом является стоимость подобных комплексов, которая может быть больше в десятки раз стоимости даже нескольких лицензий ПВК. В то же время при использовании ПАК актуальными остаются следующие вопросы:

- (1) осуществление высокоскоростного синхронного обмена данными между вычислительными модулями в режиме реального времени,
- (2) синхронизация расчета и обмена данными между отдельными частями ЭЭС, решаемыми с разными шагами интегрирования – для адекватного воспроизведения устройств или объектов с силовыми преобразователями необходим малый шаг расчета, следовательно, обычно в ПАК данные элементы решаются с малым шагом (от 10 мкс и меньше), а остальная часть ЭЭС с большим (от 50 мкс и больше),
- (3) сходимость решения совокупной модели ЭЭС, особенно при ее воспроизведении в масштабах региональной ЭЭС или более и без применения существенных упрощений,
- (4) сходимость решения при воспроизведении модели ЭЭС с учетом нескольких подсистем, решаемых с разными шагами интегрирования.

Обозначенные в каждом из средств упрощения и ограничения могут приводить в той или иной мере к погрешностям в результатах моделирования режимов и процессов в ЭЭС. При этом необходимо отметить, что в зависимости от конкретных решаемых задач использование ПВК или ПАК моделирования электромеханических и электромагнитных переходных процессов позволяет достигнуть результатов максимально приближенных к реальным данным [122–124] за счет соответствующей настройки модели ЭЭС в целом при

проведении процедуры ее верификации. В то же время перед специалистами и научными сотрудниками всегда стоит первостепенная задача по определению сферы применения того или иного средства моделирования ЭЭС, заключающаяся, в свою очередь, в определении:

- (1) режимов и процессов, которые могут быть воспроизведены в данном средстве с высокой степенью достоверности,
- (2) уровня детализации элементов ЭЭС, а также их САР и САУ при воспроизведении процессов в случае конкретного возмущения,
- (3) масштаба моделируемой ЭЭС для адекватного воспроизведения режимов и процессов и др.

Слабая проработанность данных вопросов может приводить к росту погрешности расчетов вплоть до радикальных различий. В соответствии с этим применение подобной информации, в частности, для настройки АРВ СГ в современных ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ является неприемлемым, поскольку это становится одной из основных причин возникновения аварий и недопустимых эксплуатационных режимов в ЭЭС разных стран мира. Наиболее актуальным примером является крупная системная авария, произошедшая в Великобритании в августе 2019 года [125]. Одной из основных причин возникновения аварии стала несогласованная работа устройств автоматики объектов на базе ВИЭ и устройств автоматики, установленных в сети, которая привела к глубокому снижению частоты и каскадному развитию аварии. Также с августа по октябрь 2017 года в энергосистеме штата Техаса (США) было зафиксировано три случая возникновения субсинхронного резонанса в сети с крупными ВЭС, состоящими из ВЭУ третьего типа, и продольно компенсированной линией электропередачи, два из которых привели к отключению более чем 400 МВт мощности ВЭС [126]. Кроме того, в марте 2013 года в энергосистеме провинции Хэбэй (Китай) возникли значительные колебания активной мощности, вызванные в результате непредвиденного субсинхронного резонанса в сети, что стало причиной отключения около 2/3 мощности, генерируемой объектами ВИЭ [127].

В связи с вышеизложенным для наиболее достоверного воспроизведения режимов и процессов в современных ЭЭС с учетом детальных моделей элементов в составе совокупной модели ЭЭС большой размерности разрабатываются новые программно-аппаратные средства для расширения возможностей существующих ПВК и ПАК. Так, например, в работе [128] предлагается разделение единой математической модели ЭЭС на подсистемы, рассчитываемые разными методами и с разным шагом, в рамках одного моделирующего комплекса с использованием программируемых логических интегральных схем. С помощью данных интегральных микросхем может быть достигнуто моделирование

даже быстрее реального времени [129]. В работе [130] рассматривается аналогичный подход, но с использованием графических процессоров, поскольку они позволяют достигнуть большей скорости вычислений с учетом меньшего шага интегрирования и обладают лучшим соотношением цена/производительность. Также во многих работах [115, 131] предлагается применение гибридных моделирующих комплексов, объединяющих преимущества средств моделирования электромеханических и электромагнитных переходных процессов. Подобное заключается в ко-симуляции совокупной модели ЭЭС, когда расчет осуществляется параллельно в двух или более ПВК, ПАК или их комбинациях. Тем самым предоставляется возможность воспроизведения ЭЭС реальных размерностей с детализированными моделями необходимых элементов и объектов: небольшая часть рассматриваемой ЭЭС, например, в рамках одной оффшорной ВЭС, подключаемой к внешней сети с помощью многотерминальной линии электропередачи постоянного тока, воспроизводится детально с помощью ПВК или ПАК моделирования электромагнитных переходных процессов, остальная часть – упрощенно с помощью ПВК моделирования электромеханических переходных процессов со всеми присущими упрощениями и ограничениями. Из представленного закономерно следует один из основных недостатков данных средств моделирования, заключающийся в невозможности детального моделирования большого числа объектов, распределенных по сети. В таком случае, например, при наличии нескольких крупных объектов генерации на базе ВИЭ с силовыми преобразователями остается неизвестным влияние каждого из них на процессы и устойчивость ЭЭС в целом. В то же время выбрать наиболее значимый из них для детального моделирования не представляется возможным. Кроме этого, остается актуальной существенная проблема искаженного воспроизведения взаимовлияния устройств или объектов с силовыми преобразователями и остальной части ЭЭС из-за ее упрощенного моделирования.

Другим направлением в рамках повышения уровня достоверности результатов моделирования современных ЭЭС является разработка решений, улучшающих возможности существующих средств моделирования и адаптирующих их для наиболее полного и детального воспроизведения новых объектов и ЭЭС в целом. В частности, в работе [132] представлена модифицированная обобщенная модель источников генерации, подключаемых к сети с помощью силовых преобразователей, на основе источника напряжения за сопротивлением. Для данной модели был разработан алгоритм управления выходным током установки, обеспечивающим лучшую сходимость решения и учитывающим быстродействующие каналы САУ преобразователя. Также в [133] на примере ФЭУ предложена модель в виде системы обыкновенных дифференциальных

уравнений, дополнительно включающей в себя основные элементы САУ преобразователя (блок фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) и внутренний контур управления током) и динамику цепи постоянного тока. В работе [134] предлагается новый подход к описанию частей ЭЭС с большой долей установок с силовыми преобразователями в виде нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений пятого порядка, а ее остальной части – в виде соответствующих алгебро-дифференциальных уравнений. Представленные решения направлены на использование ПВК моделирования электромеханических переходных процессов. При детальном воспроизведении новых объектов и ЭЭС в целом с использованием ПВК и ПАК моделирования электромагнитных переходных процессов можно выделить направления, связанные с разработкой новых подходов к численному решению математической модели ЭЭС. Например, в работе [135] авторами предлагается многошаговый численный метод второго порядка для решения систем дифференциальных уравнений, основанный на явных формулах Адамса. Другим способом может служить решение с использованием неявного многошагового метода Рунге-Кутты пятого порядка и V-преобразования, в совокупности обеспечивающих высокую устойчивость решения и скорость расчета [136]. Также в работе [137] предлагается модифицированный диагонально-неявный метод Рунге-Кутты второго порядка для воспроизведения электромагнитных переходных процессов, обладающий значительной точностью при решении жестких систем дифференциальных уравнений, которые определяют модель ЭЭС.

В диссертационной работе для комплексного решения обозначенной специфики моделирования современных ЭЭС в условиях внедрения разнообразных объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ предлагается создание и применение средств моделирования электромагнитных переходных процессов, позволяющих осуществлять воспроизведение ЭЭС реальных размерностей без их значительного эквивалентирования с учетом детальных моделей различных устройств и объектов в их составе. При этом сам процесс моделирования в рамках подобных средств должен учитывать бездекомпозиционное непрерывное воспроизведение единого спектра квазиустановившихся и переходных процессов на неограниченном интервале в темпе реального времени. Последнее позволяет достигнуть высокой скорости выполнения расчетов, в частности, при проведении широко спектра исследований, необходимого для нахождения оптимальной настройки устройств АРВ СГ. В качестве основы для подобного средства может быть использован Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), экспериментальный образец которого разработан научно-исследовательской лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики Национального

исследовательского Томского политехнического университета (Томск, Россия) [138]. Данный комплекс основан на концепции гибридного моделирования, объединяющей в себе основные существующие подходы к моделированию ЭЭС: аналоговый, цифровой и физический. Особенности ВМК РВ ЭЭС позволяют исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение математических моделей элементов и совокупной модели ЭЭС в целом, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также проблему сходимости итерационного процесса.

1.3.2. Применение гибридного подхода к моделированию электроэнергетических систем для осуществления настройки автоматических регуляторов возбуждения, адекватной реальным условиям функционирования

ВМК РВ ЭЭС представляет из себя свободно конфигурируемый мультипроцессорный программно-аппаратный комплекс, состав которого зависит только от масштабов моделируемой ЭЭС. Каждый специализированный гибридный процессор (СГП) ВМК РВ ЭЭС отвечает за моделирование конкретного элемента ЭЭС, его САР и САУ. В связи с этим для ВМК РВ ЭЭС были разработаны СГП моделирования как классического оборудования (электрической машины, линии электропередачи, силового трансформатора и др. [139, 140]), так и новых объектов и устройств (вставки постоянного тока, фазоповоротного трансформатора, ветроэнергетической установки и др. [141, 142]). Каждый СГП представляет собой цифро-аналого-физическую схему совокупной математической модели элемента ЭЭС, в которой:

1. На аналоговом уровне реализуются жестко задаваемые системы дифференциальных уравнений основных элементов ЭЭС (например, электрической машины в виде уравнений Парка-Горева или линии электропередачи в виде П-образной схемы замещения), которые являются теоретически строго обоснованными и позволяют воспроизвести достаточно полно и достоверно весь спектр значимых процессов в конкретном оборудовании. Здесь же осуществляется решение данных уравнений с помощью выполнения линейных операций (сложения, вычитания, умножения сигнала на число), а также метода непрерывного неявного интегрирования, основу которого составляют интеграторы на базе операционных усилителей. Использование микроэлектронных интегральных операционных усилителей обусловлено их широкими возможностями применения и высокими эксплуатационно-техническими характеристиками, в том числе высоким входным и низким выходным сопротивлениями,

что позволяет исключить влияние входных-выходных цепей на результаты решения. В свою очередь, решение происходит в темпе реального времени и на неограниченном интервале. Данный подход к моделированию позволяет исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение систем дифференциальных уравнений, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также проблему сходимости численного решения.

2. На цифровом уровне реализуются различные САР и САУ конкретного элемента ЭЭС (например, математическая модель АРВ СГ или САУ силового преобразователя ФЭУ), выполняются нелинейные операции (умножение, деление, ограничение сигналов), а также осуществляются все необходимые информационно-управляющие функции, которые заключаются в задании параметров оборудования, обработке и передаче информации пользователю. Здесь же осуществляется решение математических моделей САР и САУ с применением методов численного интегрирования, поскольку они представляют собой замкнутые системы управления, работающие с обратной связью, небольшого размера и небольшой жесткости (коэффициент жесткости образуемой системы дифференциальных уравнений обычно не более 100), для которых могут быть получены достаточно адекватные и достоверные результаты решения с применением данных методов. Принцип работы и размерность обозначенных моделей сводит к минимуму недостатки методов численного интегрирования, представленные ранее в подразделе 1.3.1. В таком случае необходимая вычислительная мощность для осуществления моделирования в темпе реального времени достигается за счет выделения индивидуальных процессоров под решение соответствующих моделей в каждом СГП ВМК РВ ЭЭС, отвечающем за воспроизведение конкретного элемента ЭЭС. Результаты решения вводятся в аналоговую схему с помощью соответствующих цифро-аналоговых преобразователей, при этом необходимые сигналы аналоговой схемы СГП передаются на цифровой уровень посредством аналого-цифровых преобразователей, чем в совокупности обеспечивается необходимый информационный обмен между разными уровнями моделирования и пользователем. Данный подход к моделированию позволяет исключить упрощение совокупной математической модели элементов ЭЭС путем уменьшения жесткости (т.е. могут быть учтены как малые постоянные времени (например, фильтров входных сигналов САУ), так и большие (например, парового котла)) или порядка систем дифференциальных уравнений, обеспечить высокую точность выполнения нелинейных операций, гибкость в формировании необходимых САР и САУ, которых существует значительное множество с различными структурами и алгоритмами даже в рамках одного элемента ЭЭС (например, устройств АРВ СГ), эффективность осуществления всех необходимых информационно-

управляющих функций, а также высокие эксплуатационно-технические характеристики моделирующего комплекса в целом.

3. На физическом уровне реализуются пофазные продольно-поперечные коммутации моделируемых элементов ЭЭС, а также разноуровневые схемы силовых преобразователей с помощью цифруправляемых аналоговых ключей (ЦУАК) в составе конфигурируемой схемы замещения коммутационного оборудования. В совокупности реализуются управляемые физические модели продольно-поперечных коммутаторов и силовых преобразователей. Здесь же осуществляется естественное взаимодействие математически моделируемых элементов ЭЭС с помощью преобразования непрерывных математических переменных входных/выходных токов в виде напряжений, получаемых в аналоговой схеме решения, в соответствующие им модельные физические токи. Подобное преобразование реализуется посредством прецизионного аналогового перемножителя в каждой фазе элемента ЭЭС, собранного по схеме преобразователя «напряжение-ток» (ПНТ). Физическое взаимодействие СГП элементов ЭЭС, как и их питание, осуществляется с помощью коммутатора трехфазных узлов, представляющего из себя многослойную печатную кросс-плату и реализующего топологию рассматриваемой ЭЭС. Данный подход к моделированию позволяет исключить информационные ограничения на размерность моделируемой ЭЭС, соответственно, ее масштаб теоретически может быть неограничен, а также максимально достоверно воспроизводить коммутационные процессы, в том числе коммутации силовых полупроводниковых ключей с учетом их характеристик.

Обозначенные свойства и возможности ВМК РВ ЭЭС, закономерно следующие из принципов реализации формирующих его элементов, позволяют рассматривать совокупную математическую модель ЭЭС реальной размерности, включающую в себя детальное воспроизведение системообразующих и распределительных электрических сетей разных классов напряжения, при различных схемно-режимных условиях их работы и возмущениях, а также с учетом воспроизведения единого непрерывного спектра переходных процессов, начиная от коммутационных (время протекания которых составляет микросекунды) и заканчивая теплоэнергетическими (десятки минут) процессами, вплоть до достижения установившегося послеаварийного состояния ЭЭС, что может быть рассмотрено как аналог натурного эксперимента. Подобный подход обуславливает получение наиболее полной и достоверной информации о протекании режимов и процессов при моделировании современных ЭЭС, объединяющих в себе традиционное и новое оборудование. Следовательно, использование в дальнейшем такой информации предоставляет возможность проведения комплексной оценки функционирования устройств АРВ СГ в составе модели ЭЭС с объектами ВИЭ и

устройствами ГСППТ с учетом предварительно выбранных параметров настройки, исходя из анализа линеаризованной модели ЭЭС, а также выработки необходимых и достаточных рекомендаций по оптимизации параметров, выбору наиболее эффективного типа регулятора или законов регулирования. Таким образом ВМК РВ ЭЭС может быть использован как инструментальная основа для осуществления настройки АРВ СГ, адекватной реальным условиям их функционирования в контексте значительно изменяющихся динамики и свойств современных ЭЭС.

1.4. Выводы по главе 1

В результате развития современных ЭЭС за счет внедрения большого количества объектов генерации на базе ВИЭ и различных устройств ГСППТ, которые подключаются к электрической сети с помощью силовых преобразователей, происходит значительное изменение динамических свойств и характеристик ЭЭС, что в свою очередь приводит к возникновению проблем обеспечения высоких запасов устойчивости и эффективного демпфирования колебаний параметров электрического режима, возникающих в результате различного рода возмущений. Последнее связано с особенностями функционирования новых объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, которые необходимо адекватно учитывать при нахождении решений обозначенных ранее проблем.

В качестве решения проблемы обеспечения надежности и устойчивости современных ЭЭС в диссертационной работе предложено использовать возможности АРВ СГ электрических станций, отвечающих за функционирование всей ЭЭС в целом как в нормальных, так и в переходных режимах. Приведен комплексный анализ существующих направлений в области развития систем регулирования возбуждения СГ, а также совершенствования подходов к их настройке. При этом выделены сложности применения нового типа устройств АРВ, обладающих нелинейной структурой, добавления новых каналов стабилизации или сигналов регулирования, а также проблемы нахождения адекватных параметров настройки АРВ СГ традиционной линейной структуры в современных ЭЭС в рамках применения существующих и перспективных методик и средств их реализации.

Таким образом обосновано, что для современных ЭЭС остро встает вопрос адекватной проверки предварительно выбранных параметров настройки АРВ СГ на подробной динамической математической модели ЭЭС. Последнее заключается в необходимости воспроизведения объектов ВИЭ и устройств ГСППТ в виде их детальных

математических моделей в составе совокупной модели ЭЭС большой размерности, которая учитывает сложную топологию сети и множество объектов, расположенных в ней. Существующие различные специализированные ПВК и ПАК для моделирования электромеханических и электромагнитных переходных процессов, которые широко используются на практике, обладают рядом упрощений и ограничений, что в конечном счете значительно сказывается на достоверности получаемых результатов моделирования при настройке устройств АРВ СГ электрических станций. Последнее становится одной из основных причин возникновения аварий или недопустимых эксплуатационных режимов в современных ЭЭС.

В связи с вышеизложенным в диссертационной работе для комплексного решения обозначенной специфики моделирования современных ЭЭС в условиях внедрения разнообразных объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ предложено использовать средства моделирования электромагнитных переходных процессов, позволяющие осуществлять воспроизведение ЭЭС реальных размерностей без их значительного эквивалентирования с учетом детальных моделей различных устройств и объектов в их составе, с целью настройки АРВ СГ, наиболее адекватной реальным условиям их функционирования. В качестве основы таких средств выступает ВМК РВ ЭЭС, разработанный с применением концепции гибридного моделирования, объединяющей в себе аналоговый, цифровой и физический подходы к моделированию ЭЭС, что позволяет исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение математических моделей элементов и совокупной модели ЭЭС в целом, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также проблему сходимости итерационного процесса.

Глава 2. Концепция настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов с применением Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем и средства ее реализации

2.1. Концепция настройки автоматических регуляторов возбуждения с применением Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем

Детально обоснованная в предыдущем разделе проблема получения информации о режимах и процессах в современных ЭЭС путем математического моделирования с применением широко распространенных специализированных цифровых средств моделирования определяет необходимость формирования альтернативной концепции осуществления настройки АРВ СГ с учетом современных тенденций развития и модернизации ЭЭС, а также разработки соответствующих средств для ее реализации. При этом сама концепция должна позволять в полной мере оценить влияние интеграции различного рода объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ, а также провести необходимые мероприятия по корректировке и оптимизации настроек устройств АРВ для обеспечения качественного управления режимами и необходимого уровня устойчивости ЭЭС в целом. В качестве основы для построения концепции может выступать возможность получения наиболее полной и достоверной информации о режимах и процессах в современных ЭЭС в условиях внедрения объектов ВИЭ и устройств ГСППТ с применением гибридного моделирующего комплекса – ВМК РВ ЭЭС, которая затем может быть использована для настройки устройств АРВ СГ. Таким образом положения разрабатываемой концепции заключаются в следующем:

1. Применение ВМК РВ ЭЭС в качестве инструментальной основы для проведения процедуры определения оптимальной настройки АРВ СГ, которая обеспечивает необходимые запасы статической и динамической устойчивости ЭЭС, возможность передачи мощности, максимально близкой к пределу по линии, демпфирование локальных, межсистемных и послеаварийных колебаний параметров электрического режима в широком многообразии схемно-режимных условий работы современных ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ. Подобное средство обеспечивает бездекомпозиционное воспроизведение единого непрерывного спектра нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов на неограниченном интервале в темпе реального времени с гарантированной приемлемой точностью в конкретном оборудовании

и совокупной трехфазной модели ЭЭС в целом, что обуславливает получение полной и достоверной информации о режимах и процессах в ЭЭС, необходимой для формирования рекомендаций по оптимизации параметров АРВ, выбору наиболее эффективного типа регулятора или законов регулирования.

2. Воспроизведение в ВМК РВ ЭЭС модели рассматриваемого СГ в составе энергоблока, включающего в себя все значимое оборудование с учетом наиболее полной, детальной и достоверной модели настраиваемого устройства АРВ, на основе имеющейся исходной информации. При этом в соответствии с Приказом Минэнерго РФ [143] установлено, что субъекты электроэнергетики должны предоставлять определенный перечень параметров и характеристик оборудования объектов по производству электрической энергии, в том числе по системам возбуждения и АРВ синхронных генераторов. Кроме того, данный перечень определяет необходимость предоставлять параметры и для других объектов: линий электропередачи, трансформаторов, средств компенсации реактивной мощности, а также объектов ВИЭ, что необходимо для п. 3 приведенной концепции. Далее осуществляется задание необходимых параметров элементов модели, т.е. предварительных настроек АРВ, которые могут быть получены либо на основе анализа линеаризованной модели ЭЭС с применением методов *D*-разбиения, корневого годографа и др., либо на основе рекомендаций производителя регулятора возбуждения.

3. Воспроизведение в ВМК РВ ЭЭС совокупной математической модели ЭЭС, включающей в себя модели генерирующего, сетевого оборудования, нагрузки, объектов генерации на базе ВИЭ, устройств ГСППТ и их САР и САУ с необходимым и достаточным уровнем детализации на основе имеющейся исходной информации [143]. При отсутствии точных данных об объектах, значительно влияющих на конечный результат настройки устройств АРВ СГ, они могут быть воспроизведены в виде детальных трехфазных моделей с учетом стандартных параметров и структур систем управления, что является особенно актуальным при рассмотрении новых объектов ВИЭ и устройств ГСППТ. Подобный подход позволяет улучшить достоверность получаемых результатов моделирования, а также обеспечить условия функционирования устройств АРВ, максимально приближенные к реальным, без ущерба для скорости моделирования и, соответственно, проведения комплекса экспериментальных исследований.

4. Разработка сценариев воспроизведения необходимых нормальных и аномальных режимов и процессов, которые в общем случае охватывают весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов, требуемых для оценки эффективности функционирования устройств АРВ СГ при проведении процедуры настройки. При этом

сценарии должны включать в себя рассмотрение спектра базовых и характерных схемно-режимных условий работы СГ с настраиваемым устройством АРВ. Совокупный перечень рассматриваемых электрических режимов и возмущений формирует основу методики экспериментальной настройки АРВ, построенную на анализе работы данных устройств в условиях, максимально приближенных к реальным. В рамках методики также будут сформированы рекомендации относительно рассмотрения режимов работы объектов ВИЭ, устройств ГСППТ и действия их систем автоматики и защит при возмущениях в электрической сети. Выбор критериев оценки эффективности настройки и, соответственно, функционирования АРВ СГ в целом, которые должны учитывать помимо базовых нормативно-технических показателей требования сетевых кодексов и стандартов, принятых в конкретной ЭЭС.

5. Реализация в ВМК РВ ЭЭС сценариев экспериментальных исследований, сформированных в пункте 4, на примере совокупной математической модели ЭЭС с необходимым и достаточным уровнем детализации. Результаты воспроизведения сценариев используются для оценки предварительно выбранных параметров настройки устройств АРВ СГ электростанций путем сравнения с выбранными критериями. Корректировка и оптимизация параметров настройки регуляторов возбуждения в случае неудовлетворения критериям и обоснование необходимых изменений, которые также могут касаться типа регулятора или законов регулирования. Повторная оценка работы устройств АРВ при проведении аналогичных сценариев. Заключение об эффективности настройки АРВ СГ в конкретных схемно-режимных условиях работы ЭЭС и отдельное выделение случаев, в которых помимо управления возбуждением СГ электростанций требуется введение дополнительных мероприятий для обеспечения устойчивости ЭЭС.

2.2. Формирование структуры и принципов построения всережимной детальной трехфазной математической модели энергоблока

Представленная концепция осуществления настройки АРВ СГ с применением ВМК РВ ЭЭС подразумевает использование математической модели ЭЭС с необходимым и достаточным уровнем детализации, включающей в себя воспроизведение системообразующих и распределительных электрических сетей разных классов напряжения, генерирующего, сетевого оборудования, объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, что определяет принципы и подходы к разработке программно-аппаратных средств ее реализации. Применительно к моделированию устройств АРВ СГ последние необходимо

рассматривать в составе совокупной модели энергоблока, что отмечено в пункте 2 концепции. В настоящий момент используемая в ВМК РВ ЭЭС модель энергоблока содержит упрощенную модель системы возбуждения электрической машины, только одну модель полупроводникового устройства АРВ уже устаревшего типа (АРВ-СДП1), упрощенную модель блочного силового трансформатора, а также не учитывает возможность задания распределения нагрузки на валу электрической машины, т.е. его мультимассность. Учитывая данное обстоятельство, создание необходимых программно-аппаратных средств для реализации представленной концепции включает в себя синтез и разработку универсальной совокупной математической модели энергоблока, состоящей из детализированных моделей электрической машины с учетом возможности задания мультимассности вала, системы возбуждения, современных микропроцессорных устройств АРВ отечественного и зарубежного типов, первичного двигателя и его систем автоматического регулирования, нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора (рисунок 2.1). Подобная модель гарантирует максимально адекватное воспроизведение основных свойств моделируемого объекта и достоверный характер протекания переходных процессов.

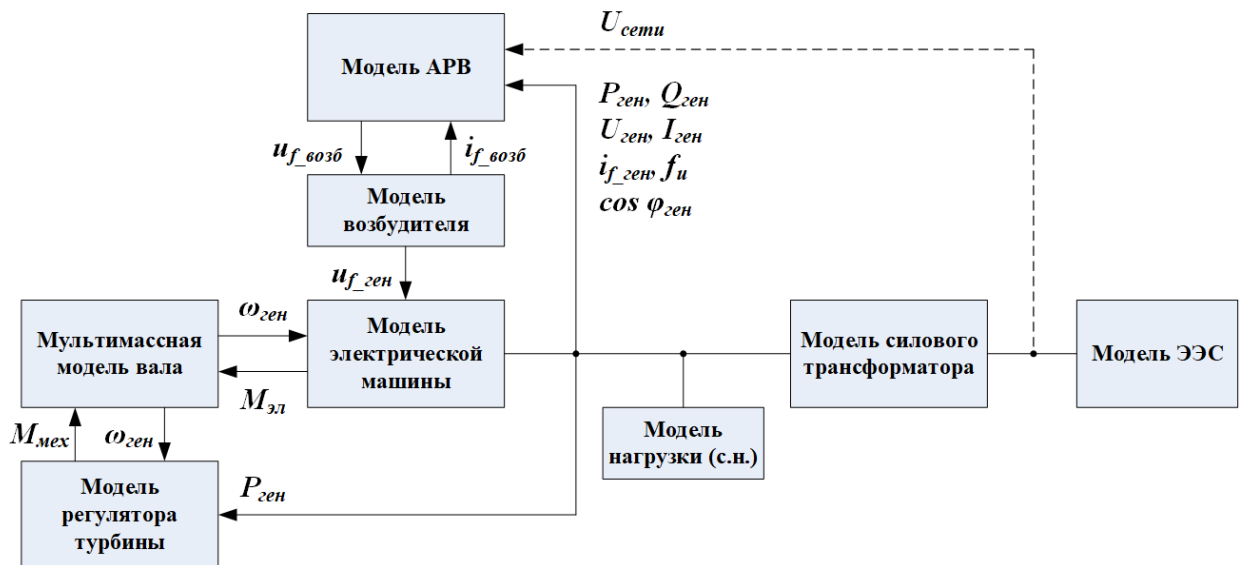


Рисунок 2.1 – Блок-схема модели энергоблока

Далее представлено краткое описание каждого отдельного элемента и основные причины необходимости его учета в совокупной модели энергоблока:

1. Модель электрической машины в виде полных уравнений Парка-Горева совместно с уравнениями взаимного преобразования переменных систем $dq0$ и abc учитывает активное сопротивление статора, трансформаторные ЭДС и ЭДС скольжения, три контура по оси d (одна обмотка возбуждения и два демпферных контура) и оси q (три демпферных

контура), что аналогично наиболее детальной Модели 3.3, представленной в стандарте IEEE [144], взаимную индуктивность обмотки возбуждения и каждого демпферного контура по оси d , частотную зависимость параметров контуров по осям d и q , а также насыщение стали по путям магнитных потоков как взаимной индукции, так и рассеяния в осях d и q . Данная модель позволяет достоверно воспроизводить весь необходимый спектр процессов в электрических машинах разного типа (турбо-, гидрогенераторы) независимо от структуры и состава рассматриваемой ЭЭС (традиционная или современная). При этом становится возможным достоверный учет взаимовлияния отдельных агрегатов в рамках как одной станции, так и всего энергорайона на качество протекания процессов безотносительно их удаленности друг от друга. Возможность воспроизведения большего числа контуров в зависимости от доступных исходных данных [143], объем и качество которых зачастую может различаться для каждой конкретной электрической машины в ЭЭС, повышает итоговую точность модели. Учет насыщения стали, в том числе для различных составляющих потока, также позволяет получить более точные и достоверные результаты, поскольку насыщенные и ненасыщенные значения реактивностей взаимной индукции в схеме замещения электрической машины могут заметно различаться [145, 146]. Последнее может приводить к качественному изменению протекания процессов в СГ и, соответственно, реакции АРВ.

2. Модель возбудителя представляет из себя систему возбуждения синхронного генератора определенного типа. Наиболее перспективными в настоящий момент являются тиристорные и бесщеточные системы независимого возбуждения и самовозбуждения, получающие все большее распространение при модернизации старого и установке нового генерирующего оборудования [147–149]. Структура данных систем возбуждения достаточно схожа и включает в себя: (1) возбудитель, который воспроизводится аналогичной моделью электрической машины; (2) преобразовательные трансформаторы, которые воспроизводятся аналогичными моделями силовых трансформаторов; (3) трехфазные управляемые тиристорные преобразователи; (4) RLC -фильтр высших гармоник; (5) сглаживающие реакторы постоянного тока, которые используются для снижения величины пульсаций на стороне постоянного тока; (6) подвозбудитель, которым может быть независимый идеальный источник напряжения или выводы синхронного генератора. Подобная модель возбудителя при наличии соответствующих исходных данных позволяет достоверно учитывать влияние типа системы возбуждения на функционирование СГ в составе традиционных и современных ЭЭС, а также осуществлять анализ процессов в цепях системы возбуждения [86]. Кроме того, детальное воспроизведение системы возбуждения предоставляет возможность подключения

реальных образцов АРВ и их тестирование (как алгоритмов, так и выбранных параметров настройки) в замкнутом цикле в режиме реального времени на примере модели ЭЭС необходимой размерности и структуры.

3. Модель АРВ представляет из себя наиболее полную модель управления возбуждением СГ и учитывает в себе основной канал регулирования напряжения СГ, каналы стабилизации, алгоритмы ограничения параметров режима, форсировки возбуждения и блокировок [150]. При этом может осуществляться воспроизведение модели АРВ необходимой конфигурации и структуры, например, микропроцессорного регулятора AVR-3М отечественного типа или DECS-400 зарубежного типа в составе регулятора напряжения типа ST4B и системного стабилизатора типа PSS2B, в соответствии со стандартом IEEE [36]. Подобные модели позволяют наиболее достоверно моделировать динамику функционирования СГ при возникновении различного рода возмущений или изменениях схемно-режимных условий работы традиционных и современных ЭЭС. Воспроизведение быстродействующих АРВ в виде детальных моделей, в частности, при исследовании процессов в современных ЭЭС обусловлено выделением нового вида устойчивости [105, 151], который относится к устойчивости систем с устройствами и генерирующими установками, подключаемыми к сети с помощью силовых преобразователей (объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ). Быстродействующие САУ силовых преобразователей обозначенных объектов, определяющие в целом динамику их работы, взаимодействуют между собой и элементами традиционной части ЭЭС, обладающими малыми постоянными времени (например, линиями электропередачи, контурами электрической машины и их системами регулирования, особенно АРВ). Неправильная или несогласованная настройка как САУ обозначенных новых объектов, так и АРВ СГ приводит к возникновению незатухающих колебаний в ЭЭС разной частоты (от десятков Гц до единиц кГц) даже при малых возмущениях, которые в случае сложившихся схемно-режимных условий работы могут быть с возрастающей амплитудой и вызвать нарушение устойчивости ЭЭС. Таким образом для наиболее адекватного изучения процессов в современных ЭЭС, характер которых преимущественно определяется работой САУ и САУ различных элементов, необходимо их полное и детальное воспроизведение. Последнее также позволяет выработать эффективные стратегии управления для предотвращения нарушения устойчивости и сформировать оптимальные настройки систем управления.

4. Мультимасштабная модель вала в виде модели с сосредоточенными параметрами позволяет адекватно воспроизвести характер движения ротора электрической машины и провести анализ крутильных колебаний при динамических возмущениях,

сопровождающихся возникновением резонанса в электрической сети, что становится особенно актуальным для современных ЭЭС. Данный факт подтверждается выделением нового вида устойчивости [28, 105], называемого устойчивостью к резонансам, который также подразделяется на электромеханический и электрический резонансы. Первый тип устойчивости характерен как для ЭЭС традиционной структуры с превалированием СГ и наличием в сети вблизи крупных энергоблоков устройств продольной компенсации реактивной мощности или линий электропередачи переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения, обладающих значительной емкостной проводимостью, так и для современных ЭЭС с СГ и устройствами ГСППТ, используемыми для продольной и поперечной компенсации реактивной мощности. В первом случае возникновение явления субсинхронного электромеханического резонанса, выражающегося в виде слабо демпфируемых или даже увеличивающихся колебаний валопровода генератора, что становится причиной появления значительных механических нагрузок на валу и его разрушения в целом, может быть вызвано формированием резонансной LC -цепи (например, в случае режима холостого хода линии электропередачи, отходящей от электростанции), во втором – взаимодействием некорректно настроенных быстродействующих систем управления устройств ГСППТ и АРВ СГ. Второй тип устойчивости характерен для ЭЭС со значительной долей ВЭУ третьего типа на базе АГДП и устройств продольной компенсации, расположенных вблизи данных установок. В данном случае возникновение субсинхронного электрического резонанса преимущественно связано с явлением самовозбуждения асинхронного генератора в составе ВЭУ третьего типа. В связи с этим необходимо адекватно воспроизводить реакцию традиционных СГ, установленных в разных точках электрической сети, поскольку при данном типе резонанса диапазон колебаний может варьироваться от 2 до 60 Гц в зависимости от схемно-режимных условий работы ЭЭС, что обуславливает их неоднородную природу распространения по сети. Таким образом использование мультимассной модели вала позволяет достаточно точно изучать крутильные колебания, вызываемым резонансом, а также исследовать влияние на них переходных процессов при различного рода возмущениях и конфигурации ЭЭС в целом для выработки дальнейших мероприятий по исключению вероятности возникновения резонанса в электрической сети или эффективному демпфированию колебаний в широком диапазоне частот, в том числе путем соответствующей настройки АРВ СГ.

5. Модель регулятора турбины представляет из себя наиболее полную модель САР СГ по отклонению частоты и/или мощности пропорционального типа с учетом статизма. При этом может осуществляться реализация модели регулятора необходимой конфигурации и структуры, например, для паровых или гидравлических турбин.

Воспроизведение подобной модели позволяет адекватно изучать длительные переходные процессы при различного рода возмущениях, которые, как правило, связаны с изменением частоты сети и абсолютной скорости вращения роторов СГ независимо от структуры и состава рассматриваемой ЭЭС (традиционная или современная). При этом последнее становится особенно актуальным в связи со значительным влиянием объектов ВИЭ и устройств ГСППТ на динамические свойства современных ЭЭС и, соответственно, характер изменения частоты в сети в целом. Данное влияние выражается в снижении общей инерции ЭЭС. Обозначенное уменьшение общей инерции становится причиной значительного увеличения скорости изменения частоты и амплитуды этого изменения в начальный промежуток времени после возмущения. Кроме того, отсутствие резерва мощности у внедряемых объектов ВИЭ сказывается на вторичном регулировании частоты из-за чего становится необходимым воспроизводить реакцию системы автоматического регулирования частоты и мощности СГ вплоть до установившегося послеаварийного режима. В свою очередь моделирование длительных процессов позволяет комплексно рассматривать функции, возлагаемые на АРВ СГ, которые помимо регулирования возбуждения на начальных этапах переходного процесса заключаются также в ограничении режимных параметров СГ с выдержкой времени до нескольких минут.

6. Модель нагрузки для воспроизведения собственных нужд энергоблока может быть представлена в виде динамической комплексной нагрузки (асинхронные и синхронные двигатели совместно со статической нагрузкой) или обобщенной статической нагрузки с учетом характеристики, отражающей производительность оборудования собственных нужд при изменениях режима их работы, обусловленного в общем случае отклонениями напряжения или частоты. Учет собственных нужд позволяет в полной мере воспроизводить процесс генерации и потребления мощности в рамках энергоблока, особенно при наличии системы самовозбуждения или рассмотрении крупных энергоблоков, у которых мощность нагрузки в номинальном режиме может составлять десятки МВт [152].

7. Модель силового трансформатора воспроизводит блочный повышающий двухобмоточный трансформатор в составе энергоблока с учетом схем соединения обмоток трансформатора, потерь в нем и насыщения его магнитной системы. В совокупности модели нагрузки собственных нужд и силового трансформатора обеспечивают условия подключения синхронного генератора к ЭЭС, максимально приближенные к реальным, что позволяет наиболее полно и достоверно воспроизводить процессы как в рамках энергоблока, так и во внешней ЭЭС, в которой используется подобная детальная и достаточно подробная модель.

Основной подход к реализации необходимых программно-аппаратных средств моделирования энергоблока с применением положений гибридного моделирования для проведения всестороннего комплекса исследований функционирования устройств АРВ СГ в составе ЭЭС реальной размерности представлен на рисунке 2.2.

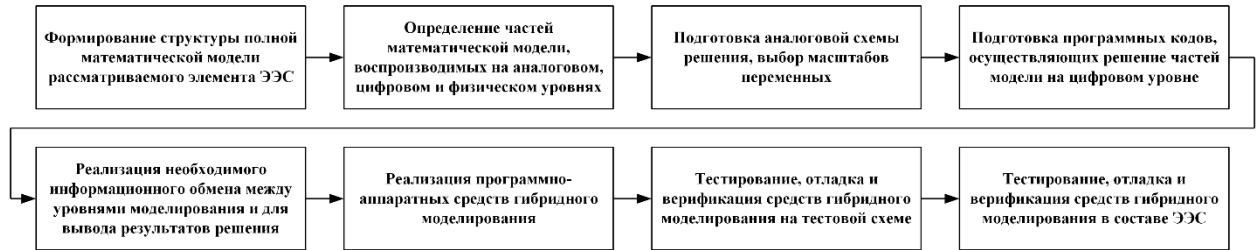


Рисунок 2.2 – Основные положения подхода к реализации средств гибридного моделирования и последовательность их выполнения

Анализ структуры, специфики функционирования отдельных элементов и энергоблока в целом (рисунок 2.1), в том числе с точки зрения адекватности моделирования, и ранее указанные положения гибридного моделирования (раздел 1.3.2) позволяют обосновано сформулировать принципы всережимного моделирования функционирования энергоблока, реализуемого посредством ВМК РВ ЭЭС:

1) обоснование и синтез всережимных бездекомпозиционных математических моделей для элементов энергоблока, не содержащих коммутационное оборудование, которые достаточно полно и достоверно воспроизводят единый и непрерывный спектр квазиустановившихся и переходных процессов, возникающий при разнообразных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах его работы;

2) подготовка синтезированных математических моделей элементов энергоблока для возможности применения способа методически точного непрерывного неявного интегрирования в реальном времени и на неограниченном интервале систем дифференциальных уравнений: синхронного генератора, мультимассной модели вала, возбудителя, подвозбудителя, преобразовательного трансформатора, фильтров высших гармоник, сглаживающих реакторов, нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора;

3) разработка специализированных параллельных цифро-аналоговых структур, основу которых составляют интеграторы на базе операционных усилителей, для реализации метода непрерывного неявного интегрирования систем дифференциальных уравнений;

4) разработка цифруправляемых физических моделей тиристорных преобразователей в составе системы возбуждения, соответствующих их топологии, с

помощью ЦУАК, которые обеспечивают адекватное воспроизведение коммутаций силовых полупроводниковых ключей и спектра процессов в системе возбуждения в целом;

5) разработка цифруправляемых физических моделей продольно-поперечных трехфазных коммутаторов на базе ЦУАК, обеспечивающих адекватное воспроизведение в модели энергоблока разнообразных продольных и поперечных трехфазных коммутаций, включая пофазные, которые необходимы для моделирования функционирования линейных выключателей и различного типа коротких замыканий;

6) разработка схем прецизионного преобразования непрерывных математических переменных, представленных в аналоговой схеме решения в виде мгновенных значений напряжения, в соответствующие им модельные физические токи посредством аналогового перемножителя в каждой фазе элемента энергоблока, собранного по схеме ПНТ.

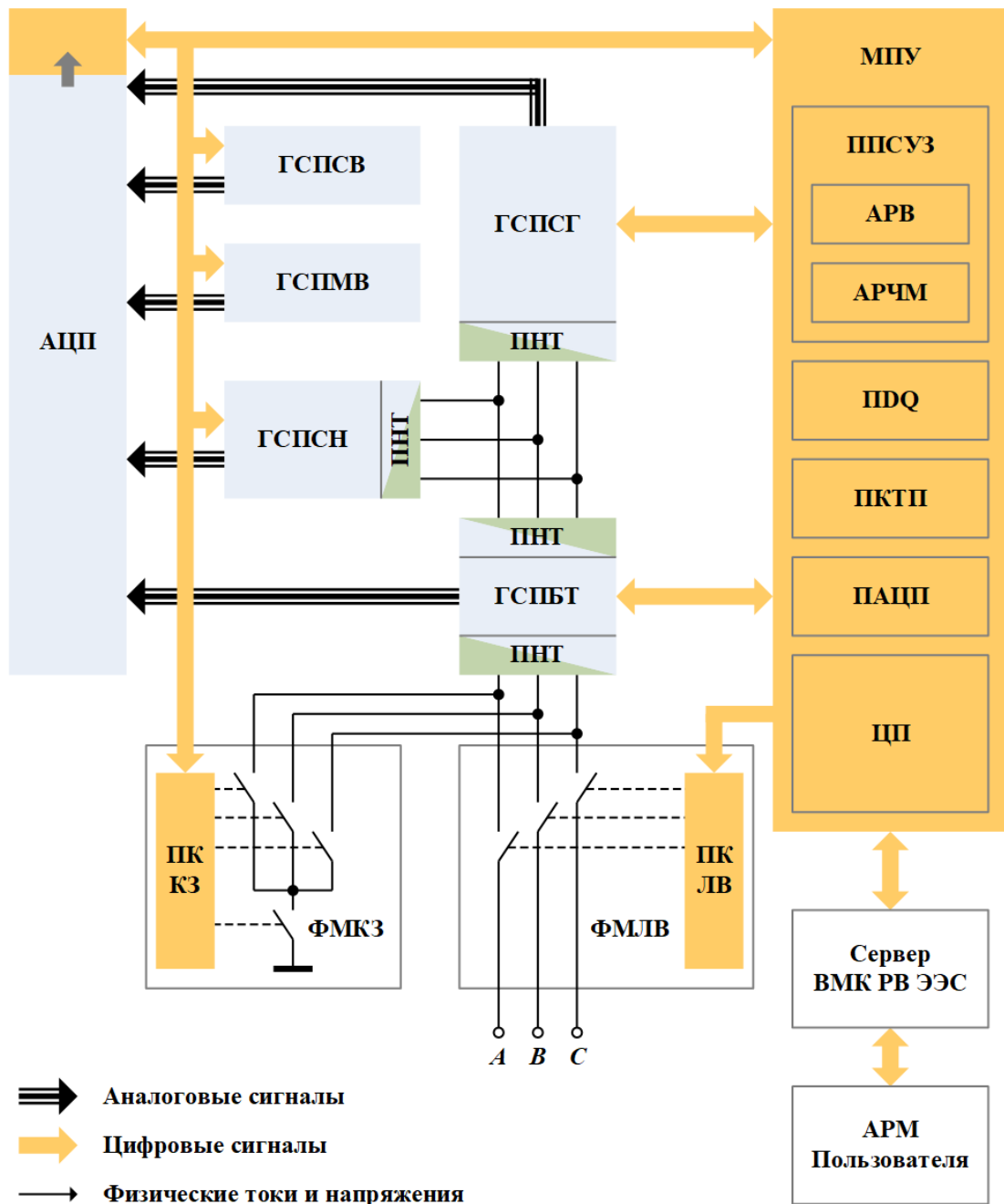
7) разработка схем реализации информационно-управляющих функций программно-аппаратных средств моделирования посредством цифро-аналогового, аналого-цифрового преобразований и микропроцессорных технологий, которые включают в себя моделирование САР и САУ (в частности, АРВ и АРЧМ), необходимых систем защиты оборудования, автоматизированное и автоматическое управление, в том числе функциональное, параметрами математически моделируемых элементов энергоблока, управление состоянием ЦУАК физических моделей, функциональное преобразование и отображение информации;

8) реализация на базе современной интегральной микроэлектроники и микропроцессорной техники разработанных программно-аппаратных средств всережимного моделирования энергоблока для обеспечения необходимого уровня информационно-управляющих возможностей и гарантированной необходимой инструментальной точности моделирования.

Под «всережимным моделированием» в диссертационной работе понимается применение единых математических моделей элементов ЭЭС, в том числе элементов энергоблока, для воспроизведения всего непрерывного спектра режимов и процессов в ЭЭС разной конфигурации. Основываясь на представленных принципах всережимного моделирования энергоблока, может быть сформирована принципиальная структурная схема реализации программно-аппаратных средств гибридного моделирования энергоблока в виде СГП энергоблока, совместимого с ВМК РВ ЭЭС (рисунок 2.3), из которой следует, что:

1) на аналоговом уровне реализуются жестко задаваемые системы дифференциальных уравнений, описывающие модель электрической машины и системы возбуждения, мультимассную модель вала в виде модели с сосредоточенными

параметрами, модель нагрузки собственных нужд и силового трансформатора, и их решение с помощью метода непрерывного неявного интегрирования;



АРМ – автоматизированное рабочее место, АЦП – аналого-цифровые преобразователи, ГСПБТ – гибридный сопроцессор силового блочного трансформатора, ГСПМВ – гибридный сопроцессор мультимассной модели вала, ГСПСВ – гибридный сопроцессор системы возбуждения, ГСПСГ – гибридный сопроцессор синхронного генератора, ГСПСН – гибридный сопроцессор модели нагрузки собственных нужд, МПУ – микропроцессорный узел, ПДQ – процессор взаимного преобразования переменных систем $dq0$ и abc , ПАЦП – процессор аналого-цифрового преобразования, ПККЗ – процессор коммутации короткозамыкателей, ПКЛВ – процессор коммутации линейных выключателей, ПКТП – процессор коммутации тиристорных преобразователей, ППСУЗ – периферийный процессор систем управления и защиты, ФМКЗ – физическая модель короткозамыкателей, ФМЛВ – физическая модель линейных выключателей, ЦП – центральный процессор

Рисунок 2.3 – Структурная схема СГП энергоблока

2) на цифровом уровне реализуются модели АРВ и регулятора турбины, а также осуществляются все необходимые информационно-управляющие функции, которые заключаются в задании параметров оборудования с помощью соответствующих цифро-аналоговых преобразователей (ЦАП), обработке и передаче информации, что обеспечивает необходимый информационный обмен между разными элементами совокупной модели энергоблока;

3) на физическом уровне реализуются: (1) пофазные продольно-поперечные коммутации моделируемых элементов энергоблока, а также схемы тиристорных преобразователей в составе модели системы возбуждения с помощью цифруправляемых аналоговых ключей; (2) пофазные преобразования непрерывных математических переменных входных/выходных токов в виде напряжений, получаемых в аналоговой схеме решения, в соответствующие им модельные физические токи; (3) взаимодействие разработанного СГП энергоблока в целом с аналогично моделируемыми элементами ЭЭС в составе ВМК РВ ЭЭС.

Гибридные сопроцессоры синхронного генератора, системы возбуждения, мультимассной модели вала, нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора представляют собой параллельные цифро-аналоговые структуры, которые определяются соответствующими системами дифференциальных уравнений, описывающими математическую модель каждого элемента. Кроме того, в составе гибридного сопроцессора системы возбуждения также присутствуют физические модели тиристорных преобразователей, которые на рисунке 2.3 не показаны. При этом, как видно из рисунка 2.3, обозначенные структуры являются цифруправляемыми в рамках задания параметров математических моделей. Более детальное описание каждого гибридного сопроцессора представлено в последующих разделах диссертационной работы. Взаимодействие основного оборудования в составе энергоблока (генератора, нагрузки и трансформатора) осуществляется на физическом уровне. Модельные физические входы/выходы элементов СГП объединяются согласно структурной схеме (рисунок 2.1) с выполненными на базе ЦУАК физическими моделями продольно-поперечных коммутаторов, благодаря чему обеспечивается адекватное воспроизведение разнообразных коммутационных процессов. Представленные на рисунке 2.3 физические модели линейных выключателей и короткозамыкателей также используются на выходе сопроцессора синхронного генератора, на входе сопроцессора нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора (на рисунке не показаны для лучшей читаемости). Необходимость реализации в реальном времени различных алгоритмов САР и САУ (в частности, АРВ и АРЧМ), систем защиты, аналого-цифрового преобразования, управления

коммутациями и множества других информационно-управляющих функций предопределяет их разделение и выполнение с помощью серии специально ориентированных микропроцессоров, взаимодействующих между собой и образующих в совокупности микропроцессорный узел СГП энергоблока.

Взаимодействие разработанного СГП энергоблока с другими элементами и оборудованием ЭЭС в составе ВМК РВ ЭЭС, как уже отмечалось, осуществляется на модельном физическом уровне. Управление параметрами модели и передача всей необходимой информации обеспечивается на цифровом уровне посредством центрального процессора МПУ, связанного по локальной сети с Сервером ВМК РВ ЭЭС, который предназначен для передачи, обработки, хранения результатов моделирования и базы данных моделируемой ЭЭС в целом. В свою очередь Сервер ВМК РВ ЭЭС связывается по внешней сети с автоматизированным рабочим местом клиента (пользователя) ВМК РВ ЭЭС, на котором установлено специализированное программное обеспечение, состоящее из разнообразного современного программного инструментария для автоматизированного интерактивного и автоматического управления процессом моделирования, а также для представления, преобразования, отображения и обработки результатов моделирования.

2.2.1. Гибридный сопроцессор синхронного генератора

Синхронные генераторы, работающие параллельно с энергосистемой и являющиеся одним из важнейших элементов как традиционных, так и современных ЭЭС, в значительной мере определяют возникающие и протекающие в них процессы, а также представляют собой физико-математический объект большой сложности, что обуславливает необходимость использования комплексной математической модели СГ для их всестороннего и адекватного исследования. Целесообразной и перспективной для разработки гибридного сопроцессора СГ следует считать наиболее полную, среди апробированных, математическую модель СГ. Таким образом, с учетом положительного опыта длительной апробации и наработанной информационной базы данных, подобной математической моделью СГ является полная система уравнений Парка-Горева во взаимно-перпендикулярных осях $dq0$, жестко связанных с вращающимся ротором и направленных соответственно по продольному и поперечному направлениям магнитопровода ротора, которая записана с использованием взаимной системы относительных единиц, совместно с уравнениями взаимного преобразования переменных систем $dq0$ и abc . Применение полной системы уравнений Парка-Горева позволяет учесть в уравнениях статорной цепи активное

сопротивление статора, трансформаторные ЭДС и ЭДС скольжения, а также необходимое и достаточное количество моделируемых демпферных контуров. Согласно [144], учет трех контуров по оси d (одна обмотка возбуждения и два демпферных контура) и оси q (три демпферных контура), а также взаимной индуктивности обмотки возбуждения и каждого демпферного контура по оси d обеспечивает практически во всех случаях необходимую достоверность моделирования реального спектра процессов СГ. Приняв ось d , опережающей ось q при вращении осей против часовой стрелки, схема замещения всережимной математической модели СГ, отвечающая обозначенным условиям, может быть представлена, как показано на рисунке 2.4.

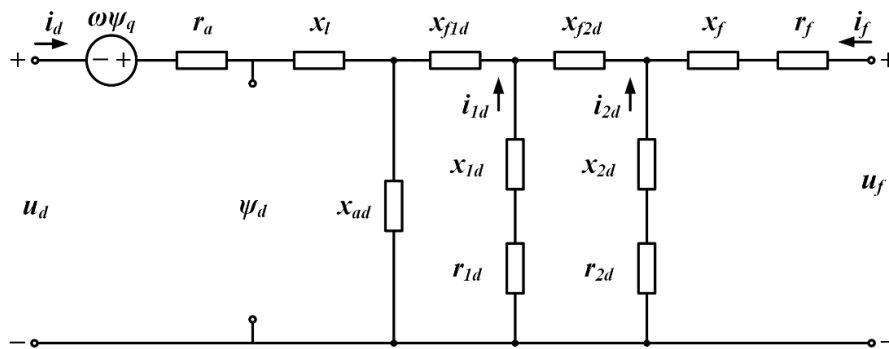
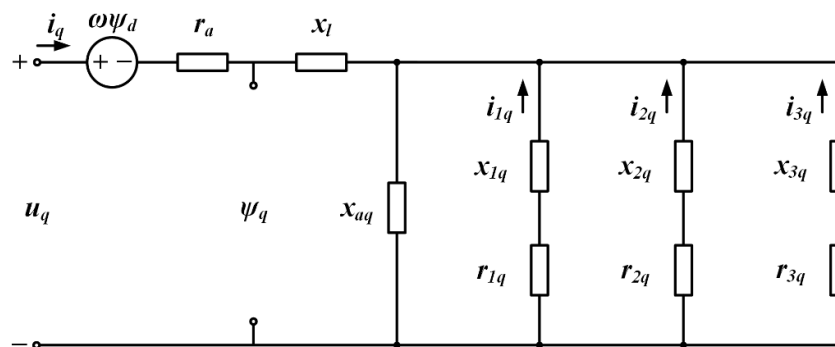
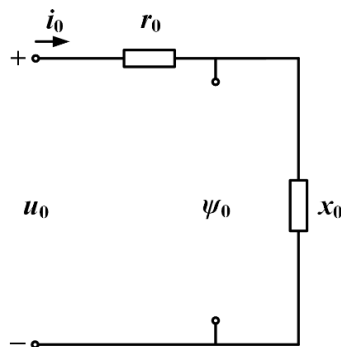
(а) по продольной оси – ось d (б) по поперечной оси – ось q (в) нулевая составляющая – ось O

Рисунок 2.4 – Схема замещения СГ

Таким образом всережимная математическая модель СГ может быть описана следующей системой уравнений:

– по оси d

$$\begin{bmatrix} u_f \\ 0 \\ 0 \\ u_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_f & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_{1d} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_{2d} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_f \\ i_{1d} \\ i_{2d} \\ -i_d \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_f \\ \psi_{1d} \\ \psi_{2d} \\ -\psi_d \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -\psi_q \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_f \\ \psi_{1d} \\ \psi_{2d} \\ \psi_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{ad} + x_f + x_{f1d} + x_{f2d} & x_{ad} + x_{f1d} & x_{ad} + x_{f1d} + x_{f2d} & x_{ad} \\ x_{ad} + x_{f1d} & x_{ad} + x_{1d} + x_{f1d} & x_{ad} + x_{f1d} + x_{f2d} & x_{ad} \\ x_{ad} + x_{f1d} + x_{f2d} & x_{ad} + x_{f1d} + x_{f2d} & x_{ad} + x_{2d} + x_{f1d} + x_{f2d} & x_{ad} \\ x_{ad} & x_{ad} & x_{ad} & x_{ad} + x_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_f \\ i_{1d} \\ i_{2d} \\ i_d \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

– по оси q

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{1q} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_{2q} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_{3q} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{1q} \\ i_{2q} \\ i_{3q} \\ -i_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{1q} \\ \psi_{2q} \\ \psi_{3q} \\ -\psi_q \end{bmatrix} + \omega \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \psi_d \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{1q} \\ \psi_{2q} \\ \psi_{3q} \\ \psi_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{aq} + x_{1q} & x_{aq} & x_{aq} & x_{aq} \\ x_{aq} & x_{aq} + x_{2q} & x_{aq} & x_{aq} \\ x_{aq} & x_{aq} & x_{aq} + x_{3q} & x_{aq} \\ x_{aq} & x_{aq} & x_{aq} & x_{aq} + x_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{1q} \\ i_{2q} \\ i_{3q} \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

– по оси 0

$$u_0 = -r_0 i_0 - \frac{d\psi_0}{dt} \quad (2.5)$$

$$\psi_0 = x_0 i_0 \quad (2.6)$$

где:

$i_{1d} \dots i_{3d}, i_{1q} \dots i_{3q}$ – токи продольных и поперечных демпферных контуров,

i_d, i_q – токи статора в продольной и поперечной осях,

i_f – ток в обмотке возбуждения,

r_0 – активное сопротивление нулевой составляющей,

$r_{1d} \dots r_{3d}, r_{1q} \dots r_{3q}$ – активные сопротивления продольных и поперечных демпферных контуров,

r_a – активное сопротивление статорной обмотки,

r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения,

u_0, i_0 – напряжение и ток нулевой составляющей,

u_d, u_q – напряжение статора в продольной и поперечной осях,

u_f – напряжение обмотки возбуждения,

x_0 – реактивное сопротивление нулевой составляющей,

$x_{1d} \dots x_{3d}, x_{1q} \dots x_{3q}$ – реактивные сопротивления рассеяния продольных и поперечных демпферных контуров,

x_{ad}, x_{aq} – сопротивление взаимоиндукции между контурами ротора и статора по продольной и поперечной осям,

x_f – реактивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения,

x_{f1d}, x_{f2d} – сопротивление взаимоиндукции между обмоткой возбуждения и каждой демпферной обмоткой по продольной оси,

x_l – реактивное сопротивление рассеяния статорной обмотки,

ψ_0 – потокосцепление нулевой составляющей,

$\psi_{1d} \dots \psi_{3d}, \psi_{1q} \dots \psi_{3q}$ – потокосцепления продольных и поперечных демпферных контуров,

ψ_d, ψ_q – потокосцепления статора в продольной и поперечной осях,

ω – частота вращения ротора.

На рисунке 2.5 приведена структурная схема реализации специализированных параллельных цифро-аналоговых средств непрерывного и методически точного решения в темпе реального времени системы уравнений математической модели СГ в рамках гибридного сопроцессора СГ на примере широко используемой в различных существующих ПВК и ПАК моделирования электромеханических и электромагнитных переходных процессов модели электрической машины, позволяющей учесть два контура по оси d (одна обмотка возбуждения и один демпферный контур) и оси q (два демпферных контура) – Модель 2.2, согласно стандарту IEEE [144], а также насыщение стали машины по пути магнитного потока взаимной индукции.

Приведенная структура получается из полной Модели 3.3 с помощью обнуления соответствующих параметров и коэффициентов модели, которые задаются с помощью ЦАП, а также разрывом необходимых электрических связей с помощью соответствующих джамперов для исключения нежелательного насыщения операционных усилителей в аналоговой схеме решения, что определяет универсальность и гибкость разрабатываемых средств гибридного моделирования СГ в контексте возможности задания различной конфигурации электрической машины с учетом имеющегося набора исходных данных модели (в Приложении Б приводится полная структурная схема ГСПСГ).

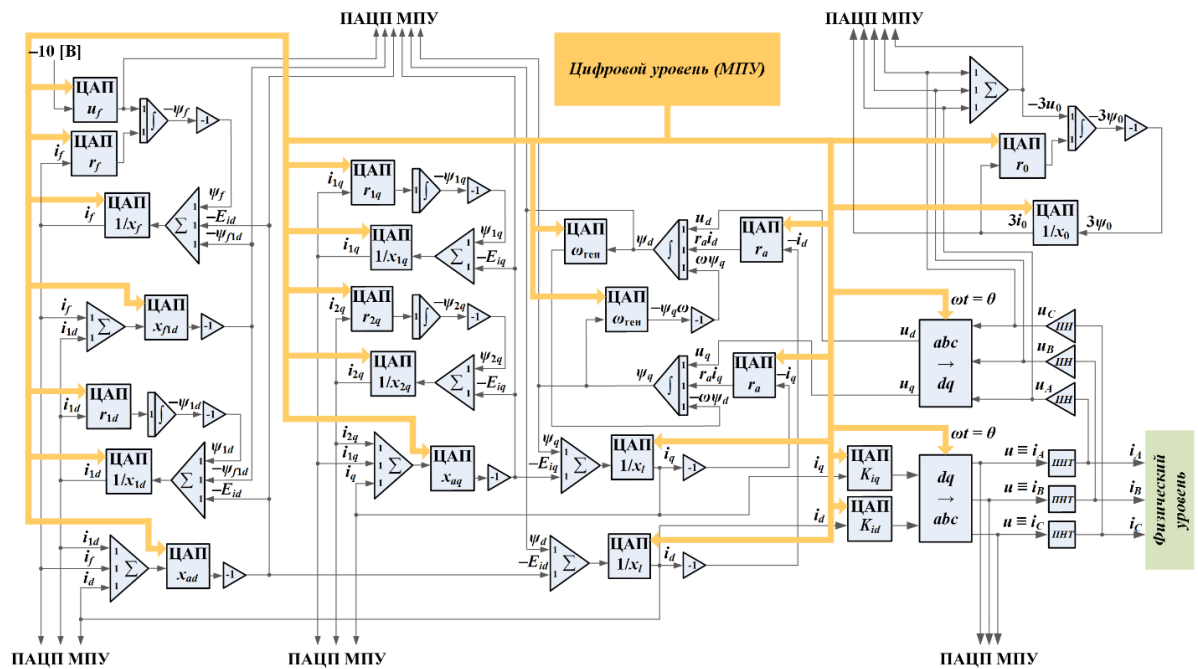


Рисунок 2.5 – Структурная схема ГСПСГ

Обозначенные средства разрабатываются с учетом возможности цифрового управления параметрами математической модели, осуществляемого с помощью соответствующих ЦАП, и преобразования непрерывных математических переменных входных-выходных токов, представленных мгновенными значениями напряжений в аналоговой схеме решения, с помощью ПНТ в соответствующие модельные физические токи. В процессе решения уравнений машины на выходе ГСПСГ непрерывно, параллельно и в реальном времени формируются напряжения фаз СГ – $u_A(t)$, $u_B(t)$, $u_C(t)$. Независимые переменные – токи фаз $i_A(t)$, $i_B(t)$, $i_C(t)$ – определяются нагрузкой СГ при его подключении к ЭЭС. Переменные $u_A(t)$, $u_B(t)$, $u_C(t)$ являющиеся входными параметрами для системы уравнений СГ, вводятся обратно в аналоговую схему решения уравнений через повторители напряжения (ПН), исключаящие взаимовлияние модельных физических выходов сопроцессора и собственно схемы цифро-аналогового решения уравнений.

Кроме того, схема реализации ЦАП для параметров модели u_f и x_{fd} учитывает возможность задания как положительных, так и отрицательных значений, что в первом случае обусловлено наличием реверсивной системы возбуждения, во втором – тем, что для явнополюсных машин (гидрогенераторов) x_{fd} обычно меньше нуля. Значение параметра $\omega_{ген}$ задается в соответствующий ЦАП в результате решения математической модели вала СГ, представленной в разделе 3.2.2. Напряжение возбуждения u_f задается в соответствующий ЦАП в результате решения математической модели системы возбуждения СГ, представленной в разделе 3.2.3. Введение дополнительных коэффициентов K_{id} и K_{iq} для токов i_d и i_q соответственно позволяет учесть возможность

изменения эквивалентной мощности СГ. Насыщение стали машины реализуется в ГСПСГ на цифровом уровне путем перезадавания значений реактивностей взаимной индукции x_{ad}, x_{aq} по осям d и q в зависимости от заданной характеристики намагничивания. Учет насыщения стали по пути магнитного потока взаимной индукции осуществляется с использованием характеристики холостого хода машины, которая может быть задана двумя основными способами, используемыми также в различных ПВК и ПАК: (1) по точкам, (2) с использованием коэффициентов насыщения [153, 154]. Взаимное преобразование переменных систем $dq0$ и abc осуществляется на основе уравнений прямого и обратного преобразований Парка на цифровом уровне ГСПСГ:

$$\begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) & 1 \\ \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\begin{bmatrix} d \\ q \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin(\omega t) & \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Значения параметров моделируемого оборудования, используемые непосредственно в цифро-аналоговой структуре СГП при решении математической модели конкретного элемента энергоблока (генератора, нагрузки и др.), задаются с учетом системы относительных единиц. Использование данной системы упрощает и облегчает как выбор масштабов для совокупной схемы решения элементов энергоблока, так и численный анализ результатов моделирования [155]. Перевод получаемых значений в систему именованных единиц, применяемую в теории и практике моделирования ЭЭС, осуществляется автоматически на цифровом уровне ВМК РВ ЭЭС.

2.2.2. Гибридный сопроцессор мультимассной модели вала

Как уже отмечалось ранее, математическое моделирование электромеханических процессов, связанных с движением вращающейся части СГ (валопровода), основывается на его представлении в виде динамической системы, состоящей из отдельных

сосредоточенных масс, которые соединены безынерционными упругими связями с демпфирующими элементами. Движение участков валопровода, структурная схема которого представлена на рисунке 2.6, описывается следующей системой дифференциальных уравнений [156, 157]:

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{J_{-1}} \frac{d\Delta\omega_1}{dt} = M_{\text{мех}_{-1}} - [K_{1-2}\delta_{1-2} + D_{1-2}(\omega_1 - \omega_2)] - D_1\Delta\omega_1 \\ T_{J_{-2}} \frac{d\Delta\omega_2}{dt} = M_{\text{мех}_{-2}} + [K_{1-2}\delta_{1-2} + D_{1-2}(\omega_1 - \omega_2)] - [K_{2-3}\delta_{2-3} + D_{2-3}(\omega_2 - \omega_3)] - D_2\Delta\omega_2 \\ \dots \\ T_{J_{-8}} \frac{d\Delta\omega_8}{dt} = M_{\text{мех}_{-8}} + [K_{7-8}\delta_{7-8} + D_{7-8}(\omega_7 - \omega_8)] - [K_{8-9}\delta_{8-9} + D_{8-9}(\omega_8 - \omega_9)] - D_8\Delta\omega_8 \\ T_{J_{-9}} \frac{d\Delta\omega_9}{dt} = [K_{8-9}\delta_{8-9} + D_{8-9}(\omega_8 - \omega_9)] - [K_{9-10}\delta_{9-10} + D_{9-10}(\omega_9 - \omega_{10})] - D_9\Delta\omega_9 - M_{\text{эл}_{-1}} \\ T_{J_{-10}} \frac{d\Delta\omega_{10}}{dt} = [K_{9-10}\delta_{9-10} + D_{9-10}(\omega_9 - \omega_{10})] - [K_{10-11}\delta_{10-11} + D_{10-11}(\omega_{10} - \omega_{11})] - D_{10}\Delta\omega_{10} - M_{\text{эл}_{-2}} \\ T_{J_{-11}} \frac{d\Delta\omega_{11}}{dt} = [K_{10-11}\delta_{10-11} + D_{10-11}(\omega_{10} - \omega_{11})] - D_{11}\Delta\omega_{11} - M_{\text{эл}_{-3}} \end{array} \right. \quad (2.9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\delta_{1-2}}{dt} = \frac{d}{dt}(\delta_1 - \delta_2) = \omega_1 - \omega_2 \\ \dots \\ \frac{d\delta_{10-11}}{dt} = \frac{d}{dt}(\delta_{10} - \delta_{11}) = \omega_{10} - \omega_{11} \end{array} \right. \quad (2.10)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta\omega_1 = \omega_1 - \omega_0 \\ \dots \\ \Delta\omega_{11} = \omega_{11} - \omega_0 \end{array} \right. \quad (2.11)$$

где:

$D_1 \dots D_{11}$ – коэффициент демпфирования соответствующей массы, обусловленный трением и сопротивлением воздуха,

$D_{1-2} \dots D_{10-11}$ – коэффициент демпфирования, обусловленный скручиванием участка валопровода,

$K_{1-2} \dots K_{10-11}$ – коэффициент жесткости участка валопровода,

$M_{\text{мех}_{-1}} \dots M_{\text{мех}_{-8}}$ – вращающий механический момент, приложенный к соответствующей массе,

$M_{\text{эл}_{-1}} \dots M_{\text{эл}_{-3}}$ – тормозящий электромагнитный момент, приложенный к соответствующей массе,

$T_{J_{-1}} \dots T_{J_{-11}}$ – постоянная инерции соответствующей массы,

$\delta_1 \dots \delta_{11}$ – угол закручивания соответствующей массы,

ω_0 – синхронная частота вращения,

$\omega_1 \dots \omega_{11}$ – частота вращения соответствующей массы.

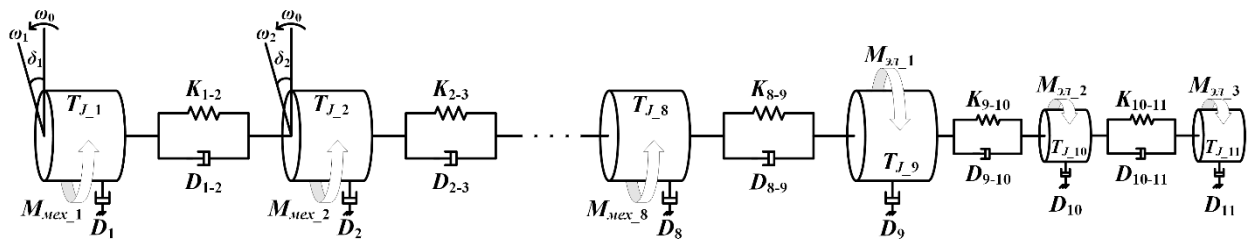


Рисунок 2.6 – Структурная схема мультимассной модели валопровода СГ

Представленные одиннадцать масс модели валопровода СГ, на основе проведенного анализа различных источников [158–161], определяют возможность задания до восьми (с 1 по 8) частей высокого, среднего или низкого давления паровой турбины турбогенератора, являющейся наиболее конструктивно сложной, и до двух (с 10 по 11) масс возбуждителей, последняя масса (9) отводится для ротора СГ. Далее на рисунке 2.7 приведена структурная схема реализации специализированных параллельных цифро-аналоговых средств решения системы дифференциальных уравнений мультимассной модели вала СГ в рамках гибридного ГСПМВ на примере двухмассной системы «турбина – генератор» со статической системой возбуждения, которая может быть как упрощена до одной массы (классическое уравнение движения ротора генератора [162]), так и расширена вплоть до обозначенных одиннадцати масс по аналогии с ГСПСГ, что позволяет учесть разные типы турбин (паровая или гидравлическая) и необходимое количество возбуждителей (с подвозбудителем), сопряженных с валом генератора, в зависимости от наличия исходных данных (в Приложении В приводится полная структурная схема ГСПМВ).

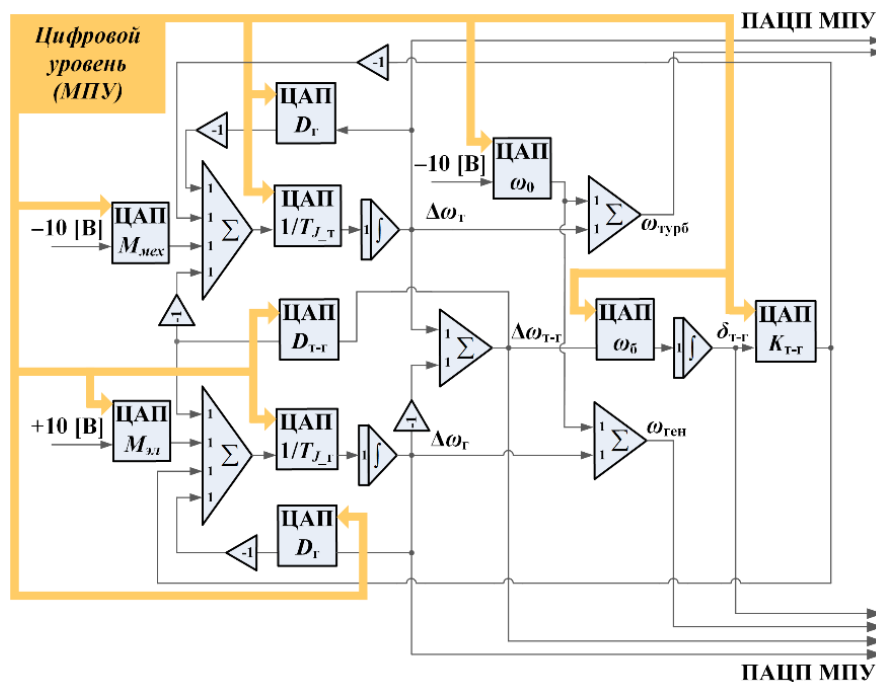


Рисунок 2.7 – Структурная схема ГСПМВ

Функционирование ГСПМВ вытекает из приведенной структурной схемы и описания математической модели валопровода СГ с учетом цифрового управления его коэффициентами и параметрами. Наличие в схеме ГСПМВ ЦАП позволяет путем их соответствующей инициализации гибко учитывать или не учитывать различные составляющие модели. В последнем случае необходимые параметры в уравнении (2.9) обнуляются соответствующими ЦАП. Таким образом гибридный ГСПМВ оказывается универсальным в отношении обозначенных возможных вариантов его применения.

Значение параметра $M_{эл}$ задается в соответствующий ЦАП ГСПМВ в результате решения уравнения (2.12), осуществляемого на цифровом уровне с использованием информации, которая, в свою очередь, получена в результате решения уравнений электрической машины (подраздел 2.2.1) на аналоговом уровне:

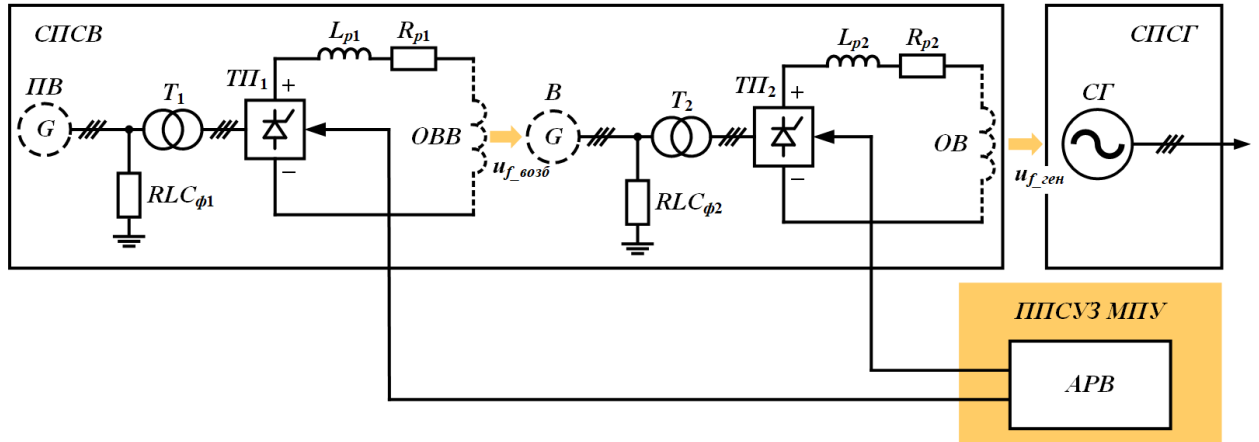
$$M_{эл} = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (2.12)$$

Механический момент турбины задается в соответствующий ЦАП в результате решения математической модели регулятора турбины, реализуемого в ППСУЗ на цифровом уровне, причем в случае задания большего количества масс, соответствующих, например, паровой турбине, определенные составляющие результирующего механического момента ($M_{мех_1} \dots M_{мех_8}$) задаются в ЦАП ГСПМВ, которые отвечают за воспроизведение цилиндров высокого, среднего или низкого давления. Указанная модель регулятора может быть получена с помощью анализа и синтеза достаточно полных и апробированных математических моделей различных типов котлоагрегатов и паровых турбин с учетом их систем и законов регулирования, а также гидравлических или газовых турбин и их систем регулирования. В диссертационной работе в качестве необходимых моделей регуляторов турбин СГ использовались модели, которые ранее были разработаны, протестированы и верифицированы в работах [163–165] для возможности их применения в составе ВМК РВ ЭЭС. Подобные полные и детальные модели позволяют учесть все значимые аспекты, присущие определенному типу регулятора, а также их как общие, так и принципиально отличающиеся свойства.

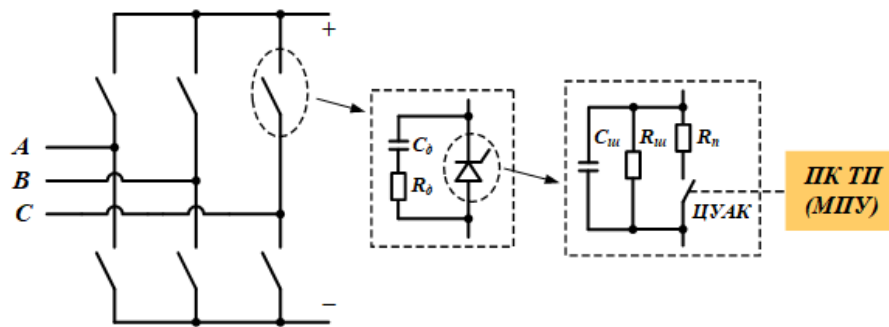
2.2.3. Гибридный сопроцессор системы возбуждения

На рисунке 2.8 представлена структурная схема реализации ГСПСВ, учитывающая основные элементы тиристорных и бесщеточных систем возбуждения, которые обозначены в разделе 2.2. Подобная модель позволяет воспроизводить одномашинные или двухмашинные высокочастотные, бесщеточные и тиристорные системы возбуждения с

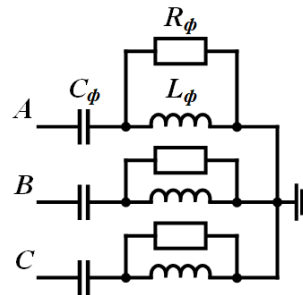
помощью учета или неучета соответствующих элементов или их частей и задания необходимых параметров, что определяет универсальность и гибкость разрабатываемых средств гибридного моделирования в рамках возможности задания необходимого типа системы возбуждения СГ.



(а) полная схема



(б) схема замещения тиристорного преобразователя



(в) схема замещения фильтра высших гармоник

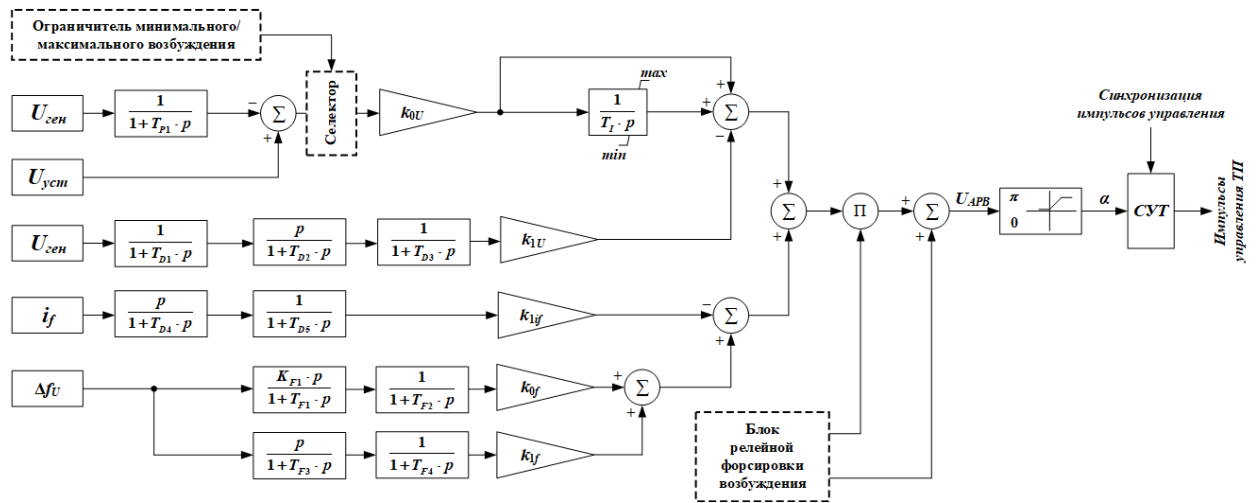
Рисунок 2.8 – Структурная схема реализации ГСПСВ

Модели тиристорных преобразователей ($ТТ_1$ и $ТТ_2$) реализуются в соответствии со схемой двухуровневого преобразователя напряжения на базе конфигурируемой схемы замещения коммутационного оборудования (рисунок 2.8б), основу которой составляет ЦУАК. В схеме замещения тиристора учтены демпфирующая цепь (R_ϕ , C_ϕ), а также возникающие потери при протекании прямого или обратного тока и емкость p - n перехода

(R_n , $R_{ш}$, $C_{ш}$). Фильтр высших гармоник представляет из себя параллельно подключаемую RLC -цепь с параметрами R_ϕ , L_ϕ , C_ϕ , выбранными и соединенными последовательно-параллельно таким образом, чтобы получить полосу пропускания необходимой ширины. Сглаживающие реакторы в модели системы возбуждения представлены в виде RL -цепи (R_p , L_p). Более детальное описание обозначенных моделей элементов в рамках образующих их систем дифференциальных уравнений, а также цифро-аналоговых структур их решения, синтезированных и реализованных в виде соответствующих программно-аппаратных средств гибридного моделирования для ВМК РВ ЭЭС, представлено в работах [166, 167]. Модели двухобмоточных преобразовательных трансформаторов (T_1 и T_2) воспроизводятся по аналогии с моделью силового блочного трансформатора (раздел 3.2.4). В качестве возбудителя (B), питающего обмотку возбуждения (OB) СГ, и подвозбудителя ($ПВ$), питающего обмотку возбуждения возбудителя ($ОВВ$), могут выступать: (1) синхронный генератор, способ воспроизведения которого аналогичен модели основного СГ (раздел 3.2.1); (2) независимый источник трехфазного напряжения; (3) выводы возбуждаемого СГ, что обуславливает выделение пунктирной линией данных элементов на рисунке 2.8а. Таким образом могут воспроизводиться системы независимого возбуждения и самовозбуждения СГ.

Управление тиристорными преобразователями ($ТП_1$ и $ТП_2$) и, соответственно, возбуждением СГ осуществляется с помощью модели АРВ, которая реализуется в ППСУЗ на цифровом уровне. Далее на рисунке 2.9 в качестве примера приведена операторная схема математической модели АРВ СД отечественного типа – AVR-3М, включающая в себя необходимые каналы и законы регулирования, а также дополнительные блоки релейной форсировки и ограничения минимального/максимального возбуждения. При этом в рамках цифрового уровня ВМК РВ ЭЭС реализована библиотека полных и верифицированных математических моделей устройств АРВ как отечественного (AVR-2М, АРВ-СДП1, АРВ-П и др.), так и зарубежного типов (DECS-400, Unitrol, THYRIPOL и др.) на основе анализа схем названных систем регулирования, а также опубликованных результатов их исследования и моделирования [39, 92, 168–172]. Реализация данных математических моделей осуществлялась в виде программных кодов для МПУ СГП энергоблока с учетом их решения с применением метода трапеций [173, 174], обладающим высокой устойчивостью вычислительного процесса, а также значительной скоростью сходимости для систем дифференциальных уравнений с небольшим коэффициентом жесткости (максимальная и минимальная постоянные времени могут различаться не более чем на два порядка). В зависимости от используемой на конкретном генераторе системы регулирования возбуждения определенного типа и конфигурации с помощью МПУ СГП

энергоблока может быть задана существующая либо реализована необходимая модель АРВ, что определяет гибкость моделирующего комплекса в целом при воспроизведении САР и САУ элементов ЭЭС.



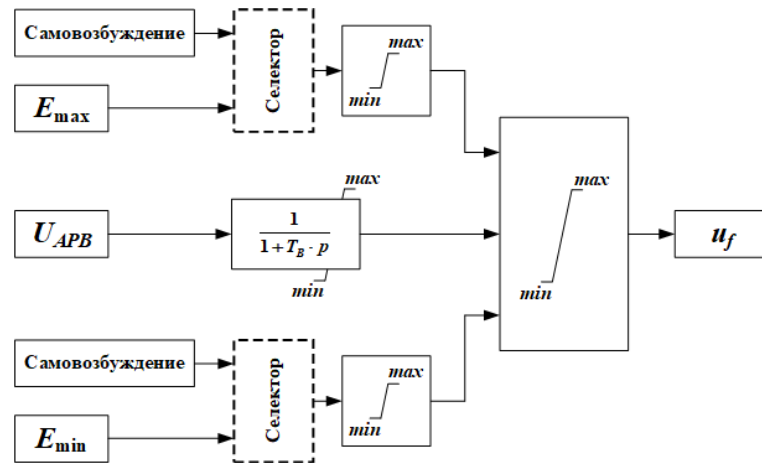
T_{p1} – постоянная времени звена измерителя напряжения в канале по отклонению напряжения; T_{D1}, T_{D2}, T_{D3} – постоянные времени звеньев дифференциального канала по напряжению; T_{D4}, T_{D5} – постоянные времени звеньев канала внутренней стабилизации по производной тока ротора; $K_{F1}, T_{F1}, T_{F2}, T_{F3}, T_{F4}$ – коэффициент усиления и постоянные времени звеньев канала внешней стабилизации по частоте напряжения и ее производной

Рисунок 2.9 – Функциональная операторная схема AVR-3М

Представленная схема АРВ СД отечественного типа – AVR-3М – осуществляет формирование сигнала системы регулирования возбуждения СГ (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 (СУТ). Последняя осуществляет выполнение широтно-импульсной модуляции (ШИМ) путем сравнения опорного и несущего сигналов, а также дальнейшее формирование необходимых импульсов управления. Синхронизация импульсов управления реализована на основе схемы ФАПЧ, входными параметрами которого являются фазные напряжения возбудителя или подвозбудителя, соответственно. Входным сигналом для каналов внешней стабилизации по частоте и ее первой производной является отклонение частоты напряжения на выводах СГ, измерение которого осуществляется по мгновенным значениям фазных напряжений в соответствии со способом, представленным в работе [175], а также являющимся наиболее простым, эффективным и быстродействующим подходом к измерению частоты. Соответствующая

математическая модель измерителя частоты напряжения реализована на цифровом уровне в ППСУЗ совместно с моделью АРВ. С помощью автоматического селектора в основном канале АРВ по отклонению напряжения выбирается приоритетный сигнал по условию ограничения минимального/максимального возбуждения. Ограничитель в данном случае основан на сравнении текущего значения реактивной мощности СГ с допустимым, которое определяется исходя из заданной диаграммы мощности генератора – PQ -диаграммы [176]. Входной величиной является значение текущей активной мощности СГ, по которому определяется минимально или максимально допустимая реактивная мощность. Для повышения устойчивости СГ при КЗ, приводящих к снижению напряжения статора более чем на (15...20) %, и устранения при этом ложной работы каналов стабилизации в модели АРВ учтена возможность задания полной форсировки возбуждения, сигнал которой снимается через (0,1...0,2) с после восстановления напряжения выше уровня в (90...95) % от номинального. Введение подобной задержки обусловлено резким увеличением напряжения при ликвидации возмущения, вследствие чего сигналы по производной напряжения действуют в сторону развозбуждения генератора, приводя к снижению предела динамической устойчивости. Для предотвращения этого в режиме форсировки все сигналы от основных каналов АРВ блокируются с помощью подачи сигнала на умножитель (рисунок 2.9).

В то же время стоит отметить, что в рамках разработанного гибридного сопроцессора учтена возможность задания упрощенной математической модели системы возбуждения. Данный факт обуславливается зачастую отсутствием достаточной исходной информации о системе возбуждения конкретного СГ, а также необходимости в их детальном воспроизведении для всех генераторов совокупной рассматриваемой модели ЭЭС. Однако, как уже отмечалось ранее, наличие и возможность реализации наиболее детальной модели системы возбуждения СГ является особенно эффективным при разработке и первичной проверке новых технических решений, касающихся непосредственно систем возбуждения, или, например, при тестировании и сертификации реальных образцов устройств АРВ в замкнутом цикле в режиме реального времени на модели ЭЭС с необходимым и достаточным уровнем детализации. На рисунке 2.10 представлена операторная схема упрощенной математической модели тиристорной системы возбуждения, широко применяемая в отечественной практике. Поскольку реализация подобной модели осуществляется на цифровом уровне СГП энергоблока (по тому же принципу, что и модели АРВ), то аналогичным образом может быть учтена система возбуждения любого другого типа и исполнения.



T_B – постоянная времени быстродействующей тиристорной системы возбуждения, обычно находящаяся в диапазоне (0,02...0,04) с

Рисунок 2.10 – Функциональная операторная схема упрощенной математической модели тиристорной системы возбуждения

Показанная на рисунке 2.10 математическая модель также предусматривает возможность воспроизведения независимой системы возбуждения и самовозбуждения с помощью автоматического селектора. При задании самовозбуждения максимально (E_{\max}) и минимально (E_{\min}) возможные значения напряжения возбуждения становятся зависимыми от величины полного напряжения на выводах СГ ($U_{\text{ген}}$). Также значения напряжения и тока возбуждения СГ, используемые в представленных моделях (рисунки 2.9 и 2.10), нормализуются (2.13)–(2.14) относительно значений напряжения и тока возбуждения, полученных при холостом ходе машины или при ее номинальной загрузке, что определяется в зависимости от принятой системы относительных единиц сигналов в каналах АРВ (единиц возбуждения холостого хода (е.в.х.х.) или единиц возбуждения номинальных (е.в.н.) соответственно) [177].

$$i_f^* = \frac{i_{f_ген}}{i_{f_баз}} \quad (2.13)$$

$$u_{f_ген} = u_f^* \cdot u_{f_баз} \quad (2.14)$$

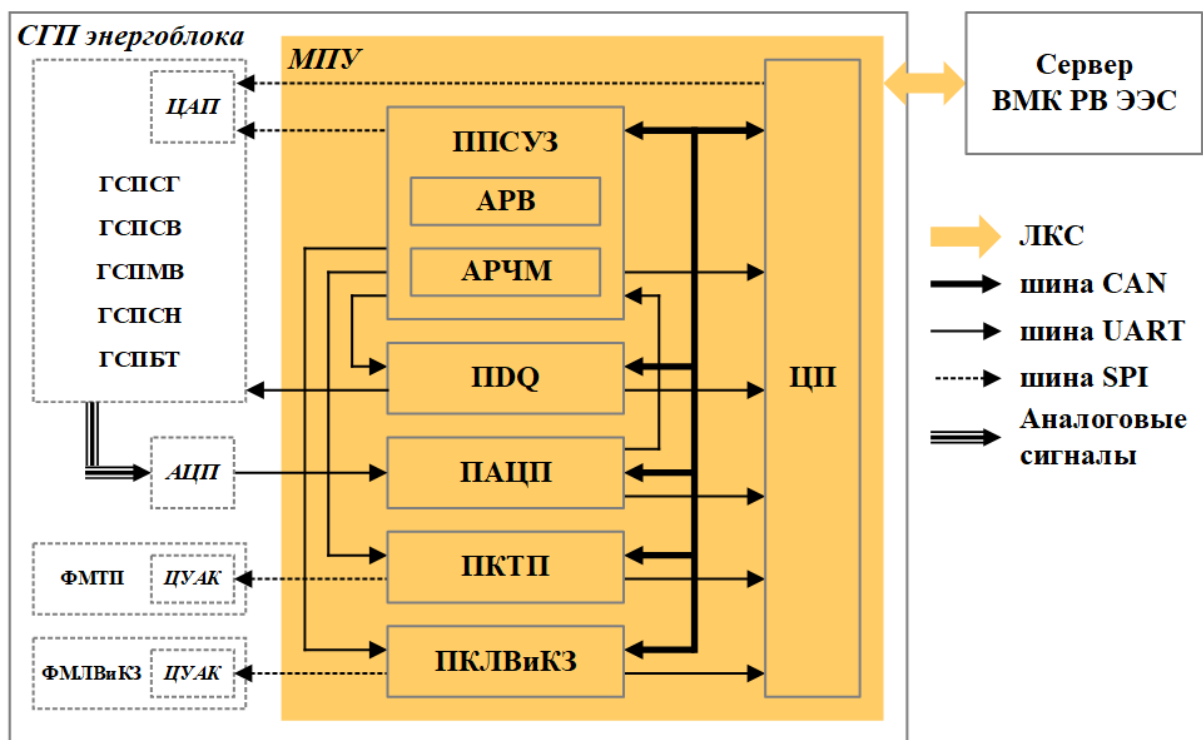
где: $u_{f_баз}, i_{f_баз}$ – базисные значения напряжения и тока возбуждения соответственно,
 u_f^*, i_f^* – нормализованные значения напряжения и тока возбуждения соответственно.

2.2.4. Гибридные сопроцессоры нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора

В рамках разработанных средств гибридного моделирования энергоблока помимо синхронного генератора и основных элементов его управления учтена возможность воспроизведения модели нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора, что обеспечивает условия подключения синхронного генератора к ЭЭС, максимально приближенные к реальным. Причем полный состав указанной модели нагрузки может включать в себя эквивалентные синхронный и асинхронный двигатели, а также обобщенную статическую нагрузку. Последняя также может быть воспроизведена с учетом соответствующих статических или динамических характеристик нагрузки, которые реализуются на цифровом уровне СГП. Формирование и реализация необходимых цифро-аналоговых структур, осуществляющих непрерывное и методически точное решение математических моделей нагрузки и силового трансформатора в реальном времени и на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью, осуществлялось в соответствии с принципами построения, ранее полученными в работах [139, 178] для их применения в составе СГП ВМК РВ ЭЭС. Силовой блочный трансформатор в составе энергоблока представляется в виде системы дифференциальных уравнений математической модели трехфазного двухобмоточного трансформатора, учитывающей кривую намагничивания стали магнитопровода и уравнения формирования токов/напряжений в зависимости от схемы соединения обмоток. Синхронные и асинхронные двигатели воспроизводятся аналогичными моделями электрической машины (раздел 3.2.1) с учетом их специфики и особенностей, которые касаются, в частности, модели системы возбуждения и приводимого механизма, определяющего в данном случае уже обратный по знаку момент сопротивления двигателя. Статическая нагрузка представляется в виде трехфазной RL -цепи, в которой может гибко учитываться или не учитываться зависимость параметров индуктивности и активного сопротивления нагрузки от параметров электрического режима (в общем случае от напряжения и частоты), определяемая необходимыми статическими или динамическими характеристиками нагрузки на цифровом уровне. Учитывая применение к системам уравнений, описывающим указанные элементы энергоблока, концептуальные принципы реализации других гибридных сопроцессоров и их программно-аппаратных компонентов, функционирование разработанных гибридных сопроцессоров нагрузки и трансформатора в составе СГП, аналогично ранее рассмотренным.

2.2.5. Микропроцессорный узел специализированного гибридного процессора энергоблока

Согласно положениям концепции гибридного моделирования и принципам формирования средств его реализации все информационно-управляющие функции СГП энергоблока: коммуникации с Сервером ВМК РВ ЭЭС, прием и обработка данных моделирования, реализация САР и САУ, управление параметрами моделируемого оборудования, в том числе состоянием ЦУАК ФМ ТП, ЛВ и КЗ, и др. осуществляются с помощью МПУ СГП энергоблока (рисунок 2.11).



ЛКС – локальная компьютерная сеть, CAN – Controller Area Network, UART – Universal Asynchronous Receiver-Transmitter, SPI – Serial Peripheral Interface

Рисунок 2.11 – Структурная схема МПУ СГП энергоблока

Анализ всех этих функций и аспектов их реализации (например, обеспечение выполнения в реальном времени алгоритмов АРВ, управления состоянием ЦУАК ТП системы возбуждения и др.) определяет приведенную на рисунке 2.11 структуру МПУ СГП энергоблока, в которой:

1) ЦП предназначен для:

- обеспечения взаимодействия между Сервером ВМК РВ ЭЭС и остальными процессорами МПУ с помощью шины CAN, предназначенной для широкополосной передачи данных [179],

- приема от Сервера значений параметров моделируемого оборудования энергоблока и их установки в соответствующие ЦАП конкретных ГСП с помощью шины SPI, предназначенной для управления необходимой периферией,
- передачи данных моделирования на Сервер с помощью ЛКС,
- синхронизации работы всех процессоров МПУ СГП,
- перепрограммирования отдельных процессоров МПУ.

2) посредством ПАЦП МПУ обеспечивается аналого-цифровое преобразование, чтение и обработка данных моделирования ГСП, а также передача данных в ЦП и ППСУЗ, необходимых для реализации алгоритмов систем автоматического регулирования и защиты, с помощью шины UART, предназначенной для последовательной передачи информации;

3) PDQ используется для взаимного преобразования переменных систем $dq0$ и abc с учетом информации, полученной в результате моделирования, которые затем вводятся обратно в схему решения ГСП;

4) с помощью ПКТП, ЛВ и КЗ осуществляется управление соответствующими ЦУАК в составе физических моделей коммутационного оборудования, включая выполнение коммутаций в заданные моменты времени, например, при реализации управляющих воздействий ШИМ, а также частично необходимые алгоритмы защит оборудования энергоблока.

Приведенная структура МПУ и распределение функций между процессорами позволяет следующее:

- 1) выполнять в реальном времени алгоритмы САР и САУ СГ, в частности, АРВ и АРЧМ;
- 2) оперативно управлять ЦУАК в составе физических моделей ТП или продольно-поперечных коммутаторов;
- 3) осуществлять автоматизированное и автоматическое управление, включая динамическое, параметрами и настройками оборудования, моделируемого с помощью соответствующих ГСП;
- 4) выполнять преобразование форм представления результатов моделирования и их функциональную обработку;
- 5) реализовать все необходимые коммуникационные взаимодействия с Сервером ВМК РВ ЭЭС и, соответственно, пользователем.

2.2.6. Тестовые исследования разработанных средств гибридного моделирования энергоблока

После разработки программно-аппаратных средств гибридного моделирования энергоблока проводилось их тестирование, отладка и верификация на примере тестовой модели ЭЭС, представленной в [180]. Верификация модели энергоблока осуществлялась путем сравнения результатов моделирования, полученных с помощью разработанных программно-аппаратных средств, с аналогичными результатами, полученными с применением широкого используемого цифрового ПАК моделирования ЭЭС – RTDS (*Real-Time Digital Simulator*) фирмы RTDS Technologies Inc. (Канада). В качестве критериев оценки результатов моделирования использовалось несколько количественных показателей: относительная погрешность, δ (2.15); нормализованное среднеквадратичное отклонение, $HCKO$ (2.16); нормализованное максимальное отклонение, HMO (2.17); коэффициент корреляции, r (2.18), которые в своей совокупности позволяют достаточно полно оценить достоверность и адекватность воспроизведения процессов с помощью разработанных гибридных средств моделирования энергоблока.

$$\delta = \left| 1 - \frac{x_i}{y_i} \right| \cdot 100\%, \quad (2.15)$$

где x_i – эталонное значение рассматриваемого параметра (*RTDS*); y_i – сравниваемое значение рассматриваемого параметра (*БМК ПВ ЭЭС*).

$$HCKO = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{x}_i - \hat{y}_i)^2 \cdot 100\%, \quad (2.16)$$

$$HMO = \max |\hat{x}_i - \hat{y}_i| \cdot 100\%, \quad (2.17)$$

где $\hat{x}_i = (\hat{x}_1, \dots, \hat{x}_n)$ – выборка нормализованных эталонных значений; $\hat{y}_i = (\hat{y}_1, \dots, \hat{y}_n)$ – выборка нормализованных сравниваемых значений. Все значения нормализуются относительно их максимального значения на рассматриваемом промежутке времени.

$$r = \frac{\left| \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y}) \right|}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (2.18)$$

где $x_i = (x_1, \dots, x_n)$ – выборка эталонных значений; $y_i = (y_1, \dots, y_n)$ – выборка сравниваемых значений; \bar{x}, \bar{y} – средние значения выборок.

Тестирование и, соответственно, верификация программно-аппаратных средств моделирования энергоблока осуществлялась в два этапа. Первый этап заключался в проведении экспериментальных исследований при изолированной работе синхронного генератора (на холостом ходу и при увеличении нагрузки (в виде с.н.) на его выводах с учетом постоянной скорости вращения), необходимых для нахождения и построения основных характеристик генератора [181]: характеристики холостого хода (рисунок 2.12); внешней характеристики (рисунок 2.13) и регулировочной характеристики (рисунок 2.14). Поскольку исследования проводились с учетом постоянной скорости вращения генератора, то на данном этапе не учитывалась механическая часть модели (мультимассная модель вала и регулятор турбины). Определение характеристики холостого хода и регулировочной характеристики выполнялось с учетом работы АРВ и системы возбуждения, что позволяет оценить реализацию данных моделей на цифровом и аналоговом уровнях соответственно. Воспроизводилась модель АРВ сильного действия типа AVR-3М, представленная в подразделе 2.2.3, а также модель тиристорной системы независимого возбуждения, широко используемой на генераторах большой мощности, который, в частности, являлся объектом исследования в данной работе ($S_{ном} = 141 \text{ МВА}$, $\cos \varphi_{ном} = 0,85$). Значения напряжения и тока возбуждения генератора были нормализованы относительно значений холостого хода ($E_{f_XX} = 0,000785 \text{ о.е.}$; $i_{f_XX} = 0,577 \text{ о.е.}$). Определение внешней и регулировочной характеристики осуществлялось путем изменения величины тока нагрузки, что позволяет оценить реализацию модели с.н. на аналоговом уровне. Нахождение характеристик выполнялось как без учета насыщения, так и с его учетом, что позволяет оценить реализацию алгоритма учета насыщения стали электрической машины на цифровом уровне модели энергоблока. После построения характеристик для каждого случая рассчитывалась средняя величина относительной погрешности по полученным значениям. Результаты расчета сведены в таблице 2.1.

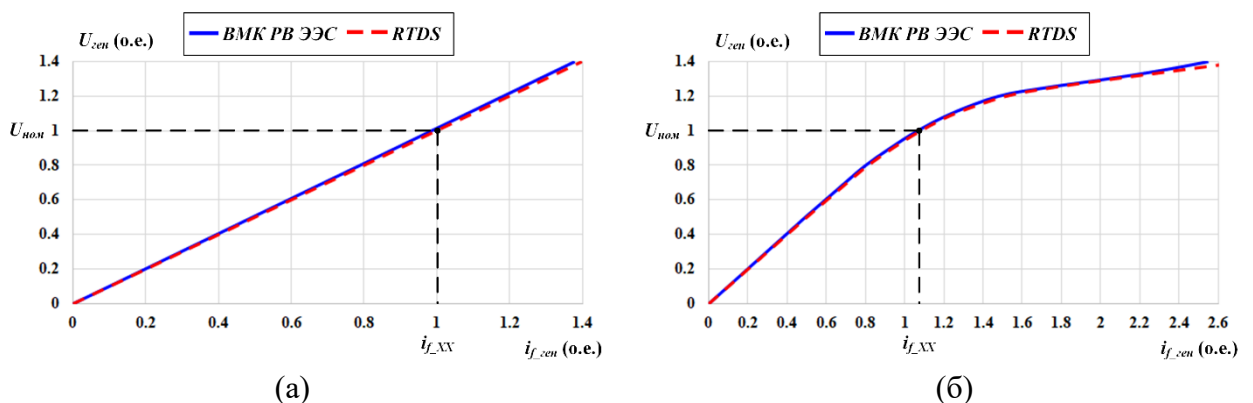


Рисунок 2.12 – Характеристика холостого хода генератора: (а) без учета насыщения, (б) с учетом насыщения

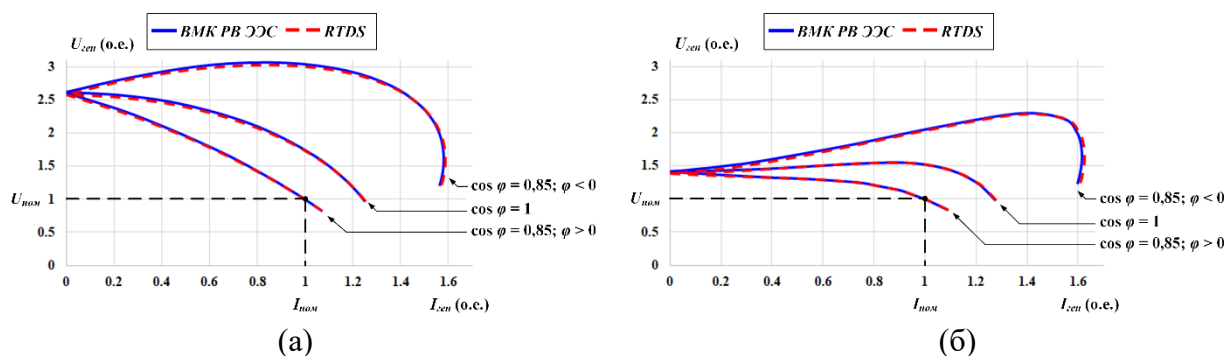


Рисунок 2.13 – Внешняя характеристика генератора: (а) без учета насыщения, (б) с учетом насыщения

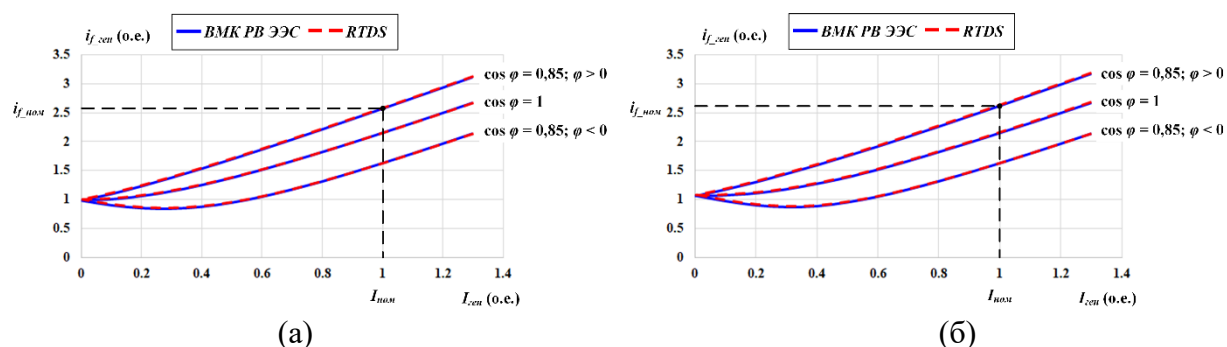


Рисунок 2.14 – Регулировочная характеристика генератора: (а) без учета насыщения, (б) с учетом насыщения

Таблица 2.1 – Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов с помощью разработанных гибридных средств моделирования энергоблока при изолированной работе генератора

Характеристика			δ_{cp} (%)
<i>холостого хода</i>			
–	без учета насыщения		1,56
–	с учетом насыщения		2,09
<i>внешняя</i>			
–	без учета насыщения	$\cos \varphi = 0,85; \varphi > 0$	0,34
		$\cos \varphi = 1$	0,33
		$\cos \varphi = 0,85; \varphi < 0$	0,55
–	с учетом насыщения	$\cos \varphi = 0,85; \varphi > 0$	1,03
		$\cos \varphi = 1$	0,73
		$\cos \varphi = 0,85; \varphi < 0$	1,66
<i>регулировочная</i>			
–	без учета насыщения	$\cos \varphi = 0,85; \varphi > 0$	0,73
		$\cos \varphi = 1$	0,62
		$\cos \varphi = 0,85; \varphi < 0$	0,65
–	с учетом насыщения	$\cos \varphi = 0,85; \varphi > 0$	0,79
		$\cos \varphi = 1$	0,64
		$\cos \varphi = 0,85; \varphi < 0$	0,63

Из полученных данных можно сделать вывод о высокой степени достоверности воспроизведения процессов с помощью разработанных гибридных средств моделирования энергоблока при нахождении основных характеристик синхронного генератора. Уровень относительной погрешности составил менее 5%. Наибольшие различия характерны для областей с большими значениями напряжения (более 1,2 о.е.) на выводах синхронного генератора, которые зачастую не являются рабочими областями при параллельной работе генератора со внешней ЭЭС. Особенно это видно при нахождении внешней характеристики, когда исходно задавалось постоянное возбуждение, соответствующее номинальной нагрузке генератора, которое приводило при малых токах нагрузки к завышенному напряжению на выводах.

Второй этап верификации программно-аппаратных средств моделирования энергоблока заключался в проведении экспериментальных исследований при параллельной работе синхронного генератора с ЭЭС и динамических возмущениях разного рода: (1) наброс нагрузки в качестве внешнего малого возмущения, не сопровождающегося значительными отклонениями параметров режима; (2) проходящее однофазное КЗ (фазы А на землю) (рисунок 2.15) и трехфазное КЗ без переходного сопротивления длительностью 0,15 секунд в качестве внешних больших возмущений. Местом приложения данных возмущений являлись выводы совокупной модели энергоблока за силовым трансформатором, обмотки которого соединены по схеме звезда с нулем на высокой стороне и треугольник на низкой.

Рассмотрение симметричных и несимметричных видов возмущений позволяет комплексно оценить отклик модели энергоблока и ее отдельных элементов. Наблюдаемыми параметрами являлись действующее значение напряжения на выводах генератора, напряжение и ток возбуждения (отражают работу АРВ и системы возбуждения), скорость вращения генератора и угол турбины относительно генератора (отражают работу механической части), фазные напряжения и токи (отражают работу электрической части модели генератора). После проведения необходимых экспериментальных исследований для каждого случая осуществлялась оценка достоверности полученных результатов моделирования в соответствии с показателями из уравнений (2.16), (2.17) и (2.18). Результаты оценки представлены в таблице 2.2.

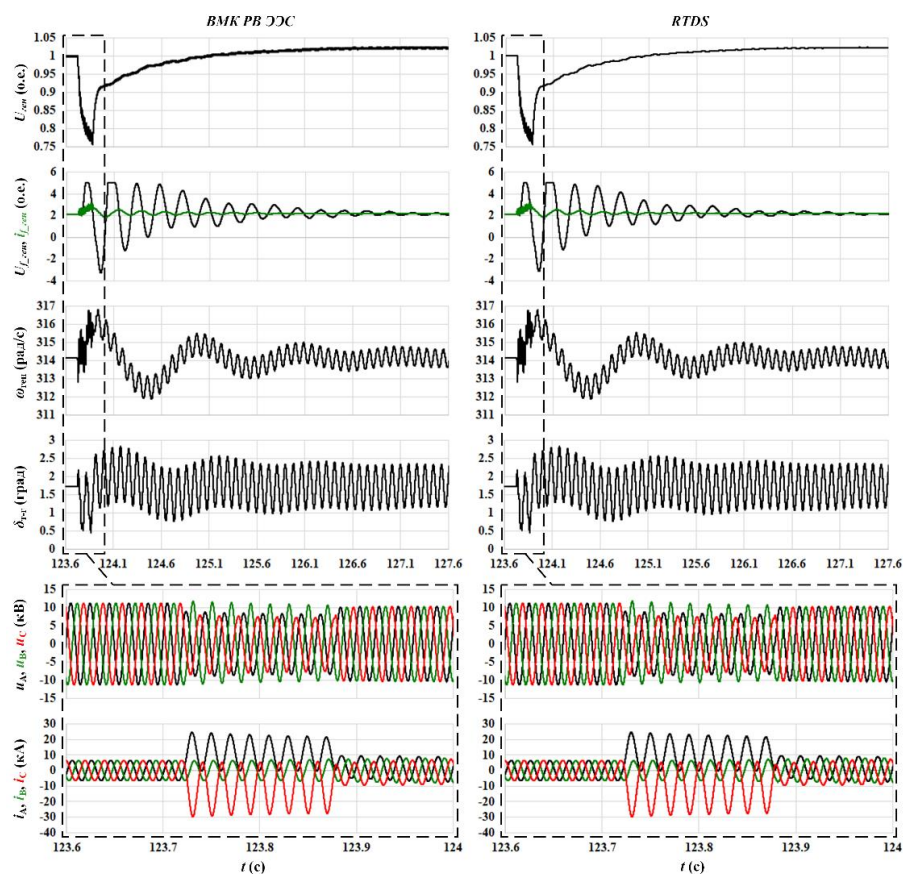


Рисунок 2.15 – Результаты моделирования, полученные в случае однофазного КЗ (фазы *A* на землю) на выводах совокупной модели энергоблока

Таблица 2.2 – Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов с помощью разработанных гибридных средств моделирования энергоблока при динамических возмущениях

Случай/Параметр	Количественный показатель		
	НСКО (%)	НМО (%)	<i>r</i> (о.е.)
<i>Наброс нагрузки</i>			
$U_{ген}$	<0,01	0,88	0,9968
$U_{f_ген}$	0,02	7,98	0,9688
$i_{f_ген}$	<0,01	1,57	0,9982
$\omega_{ген}$	<0,01	0,09	0,9279
$\delta_{Т-Г}$	0,28	11,32	0,8327
u_A	0,20	11,79	0,9979
i_A	0,16	20,05	0,9978
<i>Однофазное КЗ</i>			
$U_{ген}$	<0,01	0,45	0,9997
$U_{f_ген}$	0,06	5,85	0,9952
$i_{f_ген}$	<0,01	1,19	0,9974
$\omega_{ген}$	<0,01	0,03	0,9999
$\delta_{Т-Г}$	<0,01	0,86	0,9999
u_A	0,17	6,06	0,9982
i_A	0,01	2,98	0,9985

Продолжение таблицы 2.2

Случай/Параметр	Количественный показатель		
	НСКО (%)	НМО (%)	r (о.е.)
Трехфазное КЗ			
$U_{ген}$	<0,01	0,98	0,9999
$U_{f_ген}$	0,02	5,49	0,9982
$i_{f_ген}$	<0,01	1,05	0,9996
$\omega_{ген}$	<0,01	0,05	0,9998
$\delta_{т-г}$	<0,01	1,50	0,9998
u_A	0,36	21,74	0,9958
i_A	0,02	5,47	0,9963

Проведенная оценка результатов моделирования при динамических возмущениях в ЭЭС, полученных с помощью разработанных гибридных средств моделирования энергоблока, также показала высокую степень достоверности воспроизведения процессов в случае как симметричных, так и несимметричных возмущений. Наибольшие различия возникают при оценке *НМО*, максимальное значение которого достигает 21,74%, что характерно при анализе фазных значений токов или напряжений. Для других параметров величина *НМО* не превышает 10%. При этом на практике допустимое значение *НМО* может составлять 50...70%, которое также соответствует высокой степени достоверности воспроизведения процессов [123]. Дополнительные результаты верификации разработанных средств гибридного моделирования энергоблока, в частности включающие оценку воспроизведения колебательных процессов, приведены в Приложении Г.

2.3. Выводы по главе 2

Сформированные положения концепции настройки АРВ СГ электрических станций с применением ВМК РВ ЭЭС позволяют комплексно оценить влияние интеграции различного рода объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ в современные ЭЭС, а также провести необходимые мероприятия по корректировке и оптимизации параметров настройки устройств АРВ для обеспечения качественного управления режимами и необходимого уровня устойчивости ЭЭС в целом. Подобные свойства концепции обеспечиваются за счет возможности получения наиболее полной и достоверной информации о режимах и процессах в современных ЭЭС, которая затем используется для настройки устройств АРВ СГ. Разработанные с применением положений гибридного моделирования программно-аппаратные средства реализации СГП энергоблока, совместимого с ВМК РВ ЭЭС, обеспечивают условия подключения синхронного

генератора к ЭЭС, максимально приближенные к реальным, при осуществлении математического моделирования, что позволяет полно и достоверно воспроизводить процессы как в рамках энергоблока, так и во внешней ЭЭС, в которой используется подобная детальная и достаточно подробная модель. Для сформированной модели энергоблока также обоснована необходимость учета в ней детализированных моделей электрической машины с учетом возможности задания мультимассности вала, системы возбуждения, современных микропроцессорных устройств АРВ отечественного и зарубежного типов, первичного двигателя и его систем автоматического регулирования, нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора. При этом выполненная верификация реализованных средств моделирования показала высокую степень достоверности воспроизведения различных процессов при разных схемно-режимных условиях работы СГ и возмущениях.

Глава 3. Методика настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов в условиях развития современных электроэнергетических систем

3.1. Формирование положений методики настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электрических станций

На основе анализа режимов работы и процессов, характерных для новых объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ, их динамических свойств, эксплуатационных параметров, условий и принципов функционирования сформированы новые положения методики настройки АРВ, которые дополняют и совершенствуют существующую методику с целью получения оптимальных параметров настройки регуляторов возбуждения генераторов электрических станций в условиях развития современных ЭЭС. Причем рассмотрение определенных схемно-режимных условий и возмущений при проведении процедуры настройки АРВ обосновывается опытом эксплуатации объектов ВИЭ и устройств ГСППТ, отраженным в различных отечественных и зарубежных публикациях или материалах профильных конференций международного уровня, отчетах о функционировании ЭЭС и авариях в них, отечественных стандартах и сетевых кодексах ЭЭС зарубежных стран. Представленной далее методикой определяется общая последовательность и содержание действий по проведению процедуры настройки АРВ СГ, адекватной реальным условиям их функционирования в современных ЭЭС с объектами ВИЭ и устройствами ГСППТ, которые затем уточняются применительно к конкретной реальной ЭЭС с рассматриваемой электрической станцией применительно к учитываемым при настройке схемно-режимным условиям, поскольку для каждой ЭЭС состав и структура используемого оборудования является индивидуальным. С учетом вышеизложенного и в соответствии с рассмотренной в предыдущей главе концепцией настройки АРВ СГ получены следующие положения методики:

1. Подготовка математической модели ЭЭС с рассматриваемой электрической станцией, на которой установлены СГ с настраиваемыми устройствами АРВ. На данном этапе формируется описание математической модели ЭЭС необходимого масштаба и уровня детализации, на основе которой в последствие осуществляется настройка устройств АРВ. Далее представлены основные рекомендации, касающиеся определения состава и масштаба модели ЭЭС:

1.1. В математической модели ЭЭС должна быть учтена модель электрической станции, для СГ которой выполняется выбор параметров настройки АРВ. Данная электростанция представляется наиболее подробно с учетом моделирования отдельных генераторов со своими блочными трансформаторами и турбинами. В случае нескольких СГ, установленных на электростанции, модели систем возбуждения всех СГ должны содержать подробные модели возбудителей и верифицированные модели АРВ, обеспечивающие точное моделирование конкретных систем возбуждения и регуляторов возбуждения.

1.2. В модели энергосистемы при проведении процедуры настройки АРВ СГ также подразумевается использование детальных верифицированных математических моделей АРВ отечественного или зарубежного производства, в которых должны быть заданы все используемые в моделях параметры – коэффициенты усиления и постоянные времени. В соответствии со Стандартом [38] установлены определенные требования к математическим моделям АРВ СГ, согласно которым модель является верифицированной, если погрешность в каждой точке частотных характеристик для каждого канала регулирования и стабилизации, полученных с помощью математической модели, составляет менее 10% относительно эталонных частотных характеристик, полученных от реального образца устройства АРВ.

1.3. При формировании модели ЭЭС должны отдельно учитываться все линии электропередачи, отходящие от рассматриваемой электростанции. В рамках самой модели ЭЭС необходимо также учитывать линии связи со станциями и подстанциями в пределах энергорайона с рассматриваемой электростанцией для возможности как формирования характерных единичных и двойных ремонтных схем, так и рассмотрения вынужденных электрических режимов (в ремонтных схемах при аварийном отключении сетевых элементов).

1.4. В модели энергосистемы также воспроизводится внешняя относительно рассматриваемой электростанции электрическая сеть, в которой учитываются ее топология, узлы генерации и нагрузки. При проведении процедуры настройки АРВ для крупных электростанций (ТЭЦ, ГЭС, АЭС) ограничиваются операционной зоной, к которой относится рассматриваемая электростанция. При этом более детально воспроизводится топология региональной энергосистемы, в структуре которой находится рассматриваемая электростанция. Остальная часть ЭЭС эквивалентруется с учетом сохранения межсистемных связей с другими энергообъединениями, а также узлов основных станций и подстанций, которые выбираются в результате экспертной оценки. Таким образом при эквивалентировании генераторы электростанций представляются в виде одного эквивалентного генератора, объединяются электрически близкие узлы энергосистемы,

эквивалентятся узлы нагрузки. Все эквивалентные преобразования осуществляются в соответствии с существующими методами и средствами [182–184]. При проведении процедуры настройки АРВ для электростанций относительно малой мощности в сравнении с суммарной мощностью рассматриваемого энергообъединения в целом возможно воспроизведение только интересующего энергорайона с детальным учетом наиболее ответственных потребителей. Вместе с тем при получении эквивалентной модели ЭЭС необходимо учесть следующее:

1.4.1. Для эквивалентной математической модели ЭЭС обеспечивается требуемая степень совпадения режимных параметров относительно полной модели. Погрешность в перетоках активной мощности в ветвях и напряжениях в узлах в рассматриваемых нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах должна быть менее 5%, согласно требованиям Стандарта [38]. При этом в качестве эталонной информации могут выступать данные, полученные на полной математической модели ЭЭС, которая реализована с использованием различных программно-вычислительных средств для расчета установившихся режимов ЭЭС и верифицирована на основе реальных данных, полученных от ОИК или SCADA систем.

1.4.2. При выполнении сравнительных расчетов предельных по условиям статической апериодической устойчивости электрических режимов погрешность в предельном перетоке активной мощности в контролируемом сечении должна быть менее 5%, согласно требованиям Стандарта [38]. При этом достижение предельных режимов выполняется с использованием одинаковых траекторий утяжеления в нормальной и ремонтных схемах для полной и эквивалентной модели энергосистемы.

1.4.3. Для эквивалентной математической модели ЭЭС сохраняются динамические свойства и характеристики модели относительно полной. Таким образом проводится сравнительная оценка воспроизведения в эквивалентной модели возмущения, которое было зафиксировано регистраторами СМПР или рассчитано на полной модели ЭЭС (при ее наличии). Последнее особенно актуально для современных ЭЭС с ВИЭ и ГСППТ, поскольку на текущий момент является актуальным вопрос наиболее адекватного эквивалентирования подобного типа установок, а также их воспроизведения. При этом частоты колебаний параметров электрических режимов, полученные в эквивалентной модели, не должны отличаться более чем на 5% относительно частот СМПР или полной модели, согласно требованиям Стандарта [38]. Также при воспроизведении динамических процессов может быть проведена оценка дополнительных количественных критериев подобия, например, предложенных в [185]: максимальных отклонений и установившихся значений параметров электрического режима; максимальных амплитуд колебаний

относительных углов напряжения; коэффициентов корреляции между изменениями рассматриваемых параметров электрического режима, полученных в эквивалентной модели и от СМПП или с помощью полной модели энергосистемы.

2. Подготовка и формирование перечня рассматриваемых схемно-режимных условий работы ЭЭС и возмущений, необходимых для проведения настройки АРВ СГ и в дальнейшем для всесторонней оценки эффективности выбранных параметров настройки. При этом данный перечень включает в себя три основные группы режимов: базовые, характерные и специальные электрические режимы. В качестве базовых электрических режимов по аналогии с классической методикой настройки АРВ в полной схеме рассматриваются режимы:

- зимнего максимума нагрузок,
- зимнего минимума нагрузок,
- летнего максимума нагрузок,
- летнего минимума нагрузок.

При формировании характерных электрических режимов должны быть учтены:

- Различные ремонтные схемы, которые присущи рассматриваемому энергорайону. При этом особое внимание уделяется ремонтным схемам с выводом в ремонт отходящих от рассматриваемой электростанции линий электропередачи или разного количества энергоблоков, поскольку существенно изменяется схема выдачи мощности, загрузка связей по активной мощности и внешнее сопротивление сети.
- Номинальная или минимально возможная загрузка генераторов по активной мощности, исходя из особенностей режимов работы рассматриваемой электростанции.
- Схемно-режимные условия, предполагающие работу генераторов рассматриваемой электростанции в режиме недовозбуждения с малым потреблением реактивной мощности, который сопровождается увеличением внутреннего угла генераторов.
- Различные уровни выдаваемой мощности объектов генерации на базе ВИЭ – от 0% до 100% относительно установленной (номинальной) мощности, что обуславливается резко переменным характером выработки электрической энергии подобного рода установками, поскольку установлено, что при изменении генерируемой ВИЭ мощности в случае определенных схемно-режимных условий работы возможно нарушение устойчивости ЭЭС [112]. Последнее обусловлено изменением в широких пределах в эксплуатационных режимах величины отношения короткого замыкания ($OKЗ$) [186, 187] в точке подключения ВИЭ к сети, которым

определяются условия работы объекта ВИЭ в сильной или слабой сети согласно (3.1):

$$OKЗ = \frac{S_{КЗ}}{P_{ВИЭ}} \quad (3.1)$$

где $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания системы в точке подключения ВИЭ к сети без учета влияния самого ВИЭ (МВА), $P_{ВИЭ}$ – мощность, выдаваемая ВИЭ (МВт). При значениях $OKЗ$ больше 3 о.е. сеть считается сильной, меньше 3 о.е. – слабой, следовательно, в таких условиях возможно нарушение устойчивой работы ВИЭ, что может повлиять на эффективность настройки АРВ СГ.

- Различные ремонтные схемы, предполагающие изменение результирующего сопротивления линии электропередачи (линии связи), с помощью которой осуществляется подключение ВИЭ к внешней электрической сети. При этом в соответствии с (3.1) происходит изменение $S_{КЗ}$ системы и коэффициента $OKЗ$ в целом. С целью изменения $S_{КЗ}$ системы в точке подключения ВИЭ, также могут учитываться ремонтные схемы, предполагающие вывод в ремонт участков линий электропередач, шунтирующих связей, параллельных трансформаторов на подстанциях, других источников генерации в рассматриваемом энергорайоне.
- Изменение степени компенсации продольного сопротивления линий электропередачи, отходящих от рассматриваемой электростанции или находящихся в непосредственной близости к ней, а также режимы, предполагающие выдачу мощности ВИЭ через последовательно подключенную линию электропередачи с продольной компенсацией при отключенных других связях, поскольку необходимым становится определение условий возникновения резонанса в электрической сети [126, 127] и эффективности работы АРВ СГ при данном явлении.
- Различные уровни загрузки по реактивной мощности статических компенсаторов реактивной мощности (СТАТКОМ) при изменениях схемно-режимных условий работы ЭЭС, поскольку по аналогии с ВИЭ установлено, что работа СТАТКОМ оказывает влияние на возникновение субсинхронных колебаний даже в сетях без продольной компенсации [188].

В рамках предлагаемой в диссертационной работе методики настройки АРВ сформированы рекомендации по рассмотрению специальных электрических режимов, при которых предполагается:

- Рассмотрение различных уровней выдачи мощности объектами ВИЭ при изменении параметров настройки (полосы пропускания) блока ФАПЧ и внутреннего контура управления током в структуре их САУ, поскольку именно данные элементы системы

управления определяют характер и условия возникновения колебаний в широком диапазоне частот по причине нарушения устойчивости ВИЭ [189], в связи с чем необходима дополнительная проверка эффективности работы АРВ СГ и их возможностей по демпфированию возникающих колебаний.

- По аналогии с предыдущим пунктом рассматривается изменение настроек устройств ГСППТ с силовыми преобразователями, например, для СТАТКОМ или линии постоянного тока [111], при различных схемно-режимных условиях работы ЭЭС.
- Учет в системе управления ВИЭ алгоритма работы СТАТКОМ [190], исходя из чего объект ВИЭ может выступать в качестве оперативного динамического источника реактивной мощности при малом уровне генерации активной мощности ВИЭ по причине погодных условий или времени суток, а также при искусственном ограничении выработки по разным причинам. Подобное свойство ВИЭ позволяет значительно расширить перечень системных функций, которые они способны выполнять, особенно в рамках регулирования напряжения и его поддержания при больших возмущениях. В данном режиме оценивается эффективность совместной работы ВИЭ и традиционной генерации с настраиваемыми устройствами АРВ, а также могут быть выработаны определенные рекомендации по их настройке.

После подготовки перечня рассматриваемых режимов для каждого из них определяются возмущения различного типа, интенсивности и места приложения в ЭЭС, необходимые для проверки правильности и оценки эффективности настройки АРВ СГ при стабилизации эксплуатационных режимов, демпфировании послеаварийных колебаний, а также для оценки обеспечения высоких запасов колебательной и динамической устойчивости в целом. При подготовке списка рассматриваемых возмущений они могут быть разделены на три группы: тестовые, нормативные и ненормативные. Набор тестовых возмущений изложен в Стандарте [38] и включает в себя:

- ступенчатое изменение уставки по напряжению настраиваемого устройства АРВ на +5% от номинального значения;
- проходящее однофазное короткое замыкание (длительностью 0,04 с) на шинах рассматриваемой электрической станции;
- ступенчатое изменение напряжения на шинах рассматриваемой электрической станции за счет подключения дополнительной емкости.

При проведении расчетов режимов нормативные возмущения формируются на основе Методических указаний [191] и должны быть связаны с:

- КЗ на сетевых элементах переменного тока с учетом отключения поврежденных элементов и последующей успешной или неуспешной работы автоматического

повторного включения (АПВ), а также действия устройств резервирования отказа выключателя (УРОВ);

- максимальными аварийными небалансами активной мощности, в том числе возникающими по причине резкого снижения уровня генерации активной мощности ВИЭ;
- отключением модулей вставок постоянного тока или полюсов ЛЭП постоянного тока.

Времена отключения сетевых элементов при однофазных, двухфазных и трехфазных КЗ основными или резервными защитами, паузы однофазного или трехфазного АПВ (ТАПВ) и действия УРОВ принимаются либо по данным, предоставленным системным оператором ЭЭС, либо на основании среднестатистических данных [192].

Ненормативные возмущения на данный момент не отражены в существующей нормативно-технической документации, однако они являются характерными для современных ЭЭС с ВИЭ:

- Отключение объектов генерации на базе ВИЭ в соответствии с требованиями о недопустимости отключения генерирующих установок при низком напряжении регламентированной длительности: в системе управления ВИЭ учитывается функция или характеристика LVRT (*Low Voltage Ride Through*) [193].
- Кратковременное отключение объектов генерации на базе ВИЭ с их последующим обратным включением в сеть в соответствии с характеристикой LVRT [193].
- Отключение объектов генерации на базе ВИЭ в соответствии с требованиями о недопустимости отключения генерирующих установок при повышении напряжения регламентированной длительности: в системе управления ВИЭ учитывается функция или характеристика HVRT (*High Voltage Ride Through*) [26].
- Отключение объектов генерации на базе ВИЭ без возмущений, что является достаточно частым явлением на практике, которое может быть вызвано ошибочным срабатыванием защиты системы охлаждения силовых ключей или цепи постоянного тока [194].

Реализация данных возмущений может осуществляться на основе информации об уставках технологических защит ВИЭ и их моделях, предоставляемой в соответствии с упомянутым Приказом Минэнерго РФ [143].

3. Воспроизведение совокупной математической модели ЭЭС в средствах, используемых для осуществления предварительной настройки устройств АРВ СГ, в рамках их свойств и возможностей. Преимущественно на данном этапе используется статическая (линеаризованная) модель ЭЭС. Определение предварительных параметров настройки

регулятора напряжения, каналов внутренней и внешней стабилизации для АРВ отечественного типа или системного стабилизатора для зарубежных АРВ. В качестве методов для нахождения предварительных параметров настройки АРВ СГ могут быть использованы: метод D -разбиения, метод корневого годографа, частотные методы анализа, различные методы оптимизации (алгоритм роя частиц, муравьиный алгоритм, алгоритм стаи волков и др.) и т.д. В широком понимании для нахождения оптимальных и эффективных параметров настройки в условиях современных ЭЭС с новыми объектами ВИЭ и ГСППТ, динамические характеристики которых достаточно сложно достоверно учесть при линеаризации модели ЭЭС, возможно формирование нескольких наборов параметров, так называемых претендентов на финальную настройку АРВ СГ, в рамках одного используемого метода или двух и более.

4. Воспроизведение совокупной математической модели ЭЭС в средстве моделирования электромагнитных переходных процессов (в рамках диссертационной работы для этой цели предлагается использовать ВМК РВ ЭЭС), включающей в себя модели генерирующего, сетевого оборудования, нагрузки, объектов ВИЭ, устройств ГСППТ и их САР и САУ с необходимым и достаточным уровнем детализации на основе имеющейся исходной информации [143], для осуществления настройки устройств АРВ с применением динамической модели ЭЭС. На данном этапе осуществляется последовательный расчет электромагнитных переходных процессов в схемно-режимных условиях, определенных в соответствии с пунктом 2 предлагаемой методики. Таким образом рассматриваются конкретные режимы работы ЭЭС в полной, ремонтных и послеаварийных схемах при возникновении ряда возмущений, которые также сформированы по пункту 2 методики. Помимо этого, при проведении процедуры настройки АРВ СГ также оценивается эффективность выполнения части системных и защитных функций, т.е. выполняется проверка эффективности настройки релейной форсировки возбуждения, работы алгоритма блокировки каналов стабилизации при возникновении аварийных небалансов активной мощности, корректности действия ограничителя минимального возбуждения и максимального тока ротора. Для каждого полученного процесса регистрируются изменения необходимых параметров электрического режима, среди которых в качестве основных можно выделить: активная и реактивная мощность СГ рассматриваемой электростанции; напряжение, напряжение возбуждения и ток возбуждения СГ; напряжение возбуждения и ток возбуждения возбудителя (возбудителей) СГ; частота вращения и взаимный угол СГ; напряжение и частота напряжения на шинах высокого напряжения рассматриваемой электростанции; перетоки активной мощности по каждой линии, отходящей от рассматриваемой электростанции; активная и реактивная

мощность объектов ВИЭ и устройств ГСППТ; частота напряжения блока ФАПЧ ВИЭ и ГСППТ; напряжение в точке подключения ВИЭ и ГСППТ к внешней электрической сети. Далее на основе полученных осциллограмм изменения параметров электрического режима осуществляется количественная оценка эффективности параметров настройки АРВ СГ в соответствии с критериями оценки. В качестве рассматриваемых критериев в диссертационной работе предлагается использовать широко известные из теории автоматического управления интегральные показатели качества переходных процессов [195, 196]. При этом подразумевается применение сразу нескольких интегральных показателей, которые определяются в соответствии с (3.2)–(3.4):

$$ISE = \int_{t=0}^{T=t_{\text{зад}}} e^2(t) dt \quad (3.2)$$

$$ISTES = \int_{t=0}^{T=t_{\text{зад}}} (t^2 \cdot e(t))^2 dt \quad (3.3)$$

$$ISTSE = \int_{t=0}^{T=t_{\text{зад}}} t^2 \cdot e^2(t) dt \quad (3.4)$$

где: $e(t)$ – отклонение величины рассматриваемого параметра электрического режима от его установившегося значения после возмущения;

t – момент времени рассматриваемого процесса;

ISE – интегральный показатель по квадрату ошибки (*Integral of Squared Error*);

$ISTES$ – квадратичный интегральный показатель по квадрату времени и квадрату ошибки (*Integral of Squared Time multiplied by Error whole Squared*);

$ISTSE$ – интегральный показатель по квадрату времени и квадрату ошибки (*Integral of Squared Time multiplied by Squared Error*).

Интегральный показатель ISE является наиболее простым и понятным количественным критерием для оценки амплитуды возникающих колебаний параметров электрического режима, для которого чем меньше результирующее значение, тем лучше стабилизация режима. Показатели $ISTES$ и $ISTSE$ за счет добавления величины времени к модулю отклонения величины контролируемого параметра от его установившегося значения позволяют оценить эффективность демпфирования, т.к. умножение отклонения на время дает наибольшие значения на конечной стадии переходного процесса, чем в его начале после возмущения. Кроме того, поскольку в данные показатели входит величина отклонения, максимальная величина перерегулирования получается меньше, чем меньше их полученное значение. Также показатели $ISTES$ и $ISTSE$ учитывают время с разными значениями степени, что обуславливает меньшее время нарастания и установления переходного процесса, а также минимальное значение перерегулирования. Однако

меньшие значения *ISTES* и *ISTSE* могут достигаться при больших регулирующих воздействиях самого устройства АРВ. При этом стоит отметить, что для современных тиристорных или бесщеточных систем возбуждения, а также микропроцессорных устройств АРВ отсутствуют требования по интенсивности или длительности управляющих воздействий, кроме как потолочных значений напряжения и тока возбуждения. С учетом этого представленные интегральные показатели *ISTES* и *ISTSE* могут быть использованы для оценки эффективности настройки АРВ СГ, несмотря на их обозначенную выше специфику. Таким образом комплексная оценка выбранных параметров настройки АРВ СГ осуществляется на основе анализа полученных значений всех представленных интегральных показателей: чем они меньше, т.е. ближе к нулю, тем больше эффективность демпфирования колебаний АРВ как при малых, так и при наиболее тяжелых возмущениях.

В то же время по аналогии с существующей методикой настройки регуляторов возбуждения дополнительно предлагается производить количественную оценку времени затухания возникающих колебаний, которое, в соответствии с положениями теории автоматического управления [197], определяется по моменту времени после возмущения, когда значение рассматриваемого параметра электрического режима входит и остается в пределах $\pm 5\%$ относительно его послеаварийного установившегося значения. Оценка времени затухания позволяет верифицировать результаты и выводы, полученные на основе анализа предлагаемых выше интегральных показателей. Согласно Стандарту [38], настройка АРВ СГ считается эффективной, если демпфирование электромеханических послеаварийных колебаний ротора СГ, частота которых может составлять до 5 Гц, обеспечивается за время не более 15 секунд. При этом если время демпфирования составляет более 15 секунд, а частота колебаний после обозначенного момента времени не соответствует частоте колебаний ротора СГ, то параметры настройки регуляторов возбуждения также являются эффективными. Совместное использование обозначенных выше критериев позволяет в динамике рассматривать их изменение в зависимости от режима работы генератора и типа возмущения в сети с целью дальнейшей оценки эффективности настройки АРВ СГ в широком многообразии схемно-режимных условий работы современных ЭЭС с ВИЭ и ГСППТ в целом.

5. Формирование заключения о качестве выбранных параметров настройки АРВ СГ с учетом специфики функционирования современных объектов генерации на базе ВИЭ и различных устройств ГСППТ. В случае неудовлетворения критериям оценки, представленным в пункте 4 предлагаемой методики, выполняется корректировка и оптимизация параметров настройки регуляторов возбуждения с обоснованием необходимых изменений, которые в общем случае могут касаться типа регулятора или

законов регулирования. Затем осуществляется повторная оценка эффективности работы устройств АРВ при рассмотрении аналогичных режимов и возмущений. В результате при анализе определенных схемно-режимных ситуаций в конкретной ЭЭС могут быть выделены отдельные случаи, в которых помимо оптимальной и эффективной настройки АРВ СГ, которая также является наиболее адекватной реальным условиям их функционирования, необходимо применение дополнительных мероприятий для выполнения требований к устойчивости ЭЭС в целом. В рамках возможных решений может рассматриваться множество перспективных направлений развития САУ ВИЭ и ГСППТ, например, такие как оптимизация параметров настройки блока ФАПЧ, введение дополнительных контуров и каналов управления, изменение алгоритма управления, скоординированная настройка САУ ВИЭ и ГСППТ с другими системами регулирования и управления традиционного оборудования и др. При этом с учетом представленной методики возможна комплексная проверка принятых структурных и схемно-алгоритмических решений на динамической модели ЭЭС с целью обеспечения надежного функционирования ЭЭС в различных схемно-режимных условиях, в частности, при демпфировании послеаварийных колебаний, а также обеспечении высоких запасов колебательной и динамической устойчивости ЭЭС совместно с АРВ СГ.

На рисунке 3.1 приведена в обобщенном виде блок-схема методики настройки АРВ СГ электрических станций.

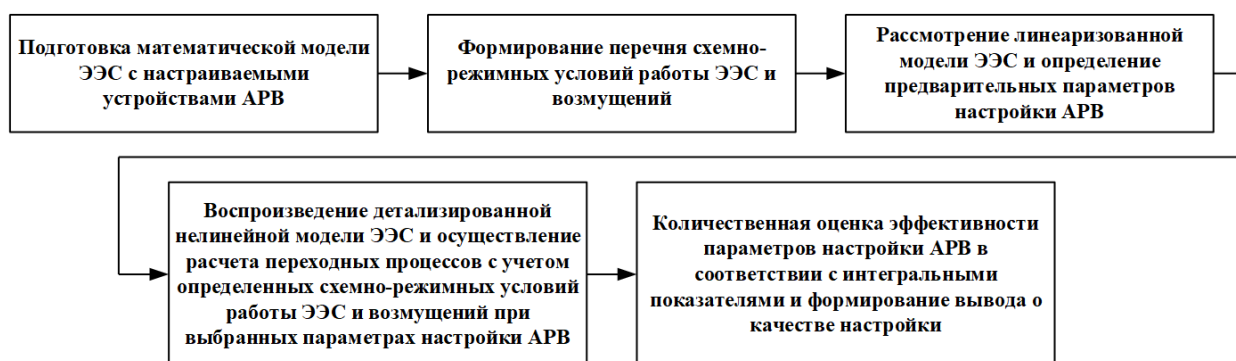


Рисунок 3.1 – Блок-схема методики настройки АРВ СГ электрических станций

3.2. Выводы по главе 3

Разработаны положения методики настройки устройств АРВ СГ электрических станций, учитывающие особенности функционирования новых объектов генерации на базе ВИЭ и технологий ГСППТ при формировании перечня рассматриваемых режимов и возмущений, которые необходимы для выбора оптимальной настройки регуляторов

возбуждения и адекватной проверки ее эффективности. В рамках методики также обосновано использование дополнительных критериев оценки эффективности настройки АРВ в виде совокупности интегральных показателей качества переходных процессов. В результате выполняемая согласно представленной методике настройка устройств АРВ СГ позволяет значительно повысить эффективность демпфирования возникающих колебаний, а также обеспечивать высокие запасы как колебательной, так и динамической устойчивости современных ЭЭС в целом.

Глава 4. Экспериментальные исследования методики настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов

В соответствии с представленной в предыдущей главе методикой была произведена экспериментальная настройка АРВ СГ электростанции на примере тестовой схемы ЭЭС, которая реализована на основе реального энергорайона Восточной Сибири (рисунок 4.1). Исходная модель ЭЭС воспроизводит электрические сети класса напряжений 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ с трансформаторами и автотрансформаторами различной мощности, основные электростанции данного энергорайона с воспроизведением каждого генерирующего агрегата, комплексные модели нагрузки и средства компенсации реактивной мощности. Модель включает в себя более 200 трехфазных узлов, 50 электрических машин, 60 трансформаторов, 114 линий электропередачи и 75 комплексных нагрузок. В качестве рассматриваемой электростанции с СГ, на которых установлены настраиваемые устройства АРВ, была принята Электростанция №5 (ЭСТ5), находящаяся в дефицитном энергорайоне (выделен зеленой пунктирной линией), который является значительно удаленным от узлов крупной генерации (ЭСТ1, ЭСТ2). В модели СГ также учитывалась мультимассная модель валопровода, параметры которой были приняты в соответствии с [198], с целью адекватного воспроизведения колебательных процессов при рассмотрении конкретных схемно-режимных условий работы ЭЭС и возмущений при внедрении ВИЭ и ГСППТ.

Для покрытия дефицита мощности в рассматриваемый энергорайон внедряется объект генерации на базе ВИЭ вблизи ЭСТ5, что является достаточно распространенным случаем на практике [6, 13], при котором мощность ВИЭ может быть равной или даже превышать традиционную генерацию. Установленная мощность ВИЭ $P_{уст,ВИЭ}$ составляет 70 МВт, что приблизительно равно мощности, передаваемой от внешней по отношению к рассматриваемым объектам энергосистемы. При этом, как было отмечено в предлагаемой методике, рассматривалось несколько вариантов работы ВИЭ: с нулевой мощностью (учитывается случай при слабом или сильном ветре при установке ВЭУ или при низком солнечном излучении при установке ФЭУ); с генерируемой мощностью, составляющей 30%, 50%, 70% и 100% от установленной. Объект ВИЭ воспроизводился в виде детальной математической модели ВЭУ [142], учитывающей двухуровневую схему преобразователя с силовыми ключами, *LCL*-фильтр со стороны переменного тока и ветротурбину. В качестве САУ ВИЭ принята стандартная структура с векторным управлением в осях dq , учетом блока ФАПЧ, ШИМ, а также контуров управления активной и реактивной мощностью.

Рисунок 4.1 – Схема тестовой ЭЭС

4.1. Результаты настройки автоматических регуляторов возбуждения на линеаризованной модели электроэнергетической системы

На турбогенераторах ЭСТ5 рассматривалась установка регуляторов возбуждения сильного действия отечественного типа AVR-3М, для которых изначально осуществлялся предварительный выбор оптимальных параметров настройки с применением метода *D*-разбиения в три этапа. Применение АРВ СД для показанных на тестовой схеме СГ с номинальной мощностью 25 МВт определяется Стандартом [38], подразумевающим возможность установки АРВ данного типа в составе быстродействующих систем возбуждения генераторов мощностью менее 60 МВт.

На первом этапе был сформирован перечень базовых и характерных режимов работы электростанции с рассматриваемыми СГ, учитывая наличие ВИЭ в составе ЭЭС. В качестве базовых режимов были приняты режимы зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки для нормальной схемы, в качестве характерных – режимы, возникающие в ремонтных и послеаварийных схемах. Также учитывалась как номинальная загрузка генераторов по активной мощности, так и работа генераторов в режиме недовозбуждения с малым потреблением реактивной мощности. Таким образом при выборе настройки АРВ рассматривалось 36 режимов. При этом предусматривались разные уровни генерации активной мощности ВИЭ. В результате для каждого отдельного режима в дальнейшем в соответствии с методом *D*-разбиения определялось характеристическое уравнение и выполнялось построение области колебательной статической устойчивости в плоскости коэффициентов усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения (K_{0F}) и по производной частоты напряжения (K_{1F}). На втором этапе были определены оптимальные параметры настройки ПИД-регулятора напряжения совместно с каналом внутренней стабилизации, т.е. значения коэффициента усиления пропорционального канала по отклонению напряжения, постоянной времени интегрального канала регулятора, коэффициента усиления дифференциального канала по производной напряжения и канала по производной тока ротора. Коэффициент K_{0U} варьировался в пределах от 0,5 до 20 е.в.н./е.н.с., постоянная времени T_I – 0,5...5 с, коэффициенты K_{1U} и K_{1If} – 0...5 е.в.н./е.н.с./с и е.в.н./е.т.р./с соответственно. Выбор параметров настройки осуществлялся на основе анализа получаемых областей устойчивости, а также исходя из соотношения величины коэффициентов усиления дифференциальных каналов к величине области устойчивости, что позволяет не допустить значительного перерегулирования при больших значениях коэффициентов. В таблице 4.1 приведены результирующие параметры настройки регулятора напряжения и канала внутренней стабилизации.

Таблица 4.1 – Значения параметров ПИД-регулятора напряжения и канала внутренней стабилизации для AVR-3М

Коэффициент	K_{0U} (е.в.н./е.н.с.)	T_I (с)	K_{1U} (е.в.н./е.н.с./с)	K_{1If} (е.в.н./е.т.р./с)
Значение	5,0	2,0	3,0	1,5

На третьем этапе определялись параметры настройки каналов системной стабилизации с учетом выбранных значений коэффициентов каналов регулятора напряжения и внутренней стабилизации AVR-3М. Для этого на плоскости в координатах коэффициентов усиления K_{0F} и K_{1F} осуществлялось построение серии областей колебательной статической устойчивости для рассматриваемых режимов работы электростанции в соответствии с традиционной методикой настройки АРВ (рисунок 4.2а), а также методикой, предлагаемой в данной диссертационной работе (рисунок 4.2б). В соответствии с положениями метода D -разбиения конечная настройка каналов системной стабилизации должна быть выбрана внутри общей для всех режимов области. Как видно из рисунка 4.2а, внутри полученной общей области выбрана настройка АРВ (точка A_1) в соответствии с традиционной методикой настройки. Учет дополнительных схемно-режимных условий работы ЭЭС, согласно предлагаемой методике, позволяет уточнить настройку АРВ СГ (точка A_2 на рисунке 4.2б), за счет чего становится возможным нахождение оптимальных параметров настройки каналов системной стабилизации. Таким образом в результате предварительного выбора параметров настройки AVR-3М были выделены два набора параметров, соответствующие точкам A_1 и A_2 на рисунке 4.2 и представленные в таблице 4.2, для которых в дальнейшем оценивалась эффективность стабилизации переходных процессов на динамической модели тестовой схемы ЭЭС с применением ВМК РВ ЭЭС.

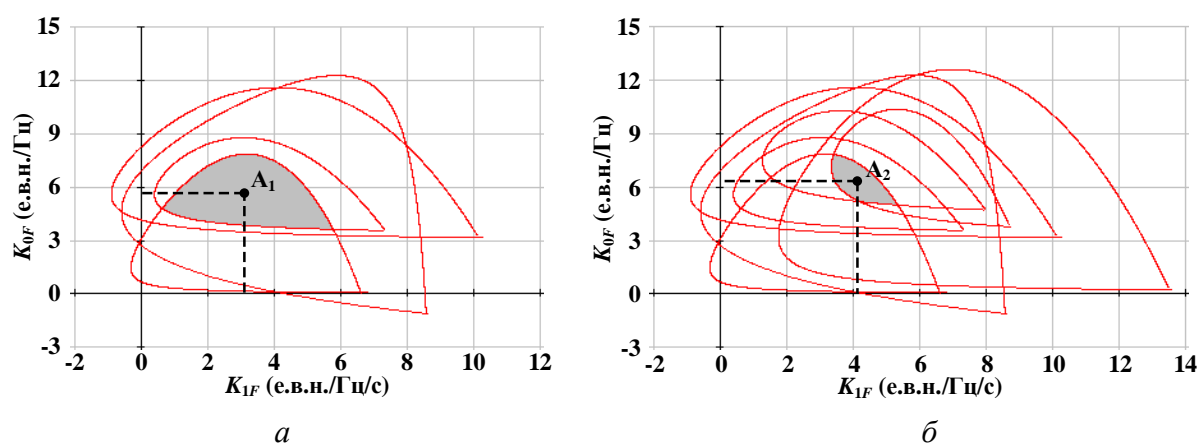


Рисунок 4.2 – Полученные области устойчивости с применением метода D -разбиения

Таблица 4.2 – Значения параметров каналов системной стабилизации для AVR-3М

№ набора	Коэффициент	
	K_{0F} (е.в.н./Гц)	K_{1F} (е.в.н./Гц/с)
1	5,8	3,2
2	6,3	4,1

4.2. Результаты анализа правильности и эффективности выбранных параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения на динамической модели электроэнергетической системы

Согласно предлагаемой методике настройки АРВ СГ, после определения предварительных параметров настройки их эффективность оценивалась на динамической модели ЭЭС с применением средства моделирования электромагнитных переходных процессов – ВМК РВ ЭЭС. В первую очередь для базовых и характерных режимов, сформированных на предыдущем этапе предварительной настройки AVR-3М, формируется перечень возмущений, различных по типу, интенсивности и местах приложения, которые направлены на проверку эффективности демпфирования колебаний в послеаварийных режимах, обеспечения высоких запасов динамической устойчивости, отсутствия возникновения синхронных колебаний вплоть до нарушения статической аperiodической устойчивости при достижении предела по передаваемой активной мощности, отсутствия возникновения раскачивания СГ при высокочастотных колебаниях, возникающих вследствие изменения схемно-режимных условий работы ВИЭ, или при субсинхронном резонансе, вызванном ГСППТ. Таким образом рассматривались три группы возмущений – тестовые, нормативные и ненормативные. Тестовые возмущения по аналогии со Стандартом [38] включают в себя ступенчатое изменение уставки по напряжению АРВ, однофазное КЗ малой длительности вблизи шин высокого напряжения рассматриваемой электростанции без отключения сетевых элементов, а также ступенчатое изменение напряжения на шинах высокого напряжения рассматриваемой электростанции за счет подключения дополнительной емкости – конденсаторной батареи (КБ). Нормативные возмущения представляют из себя набор возмущений, которые связаны с отключением отходящих от рассматриваемой электростанции линий без КЗ или при КЗ с последующим успешным/неуспешным однофазным АПВ в случае однофазного КЗ или ТАПВ в случае трехфазного КЗ, а также с отключением ЛЭП действием УРОВ при КЗ с отказом фазы выключателя. При этом место возникновения КЗ принимается вблизи шин высокого напряжения рассматриваемой электростанции. В данной группе возмущений

дополнительно рассматриваются аналогичные отключения одной цепи ЛЭП, связывающей дефицитный энергорайон с внешней ЭЭС. При воспроизведении нормативных возмущений времена срабатывания релейной защиты и сетевой автоматики для разных классов напряжения приняты в соответствии с таблицей 4.3. Времена паузы АПВ определялись исходя из действия основных защит (100 мс), учитывая время срабатывания выключателей, времени деионизации среды на линиях 110-220 кВ (200...300 мс) и среднестатистического времени запаса (400...500 мс) [192].

Таблица 4.3 – Времена срабатывания релейной защиты и сетевой автоматики на ЛЭП

Класс напряжения (кВ)	Время отключения КЗ основными защитами (с)	Время отключения КЗ резервными защитами (с)	Пауза ТАПВ (с)	Действие УРОВ (с)
110	0,1	0,25	0,8	0,3
220	0,1	0,25	0,9	0,3

Ненормативные возмущения связаны с отключением ВИЭ без возмущения или при потере синхронизма ФАПЧ в случае больших возмущений, отключением ВИЭ при значительных просадках или повышениях напряжения в точке подключения, а также несинхронным включением ВИЭ в сеть.

Далее в главе приводятся результаты моделирования и оценки эффективности с применением предлагаемых критериев для разных наборов параметров настройки каналов системной стабилизации АРВ СГ, полученные при исследовании различных схемно-режимных условий работы ЭЭС с ВИЭ и ГСППТ. В связи со значительным объемом рассматриваемых режимов и возмущений в главе показаны только отдельные случаи, отражающие основной характер протекания переходных процессов, на основе которых можно сделать общие выводы по выбору оптимальной настройки каналов регулирования и стабилизации регуляторов сильного действия AVR-3М синхронных генераторов рассматриваемой электростанции, обеспечивающей наиболее эффективную стабилизацию режимов.

4.2.1. Проверка эффективности параметров настройки АРВ в нормальной схеме при изменении уровня генерации ВИЭ

Как было отмечено ранее в предлагаемой методике настройки, одним из факторов, существенно влияющих на конечную настройку устройств АРВ СГ в современных ЭЭС, является переменный характер выдачи мощности от объектов генерации на базе ВИЭ. При этом, как показано на рисунке 4.2, изменение мощности ВИЭ приводит к смещению

областей устойчивости, в связи с чем выбранные параметры настройки каналов системной стабилизации АРВ могут быть недостаточно эффективными в некоторых режимах, например, не входящих в общую область, или даже приводить к нарушению устойчивости ЭЭС в целом. Таким образом в таблице 4.4 сведены результаты расчета интегральных показателей *ISE*, *ISTES* и *ISTSE*, а также времени затухания послеаварийных колебаний активной мощности СГ для выбранных наборов параметров АРВ при тестовых и нормативных возмущениях на примере нормальной схемы ЭЭС в режиме зимнего максимума нагрузки. Время затухания определялось по моменту времени после возмущения, когда значение активной мощности входит и остается в пределах $\pm 5\%$ относительно установившегося значения. Из группы тестовых возмущений показаны результаты при однофазном КЗ без переходного сопротивления длительностью 0,04 с вблизи шин 110 кВ ЭСТ5, из нормативных – отключение ЛЭП 110 кВ ЭСТ5 – ПС187 действием УРОВ при однофазном КЗ без переходного сопротивления вблизи шин 110 кВ ЭСТ5 с отказом фазы выключателя и отключение ЛЭП 110 кВ ЭСТ5 – ПС187 основными защитами при трехфазном КЗ без переходного сопротивления вблизи шин 110 кВ ЭСТ5 с неуспешным ТАПВ.

На основе представленных данных видно, что второй набор параметров для каналов системной стабилизации АРВ с большими значениями коэффициентов усиления позволяет обеспечить эффективное демпфирование послеаварийных колебаний как при разных уровнях генерации ВИЭ, так и при разных типах возмущений. Для данных параметров настройки во всех показанных случаях получены наименьшие значения *ISE*, *ISTES*, *ISTSE* и времени затухания активной мощности, которые в среднем меньше на 55% в сравнении с первым набором. Также всегда удастся обеспечить демпфирование электромеханического переходного процесса за время не более 15 секунд (рисунок 4.3).

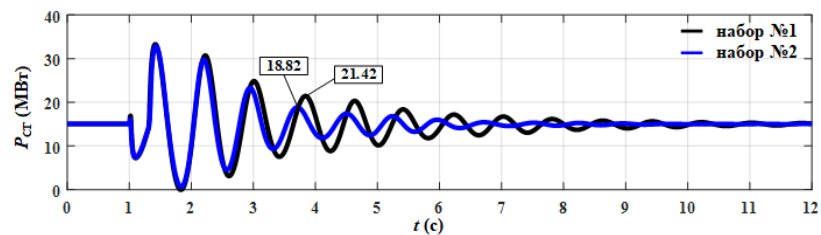


Рисунок 4.3 – Осциллограммы изменения активной мощности одного из турбогенераторов ЭСТ5 в случае однофазного КЗ с отключением от действия УРОВ при нулевой выдаваемой мощности ВИЭ

Отдельно стоит отметить, что для некоторых случаев (например, при однофазном КЗ малой длительности) для первого и второго набора параметров настройки каналов системной стабилизации АРВ получены близкие или одинаковые значения времени затухания. При этом за счет использования интегральных показателей становится

возможным сделать однозначный вывод о наибольшей эффективности одного из наборов параметров для конкретных случаев: меньшие значения показателей *ISE*, *ISTES* и *ISTSE* свидетельствуют о том, что амплитуда колебаний значительно меньше при втором наборе параметров настройки АРВ СГ.

Таблица 4.4 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при изменении уровня генерации ВИЭ

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$				
		0%	30%	50%	70%	100%
Возмущение 1 – проходящее однофазное КЗ						
ISE	набор №1	0,002	0,001	0,002	0,003	0,002
	набор №2	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
ISTES	набор №1	0,10	0,21	0,37	0,45	0,42
	набор №2	0,03	0,13	0,18	0,17	0,19
ISTSE	набор №1	0,007	0,006	0,014	0,019	0,016
	набор №2	0,005	0,004	0,005	0,007	0,008
$t_{затух}$ (с)	набор №1	2,4	1,9	3,9	4,2	3,9
	набор №2	2,1	1,9	1,9	2,6	2,7
Возмущение 2 – однофазное КЗ с отключением от УРОВ						
ISE	набор №1	0,07	0,07	0,07	0,08	0,10
	набор №2	0,05	0,05	0,05	0,05	0,07
ISTES	набор №1	10,56	12,22	11,48	17,86	21,09
	набор №2	2,44	2,17	2,39	3,68	7,34
ISTSE	набор №1	0,54	0,59	0,58	0,73	0,91
	набор №2	0,27	0,23	0,25	0,31	0,52
$t_{затух}$ (с)	набор №1	7,9	8,4	8,4	9,1	9,3
	набор №2	5,1	5,1	5,1	5,7	5,8
Возмущение 3 – трехфазное КЗ с неуспешным ТАПВ						
ISE	набор №1	0,12	0,16	0,16	0,18	0,34*
	набор №2	0,12	0,12	0,11	0,09	0,19*
ISTES	набор №1	30,55	49,54	45,92	64,83	187,91*
	набор №2	9,56	13,27	11,62	9,01	32,00*
ISTSE	набор №1	1,27	1,90	1,84	2,25	5,38*
	набор №2	0,76	0,98	0,88	0,65	1,89*
$t_{затух}$ (с)	набор №1	8,6	9,2	9,1	9,9	12,0*
	набор №2	5,8	5,8	5,8	5,8	7,0*

* – происходит отключение ВИЭ

Значение интегрального показателя *ISTES* позволяет заключить о том, что в рассматриваемых случаях демпфирование колебаний будет осуществляться эффективнее при втором наборе параметров для каналов АРВ, т.к. расчет *ISTES* не ограничивается

моментом вхождения величины отклонения в интервал $\pm 5\%$ как при определении времени затухания. В результате оценивается качество переходного процесса в целом на заданном интервале времени. Также в качестве примера для случая с нулевой выдаваемой мощностью ВИЭ при отключении ЛЭП в результате трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ получено, что значения интегрального показателя ISE для первого и второго набора параметров отличаются незначительно, что осложняет формулирование вывода о качестве переходного процесса при разной настройке АРВ. Однако из сравнения получившихся значений $ISTES$, которые уже различаются значительно (примерно в 3,2 раза), следует, что величина колебаний при первом наборе параметров настройки АРВ значительно больше на протяжении всего переходного процесса (рисунок 4.4).

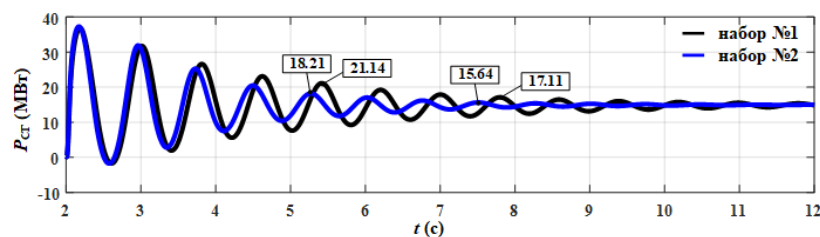


Рисунок 4.4 – Осциллограммы изменения активной мощности СГ в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при нулевой выдаваемой мощности ВИЭ (колебания показаны после повторного отключения ЛЭП)

Кроме того, при анализе значений интегральных показателей в рамках одного набора параметров при получении одинакового времени затухания (например, для второго набора параметров при мощностях ВИЭ равной 30% и 70% от $P_{уст,ВИЭ}$ в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ) возможно сделать вывод о том, как амплитуда колебаний изменяется при изменении схемно-режимных условий работы ЭЭС, в которой настраиваются устройства АРВ СГ. В представленных на рисунке 4.5 случаях видно, что при увеличении выдаваемой мощности с 30% до 70% от $P_{уст,ВИЭ}$ амплитуда послеаварийных электромеханических колебаний активной мощности СГ на ЭСТ5 уменьшается.

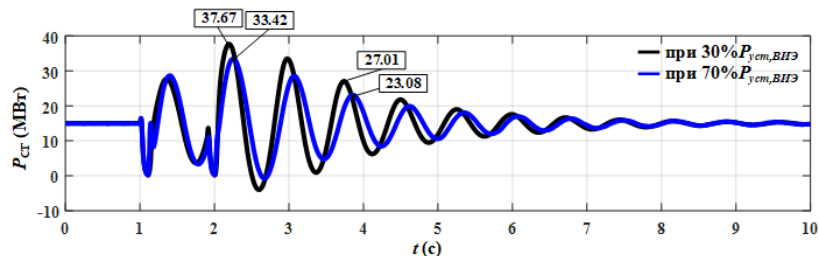


Рисунок 4.5 – Осциллограммы изменения активной мощности СГ в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при мощности ВИЭ равной 30% и 70% от установленной для второго набора параметров настройки АРВ

Далее на рисунках 4.6–4.8 в качестве примера приведены осциллограммы процессов, полученные для разных случаев мощности ВИЭ и возмущений. Наибольшая

эффективность второго набора параметров наблюдается при мощности ВИЭ, составляющей в районе 50% от $P_{уст,ВИЭ}$ (если рассматривать случаи, когда она отлична от нуля), что определяется незначительным увеличением или даже уменьшением значений критериев оценки эффективности при мощности ВИЭ отличной от $0,5P_{уст,ВИЭ}$.

Отдельно стоит отметить, что при проведении экспериментальных исследований для случаев большой генерации активной мощности ВИЭ (около 100% от $P_{уст,ВИЭ}$) при отключении ЛЭП 110 кВ в результате трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ происходило нарушение устойчивой работы ВИЭ – наблюдалась потеря синхронизма блока ФАПЧ в САУ ВИЭ по причине увеличения угла напряжения, в связи с чем моделировалось отключение ВИЭ от сети. При этом для первого набора параметров настройки АРВ получено, что в последнем случае время затухания составляет более 10 секунд. Данный факт позволяет заключить о том, что при рассмотрении других тяжелых возмущений, например, при трехфазном КЗ с отключением от действия УРОВ, как было принято ранее в предыдущих методических указаниях по устойчивости энергосистем, время затухания послеаварийных колебаний активной мощности может составлять уже более 15 секунд. Последнее теоретически обуславливает неэффективность первого набора параметров настройки АРВ сильного действия СГ и необходимость их корректировки. В то же время настройки АРВ, соответствующие второму набору параметров, позволяют обеспечить высокий уровень демпфирования колебаний со значительно меньшей их амплитудой, исходя из полученных значений ISE , которые примерно на 40% меньше, чем при использовании первого набора параметров.

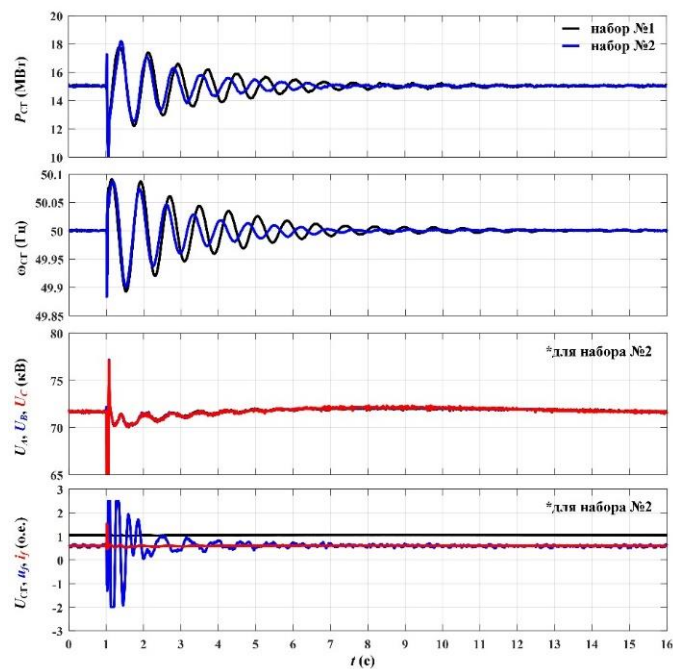


Рисунок 4.6 – Осциллограммы процессов в случае однофазного КЗ при мощности ВИЭ равной 100% от установленной

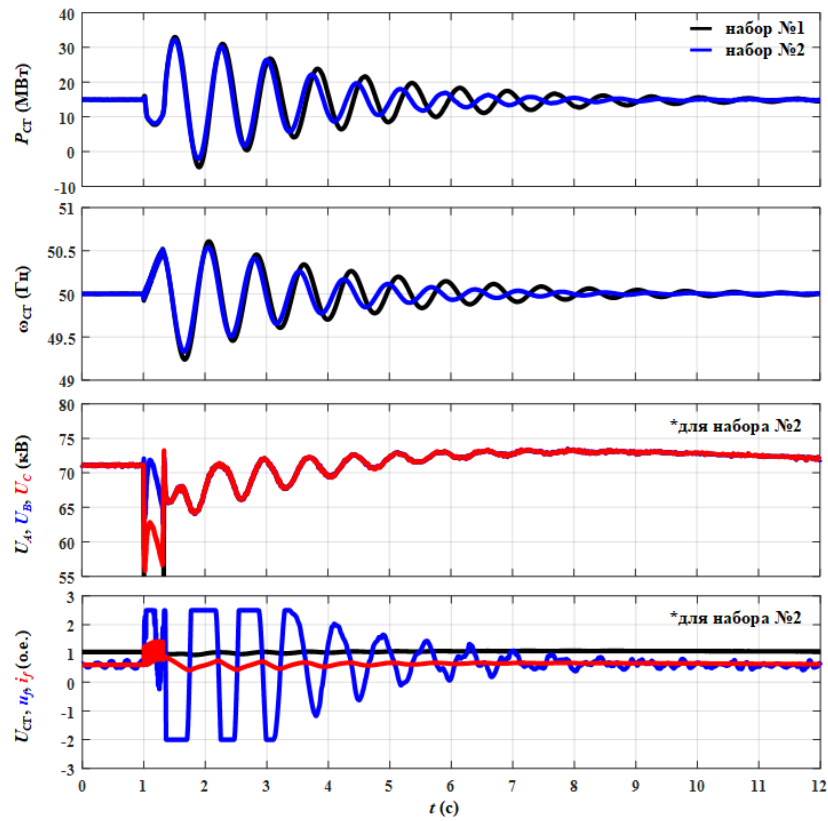


Рисунок 4.7 – Осциллограммы процессов в случае однофазного КЗ с отключением от действия УРОВ при мощности ВИЭ равной 100% от установленной

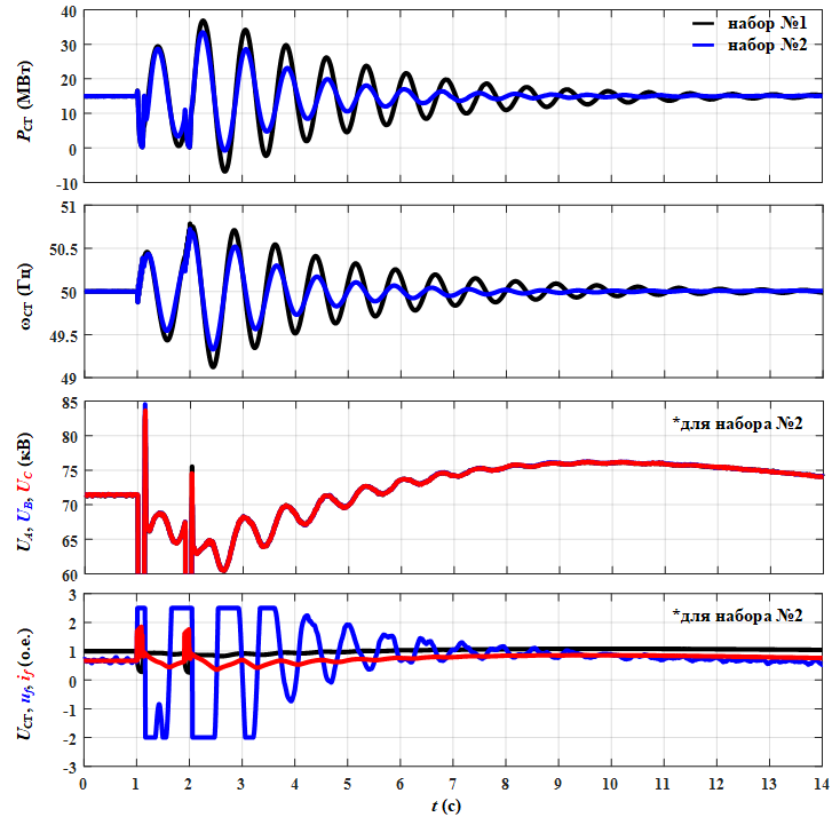


Рисунок 4.8 – Осциллограммы процессов в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при мощности ВИЭ равной 70% от установленной

По причине необходимости отключения ВИЭ при затяжных КЗ, возникающих в случае рассмотрения отключения ЛЭП действием УРОВ, была также произведена оценка эффективности работы АРВ СГ при ненормативном возмущении – при обратном несинхронном включении ВИЭ в сеть в послеаварийной схеме при соответственно разной мощности ВИЭ. Результаты моделирования приведены в таблице 4.5. Из анализа полученных данных можно заключить, что увеличение мощности ВИЭ закономерно приводит к увеличению амплитуды колебаний и времени их затухания для всех наборов параметров АРВ. Вместе с этим при большой мощности ВИЭ (70% и 100% от $P_{уст,ВИЭ}$) в случае использования первого набора параметров с меньшими значениями коэффициентов усиления каналов системной стабилизации AVR-3М время демпфирования общего электромеханического переходного процесса составляет уже около 10 секунд. Для второго набора по аналогии с предыдущими возмущениями характерны наименьшие значения критериев оценки эффективности, что соответствует наибольшей эффективности демпфирования колебаний. Полученные значения *ISTES*, которые в несколько раз больше для первого набора параметров настройки, чем для второго, по аналогии с предыдущими возмущениями свидетельствуют о том, что в первом случае переходных процесс протекает с сохранением значительной амплитуды колебаний на длительном интервале времени. Однако при рассмотрении режима с 100% выдаваемой мощностью ВИЭ полученные значения *ISE*, *ISTES* и *ISTSE* для первого набора параметров меньше примерно на 40%, чем для второго, что обуславливается значительно меньшей амплитудой колебаний после возмущения (рисунок 4.9). При этом демпфирование колебаний на конечной стадии переходного процесса осуществляется более интенсивно при втором наборе, что становится видно в результате анализа получившихся значений времени затухания.

Таблица 4.5 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при несинхронном включении ВИЭ в сеть

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$			
		30%	50%	70%	100%
<i>ISE</i>	набор №1	0,02	0,05	0,09	0,17
	набор №2	0,01	0,04	0,09	0,26
<i>ISTES</i>	набор №1	1,80	4,90	14,00	25,96
	набор №2	0,40	1,30	5,02	39,15
<i>ISTSE</i>	набор №1	0,10	0,27	0,63	1,13
	набор №2	0,05	0,14	0,43	2,11
$t_{затух} (с)$	набор №1	6,4	7,3	9,5	10,4
	набор №2	4,0	5,4	6,7	9,0

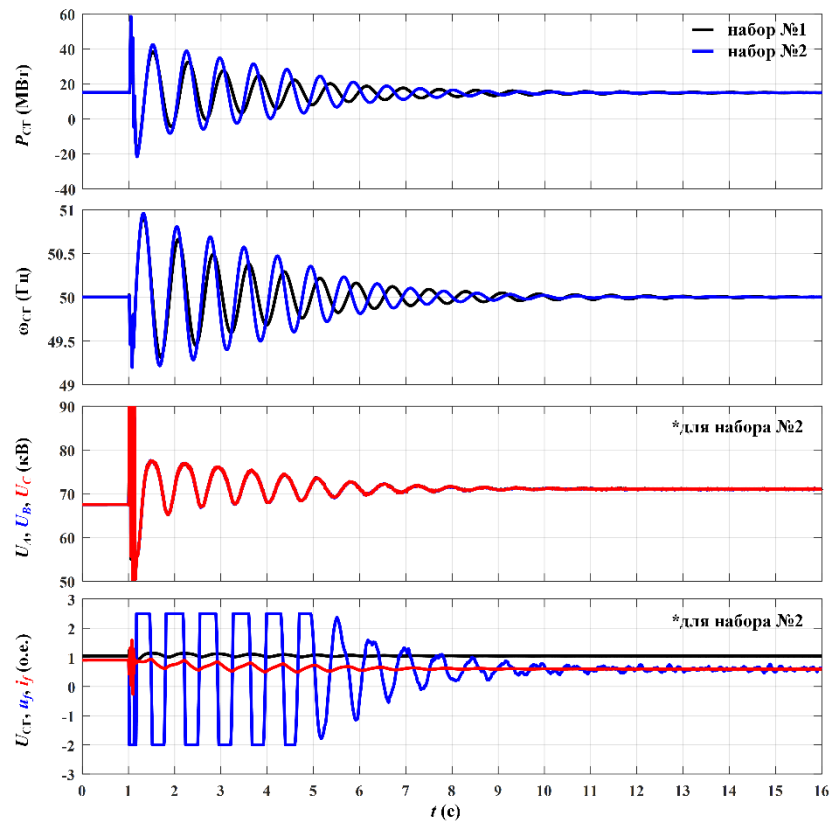


Рисунок 4.9 – Осциллограммы процессов в случае несинхронного включения ВИЭ при его мощности равной 100% от установленной

4.2.2. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при изменении схемно-режимных условий работы ВИЭ

С целью изменения схемно-режимных условий работы ВИЭ осуществлялось изменение коэффициента $OKЗ$ в точке подключения ВИЭ к сети за счет отключения части линий (вывода в ремонт), с помощью которых осуществляется подключение ВИЭ к шинам 110 кВ ЭСТ5, в результате чего изменялось сопротивление связи $Z_{св}$ с 0,16 о.е. в исходном режиме до 0,41 о.е. ($S_0 = 200$ МВА). Величина сопротивления $Z_{св}$ влияет на результирующее значение S_{min} , необходимое для определения $OKЗ$ (3.1) при разной мощности ВИЭ. В нормальной схеме S_{min} равняется 218,24 МВА, что соответствует $OKЗ = 3,12$ о.е. при мощности ВИЭ равной установленной (100% от $P_{уст, ВИЭ}$). Данная величина $OKЗ$, согласно зарубежной практике, соответствует условиям сильной сети (больше 3 о.е.). При увеличении сопротивления $Z_{св}$ вплоть до 0,41 о.е. коэффициент $OKЗ$ уменьшается и составляет в последнем случае 2,41 о.е. (меньше 3 о.е.), что уже соответствует условиям слабой сети, при которых может наблюдаться нарушение устойчивой работы ВИЭ и возникновение незатухающих колебаний различной частоты. Аналогичным образом

происходит изменение коэффициента $OKЗ$ и при установке ВИЭ не в посредственной близости к другим источникам, а в прилегающей электрической сети: могут выводиться в ремонт шунтирующие связи или параллельные цепи ЛЭП, что приводит к изменению результирующего значения S_{\min} в точке подключения ВИЭ и, соответственно, $OKЗ$ в целом. В таблице 4.6 приведены результаты, полученные для разных случаев $Z_{св}$ и мощности ВИЭ, для которых определены соответствующие значения $OKЗ$, при возмущениях, аналогичных подразделу 4.2.1.

Таблица 4.6 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при изменении $OKЗ$

Показатель	Набор параметров	$Z_{св} = 0,25 \text{ о.е.}$			$Z_{св} = 0,33 \text{ о.е.}$			$Z_{св} = 0,41 \text{ о.е.}$		
		% от $P_{уст,ВИЭ}$			% от $P_{уст,ВИЭ}$			% от $P_{уст,ВИЭ}$		
		30%	50%	100%	30%	50%	100%	30%	50%	100%
Возмущение 1 – проходящее однофазное КЗ										
ISE	набор №1	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001	0,002	0,002
	набор №2	0,001	0,002	0,002	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,003
$ISTES$	набор №1	0,13	0,18	0,29	0,26	0,31	0,23	0,12	0,25	0,29
	набор №2	0,03	0,07	0,17	0,05	0,11	0,15	0,04	0,08	0,21
$ISTSE$	набор №1	0,007	0,009	0,012	0,013	0,015	0,011	0,006	0,011	0,012
	набор №2	0,004	0,007	0,011	0,005	0,004	0,008	0,004	0,004	0,014
$t_{затух} \text{ (с)}$	набор №1	2,4	3,2	3,2	3,9	3,9	3,6	2,3	3,6	3,5
	набор №2	1,9	2,3	3,2	2,2	1,9	2,6	1,9	1,9	3,5
Возмущение 2 – однофазное КЗ с отключением от УРОВ										
ISE	набор №1	0,10	0,08	0,10	0,07	0,08	0,10	0,09	0,08	0,10
	набор №2	0,05	0,05	0,08	0,05	0,05	0,08	0,05	0,05	0,08
$ISTES$	набор №1	25,38	11,86	21,56	11,78	12,87	23,13	13,96	13,04	26,12
	набор №2	2,42	2,23	8,45	2,17	2,02	7,40	2,42	2,16	8,27
$ISTSE$	набор №1	0,99	0,61	0,90	0,59	0,67	0,89	0,69	0,67	0,98
	набор №2	0,26	0,25	0,60	0,24	0,23	0,54	0,26	0,24	0,59
$t_{затух} \text{ (с)}$	набор №1	9,9	8,4	9,2	8,4	8,4	9,2	8,4	8,4	10,0
	набор №2	5,1	5,0	7,1	5,0	5,0	6,5	5,0	5,0	7,0
Возмущение 3 – трехфазное КЗ с неуспешным ТАПВ										
ISE	набор №1	0,16	0,14	0,30*	0,15	0,15	0,24*	0,15	0,16	0,18*
	набор №2	0,12	0,10	0,20*	0,11	0,09	0,08*	0,11	0,11	0,14*
$ISTES$	набор №1	49,00	40,75	149,19*	43,57	41,91	109,20*	43,00	46,79	65,25*
	набор №2	13,05	10,16	32,70*	10,89	8,69	7,33*	12,02	11,03	15,78*
$ISTSE$	набор №1	1,87	1,63	4,43*	1,70	1,70	3,37*	1,68	1,89	2,16*
	набор №2	0,97	0,79	1,94*	0,83	0,69	0,58*	0,91	0,85	1,10*
$t_{затух} \text{ (с)}$	набор №1	9,9	9,1	11,9*	9,2	9,1	11,1*	9,2	9,1	10,3*
	набор №2	5,8	5,8	7,0*	5,8	5,7	6,1*	5,8	5,8	6,8*

Уменьшение коэффициента $OKЗ$ приводит к незначительным изменениям значений критериев оценки эффективности работы АРВ при сравнении со случаями, рассмотренными в подразделе 4.2.1. По аналогии с предыдущими экспериментальными исследованиями для второго набора параметров настройки достигаются наименьшие значения ISE , $ISTES$, $ISTSE$ и времени затухания (рисунки 4.10 и 4.11), а наибольшая эффективность соответствует случаям с мощностью ВИЭ около 50% от установленной. При некоторых схемно-режимных условиях также получено, что время затухания в рамках одного набора параметров и при разных параметрах настройки каналов системной стабилизации АРВ одинаково, соответственно, выводы, представленные в подразделе 4.2.1 и касающиеся анализа предлагаемых интегральных показателей с целью определения оптимальных параметров настройки, могут быть аналогичным образом адаптированы для указанных случаев. Кроме того, в качестве примера при анализе полученных значений критериев оценки (в частности, $ISTES$) для случая трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ видно, что при втором наборе параметров настройки АРВ обеспечивается в несколько раз большая эффективность демпфирования колебаний. Вместе с тем в таблице 4.6 показано, что при наиболее тяжелом возмущении (возмущение 3) и первом наборе параметров настройки АРВ СГ время демпфирования послеаварийных колебаний во всех случаях больше в среднем на 60% в сравнении со вторым набором по аналогии с подразделом 4.2.1.

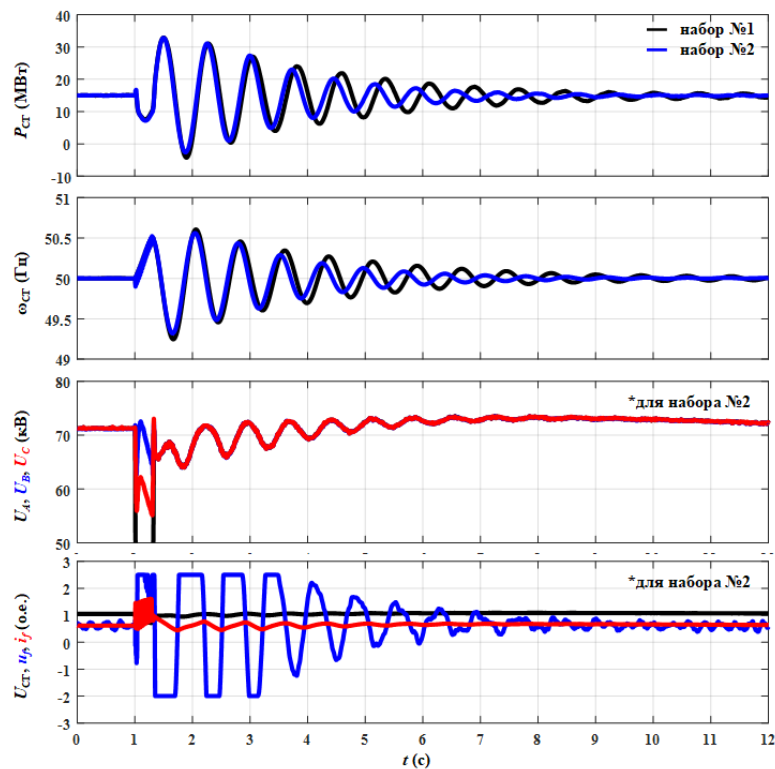


Рисунок 4.10 – Осциллограммы процессов в случае однофазного КЗ с отключением от действия УРОВ при мощности ВИЭ равной 100% от установленной и $Z_{св} = 0,41$ о.е.

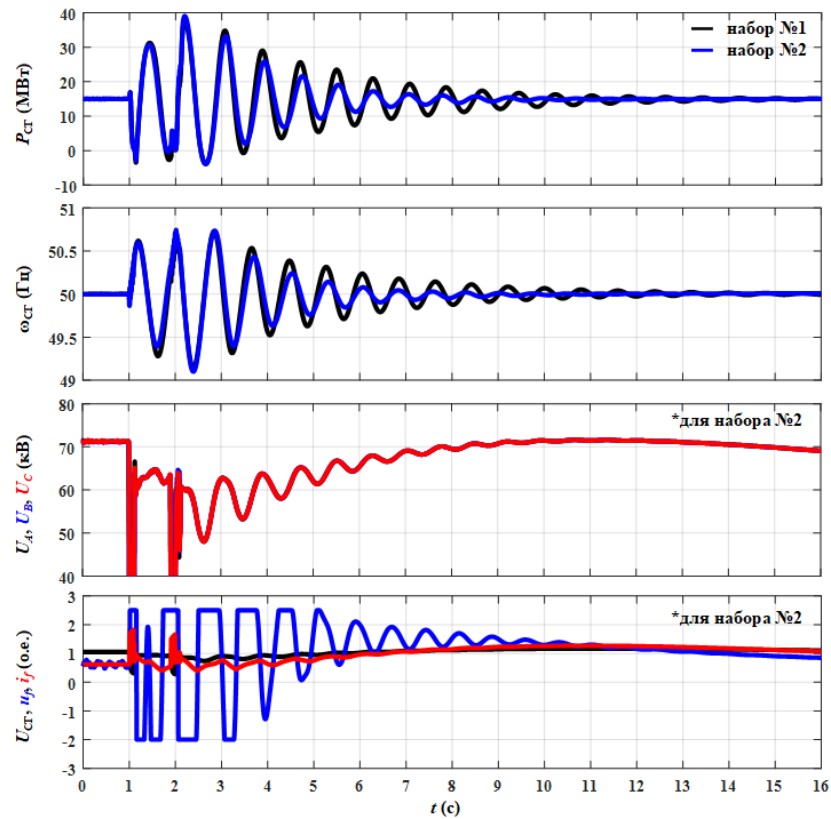


Рисунок 4.11 – Осциллограммы процессов в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при мощности ВИЭ равной 100% от установленной и $Z_{св} = 0,41$ о.е.

Как следует из представленных результатов, уменьшение величины $OKЗ$ позволяет в некоторых случаях улучшить условия демпфирования возникающих послеаварийных колебаний, особенно при большей мощности ВИЭ, за счет удаления прилагаемого возмущения. При этом наибольший эффект наблюдается для первого набора параметров настройки АРВ. По аналогичной причине изменение $OKЗ$ негативно не сказывается на динамической устойчивости ВИЭ, что видно по необходимости их отключения только при воспроизведении отключения ЛЭП при трехфазном КЗ с неуспешным ТАПВ при выдаче 100% мощности ВИЭ. Вместе с тем при заданных параметрах настройки САУ ВИЭ нарушение колебательной устойчивости ВИЭ не наблюдается даже в случае низкого $OKЗ$ равного 2,41 о.е.

Однако отдельно стоит отметить случаи нарушения устойчивой работы ВИЭ по причине еще большего снижения значения $OKЗ$ в точке их подключения с последующим возникновением незатухающих колебаний, при которых также осуществлялась проверка эффективности параметров настройки и работы алгоритмов АРВ в целом. На рисунке 4.12 в качестве примера приведены осциллограммы процессов, полученные при изменении $OKЗ$ с 2,41 о.е. до 1,91 о.е., которое происходит при выводе в ремонт одного из генераторов ЭСТ5. В результате малого возмущения возникают незатухающие колебания с частотой

23,8 Гц и значительной амплитудой, составляющей 3–7% от установившегося значения, что хорошо видно по осциллограмме активной мощности, выдаваемой ВИЭ. При этом АРВ СГ осуществляют эффективное демпфирование электромеханических колебаний и не приводят к раскачиванию генераторов или резонированию с ВИЭ на субсинхронных частотах, что позволяет заключить об их адекватной настройке.

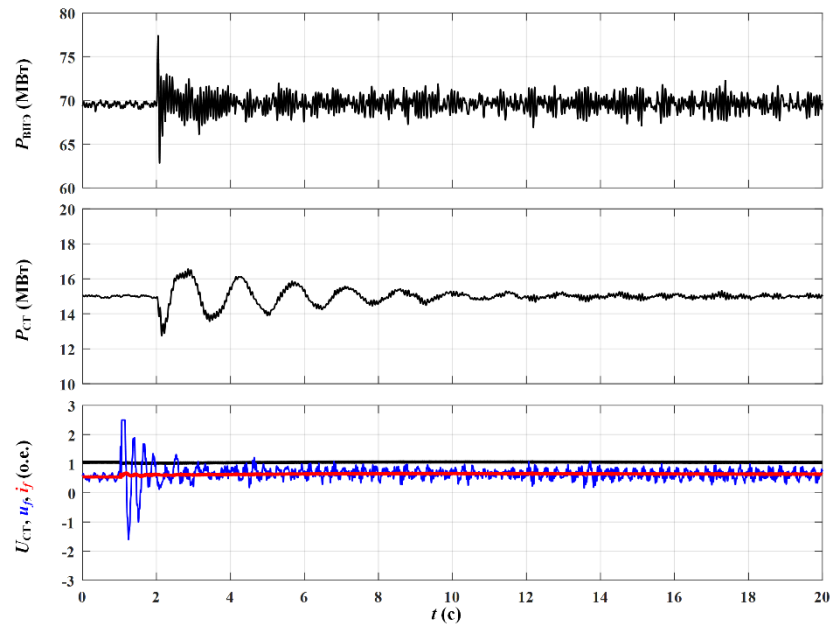


Рисунок 4.12 – Осциллограммы процессов в случае изменения $OKЗ$ с 2,41 о.е. до 1,91 о.е. при мощности ВИЭ равной 100% от установленной

4.2.3. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при учете поддержания непрерывности электроснабжения ВИЭ при низком напряжении

Для учета особенностей работы объектов генерации на базе ВИЭ в случае возникновения возмущений, приводящих к значительным просадкам напряжения в точке подключения ВИЭ к сети, при проверке эффективности параметров настройки АРВ СГ станции в алгоритм работы САУ ВИЭ была добавлена логика функционирования ВИЭ при длительных провалах напряжения, отраженная в стандарте Западного Координационного совета по электроэнергии США (WECC) [199], который подготовлен Исследовательским институтом электроэнергетики EPRI. Данная логика реализовывалась на основе обобщенной вольт-секундной характеристики [200], изображенной на рисунке 4.13, которая сформирована на основе анализа частных характеристик [193], предлагаемых в сетевых кодексах разных стран, и отражает способность поддержания непрерывности электроснабжения ВИЭ при низком напряжении.

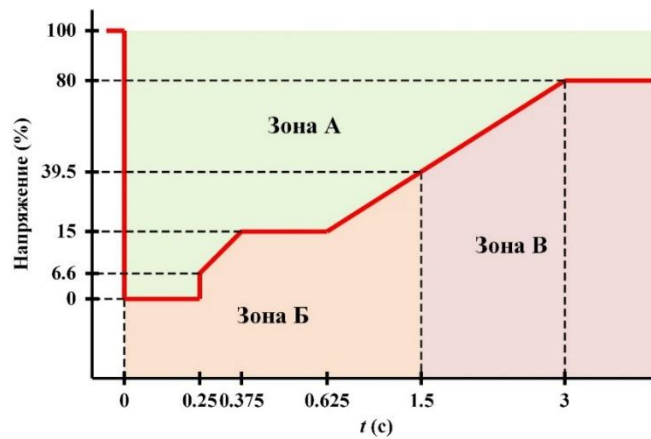


Рисунок 4.13 – Обобщенная вольт-секундная характеристика для ВИЭ

Согласно представленной характеристике, при нахождении уровня напряжения на протяжении всего возмущения и послеаварийного переходного процесса в зоне А отключение ВИЭ не допускается, в зоне Б – возможно только кратковременное отключение ВИЭ с последующей ресинхронизацией в течении не более 2 секунд, в зоне В – возможно отключение ВИЭ, не регламентированное по времени.

Таким образом в качестве нормативного возмущения в данном случае рассматривалось отключение ЛЭП 110 кВ ЭСТ5 – ПС187 действием УРОВ при однофазном КЗ без переходного сопротивления вблизи шин 110 кВ ЭСТ5 с отказом фазы выключателя. Трехфазное КЗ с неуспешным ТАПВ не рассматривалось, т.к. в соответствии с полученными результатами в подразделе 4.2.1 при подобном возмущении происходит нарушение динамической устойчивости ВИЭ. В связи с этим после возникновения однофазного КЗ спустя 0,25 секунды происходит отключение объекта ВИЭ и затем через 2 секунды его обратное несинхронное включение в сеть, как наиболее тяжелое возмущение. Результаты оценки эффективности настроек АРВ приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при учете поддержания непрерывности электроснабжения ВИЭ при низком напряжении

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$		
		30%	50%	100%
<i>ISE</i>	набор №1	0,07	0,13	0,79**
	набор №2	0,03	0,05	0,32
<i>ISTES</i>	набор №1	59,95	101,68	12155,30**
	набор №2	10,62	20,51	326,10
<i>ISTSE</i>	набор №1	1,75	3,01	69,40**
	набор №2	0,48	0,95	8,51
$t_{затух}$ (с)	набор №1	8,8	9,6	>15**
	набор №2	5,4	5,6	10,3

** – происходит возникновение слабозатухающих колебаний

Представленные результаты подтверждают, что второй набор параметров настройки каналов системной стабилизации АРВ позволяет осуществить демпфирование возникающих колебаний во всех случаях за время не более 15 секунд. При этом увеличение выдаваемой мощности ВИЭ в два раза с 50% до 100% от установленной приводит к увеличению времени затухания колебаний активной мощности СГ почти в два раза. Для меньшей мощности ВИЭ эффективность второго набора относительно первого в среднем выше на 40% (рисунок 4.14). Также в таблице отдельно отмечен случай со 100% мощностью ВИЭ при более низких значениях коэффициентов K_{OF} и K_{IF} первого набора, для которого получены слабозатухающие колебания активной мощности СГ (рисунок 4.15), что может быть выявлено исходя из рассчитанных значений $ISTES$ и $ISTSE$, значительно больших, чем для рассматриваемых в предыдущих подразделах случаях с временем затухания, составляющим более 15 секунд. Подобный характер протекания переходного процесса является недопустимым при проведении процедуры настройки АРВ СГ электростанций, поскольку негативно сказывается на работе оборудования из технологических соображений и может приводить к дальнейшему развитию аварийного процесса в целом.

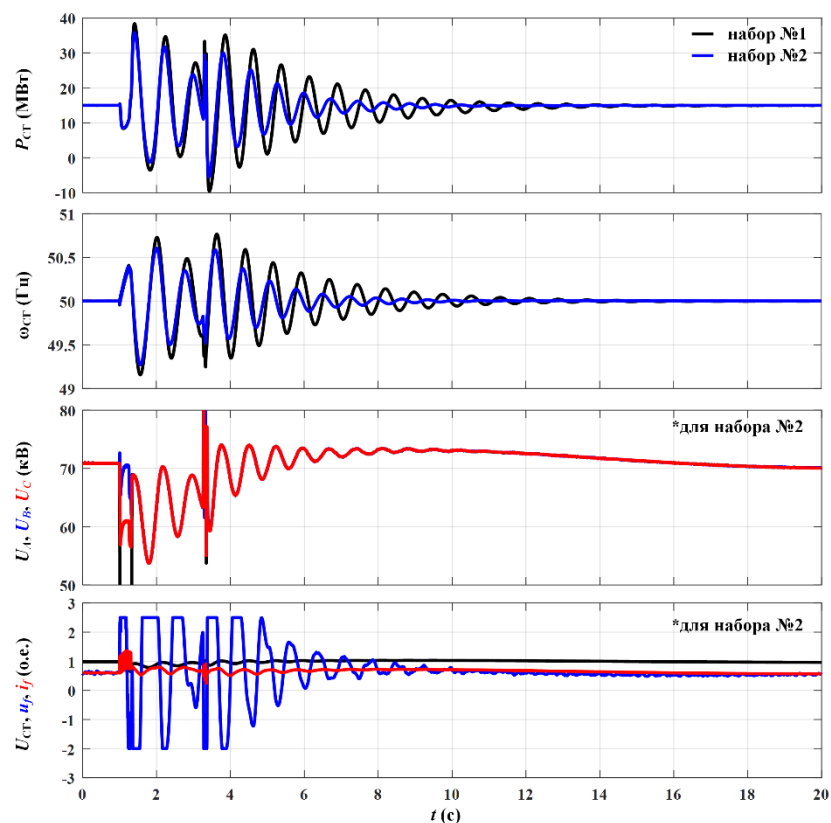


Рисунок 4.14 – Осциллограммы процессов в случае однофазного КЗ с отключением от действия УРОВ при мощности ВИЭ равной 50% от установленной

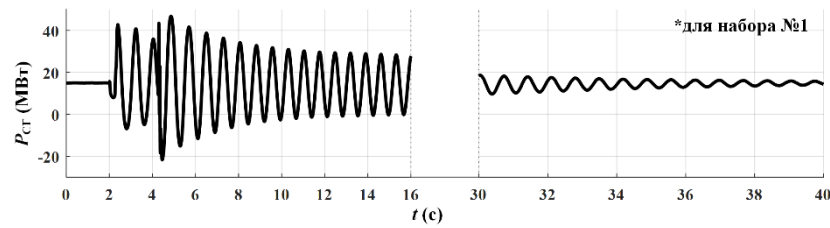


Рисунок 4.15 – Осциллограмма изменения активной мощности СТ в случае однофазного КЗ с отключением от действия УРОВ при мощности ВИЭ равной 100% от установленной для первого набора параметров настройки АРВ

4.2.4. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при отключении ВИЭ в случае повышения напряжения

В качестве тестового возмущения при проведении данной проверки осуществлялось подключение дополнительной емкости (КБ) к шинам 110 кВ ЭСТ5, приводящее к значительному повышению напряжения в точке подключения ВИЭ к сети (более 1,2 о.е.), в связи с чем через 0,2 секунды после возмущения моделировалось отключение ВИЭ. Подобный эксперимент в обобщенном виде учитывает в алгоритме САУ объекта генерации на базе ВИЭ требования к его работе при резких скачках напряжения в электрической сети, которые также регламентируются в зарубежных сетевых кодексах [26] (таблица 4.8). Полученные результаты оценки эффективности настройки АРВ представлены в таблице 4.9, на основании которых видно, что при ступенчатом увеличении напряжения с последующим отключением ВИЭ не происходит значительного увеличения значений интегральных показателей ISE , $ISTES$ и $ISTSE$, а также времени затухания колебаний активной мощности при рассматриваемых наборах параметров каналов системной стабилизации (рисунок 4.16).

Таблица 4.8 – Требования сетевых кодексов разных стран к максимальной продолжительности работы ВИЭ в случае перенапряжений

Страна	$U_{\text{макс}}$ (о.е.)	$t_{\text{макс}}$ (с)
Австралия	1,3	0,06
Дания	1,2	0,1
Германия	1,2	0,1
Испания	1,3	0,25
США	1,2	1

Таблица 4.9 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при отключении ВИЭ в случае скачкообразного повышения напряжения

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$		
		30%	50%	100%
ISE	набор №1	0,008	0,011	0,04
	набор №2	0,004	0,006	0,02
$ISTES$	набор №1	0,46	0,67	3,99
	набор №2	0,09	0,14	0,68
$ISTSE$	набор №1	0,04	0,06	0,25
	набор №2	0,01	0,02	0,09
$t_{затух} (с)$	набор №1	4,2	4,7	6,7
	набор №2	2,5	2,9	4,5

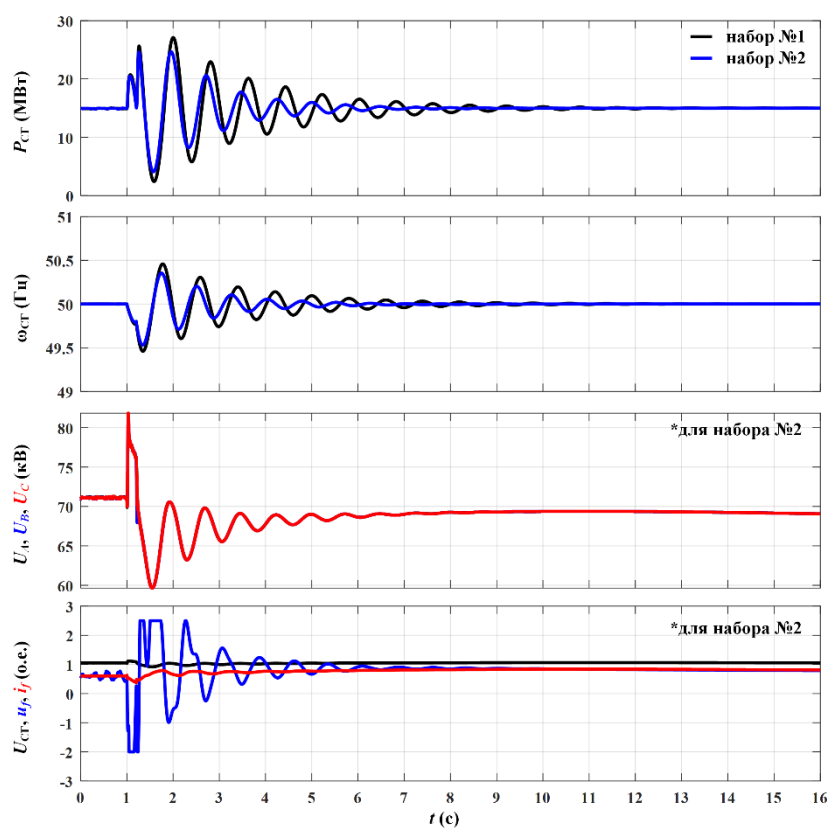


Рисунок 4.16 – Осциллограммы процессов в случае подключения КБ к шинам ЭСТ5 при мощности ВИЭ равной 100% от установленной

4.2.5. Проверка эффективности параметров настройки АРВ при отключении ВИЭ без возмущения

Данная проверка направлена на оценку эффективности параметров настройки AVR-ЗМ при демпфировании послеаварийных колебаний, возникающих при отключении ВИЭ с

разным уровнем генерации активной мощности без возмущения, которое может происходить по ряду причин, отмеченных в [194]. При этом в таблице 4.10 приведены результаты моделирования для ремонтной схемы ЭЭС, когда в работе находится только одна ЛЭП, отходящая от шин 110 кВ ЭСТ5 (линия 110 кВ ЭСТ5 – ПС187), как для наиболее тяжелого режима. В сравнении со случаем, рассмотренном в подразделе 4.2.4, при анализе полученных значений ISE , $ISTES$, $ISTSE$ и времени затухания можно сделать вывод, что происходит несущественное их увеличение для второго набора параметров, чем обеспечивается наиболее эффективная работа АРВ СГ при разных мощностях ВИЭ. Однако для первого набора параметров настройки в случае мощности ВИЭ, равной 100% от установленной, время затухания колебаний активной мощности СГ составляет уже около 9 секунд, что примерно в 1,9 раза больше, чем при втором наборе параметров.

Таблица 4.10 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при отключении ВИЭ без возмущения

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$		
		30%	50%	100%
ISE	набор №1	0,004	0,009	0,04
	набор №2	0,002	0,005	0,03
$ISTES$	набор №1	0,40	0,96	8,52
	набор №2	0,07	0,15	1,02
$ISTSE$	набор №1	0,02	0,06	0,35
	набор №2	0,01	0,02	0,11
$t_{затух} (с)$	набор №1	4,2	5,3	8,9
	набор №2	2,5	3,2	4,7

4.2.6. Проверка правильности работы АРВ СГ при изменении степени компенсации продольного сопротивления отходящих линий

С целью проведения оценки функционирования АРВ СГ электростанции ЭСТ5 в случае работы в ЭЭС с ВИЭ и устройствами продольной компенсации (УПК), как одного из наиболее распространенного типа ГСППТ для ЛЭП широкого класса напряжения (от 35 кВ до 750 кВ), рассматривался случай установки нескольких УПК на ЛЭП, отходящих от шин 110 кВ ЭСТ5 (рисунок 4.17), для повышения их пропускной способности.

С помощью УПК осуществлялась возможность изменения степени компенсации результирующего продольного сопротивления линий $X_{лс}$ вплоть до 70%. Таким образом

при экспериментальных исследованиях варьировались уровень генерации ВИЭ и степень компенсации ЛЭП с последующим моделированием малого возмущения и анализом появления признаков резонансного процесса. При этом также оценивалась работа АРВ СГ с заданными оптимальными параметрами настройки (набор №2) на предмет раскачивания или взаимодействия с возникающими в сети колебаниями на резонансных частотах, что потенциально может привести к возникновению колебаний с увеличивающейся амплитудой. В таблице 4.11 приведены результаты анализа переходных процессов, полученные при моделировании различных случаев, и сделаны выводы о схемно-режимных условиях работы ЭЭС, при которых возможно возникновения субсинхронного резонанса.

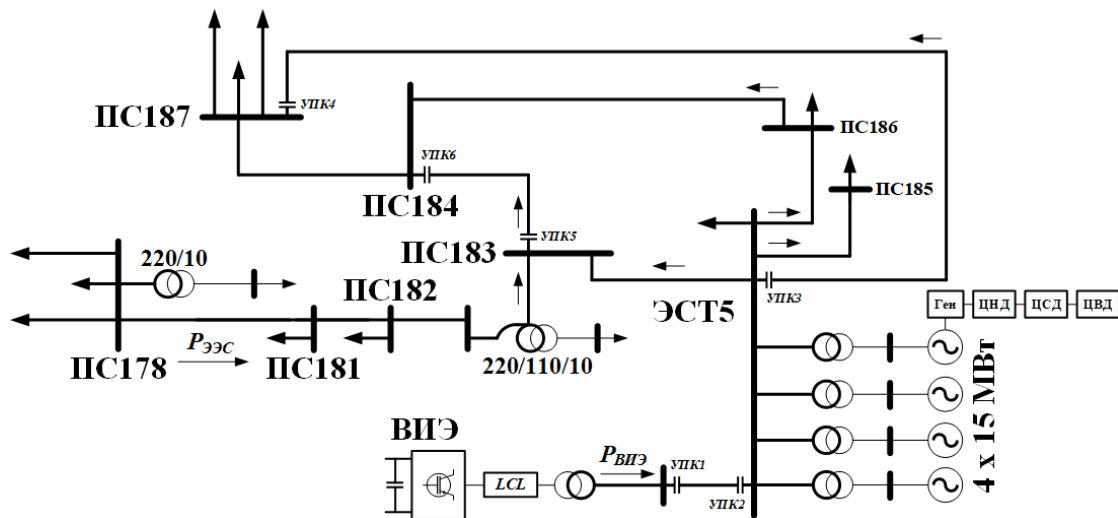


Рисунок 4.17 – Фрагмент тестовой схемы ЭЭС с учетом установки УПК

Таблица 4.11 – Результаты анализа условий возникновения субсинхронного резонанса в сети с УПК

Степень компенсации	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$		
	30%	50%	100%
	Возникновение резонанса		
10%	нет	нет	нет
30%	нет	нет	нет
50%	да	нет	нет
70%	да	да	нет

Из представленных данных можно заключить, что при большом уровне генерации активной мощности ВИЭ (около 100% от $P_{уст,ВИЭ}$) в рассматриваемой ЭЭС не наблюдается возникновение резонанса при любой степени компенсации УПК. Вместе с тем уменьшение выдаваемой мощности ВИЭ при большой степени компенсации (0,5 $X_{ЛЭ}$ и 0,7 $X_{ЛЭ}$) приводит к появлению незатухающих колебаний и, соответственно, развитию субсинхронного резонанса (рисунки 4.18 и 4.19) после возмущения. На рисунках ниже также показаны отклонения частоты вращения отдельных масс валопровода СГ.

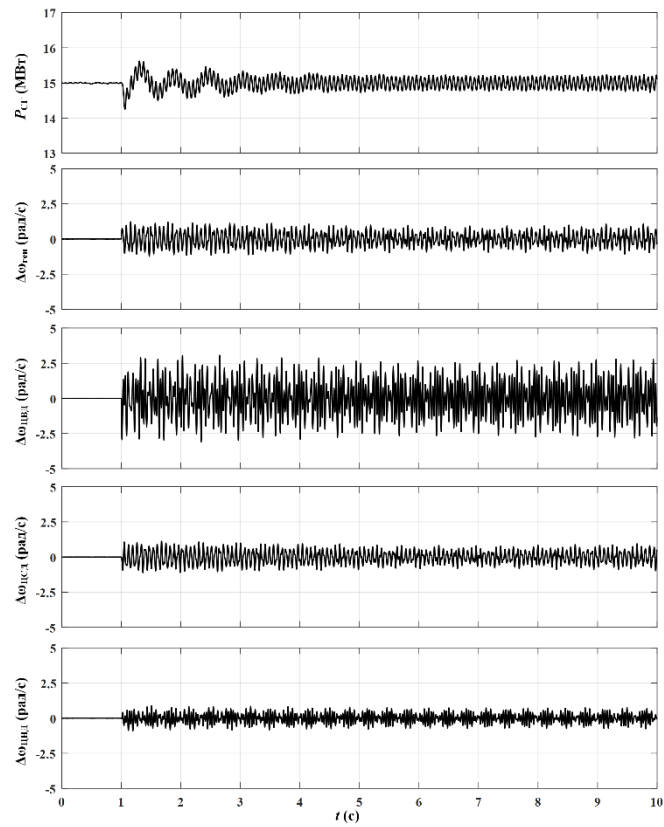


Рисунок 4.18 – Осциллограммы процессов в случае возникновения субсинхронного резонанса при компенсации $0,5X_{\text{ЛЭ}}$

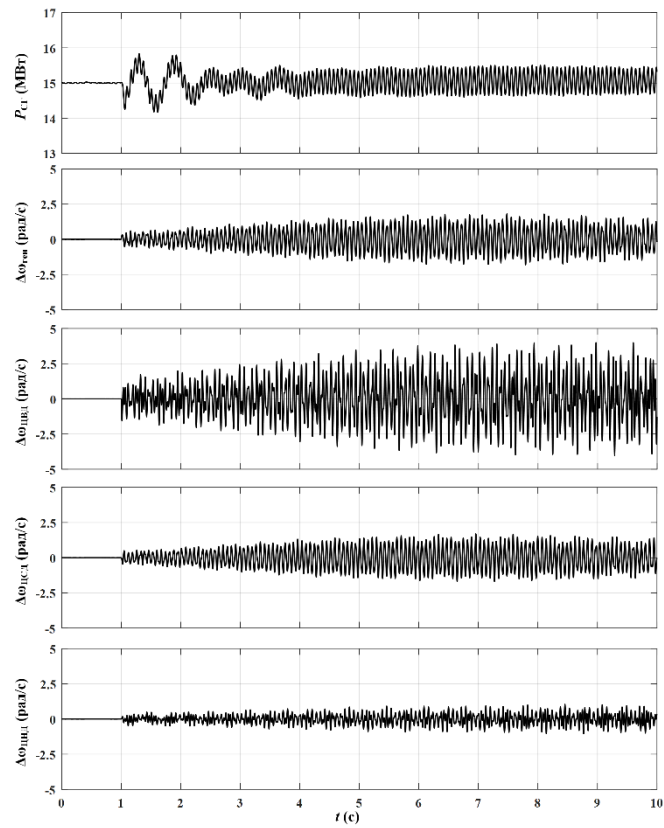


Рисунок 4.19 – Осциллограммы процессов в случае возникновения субсинхронного резонанса при компенсации $0,7X_{\text{ЛЭ}}$

Стоит отметить, что разные условия работы ЭЭС обуславливают возникновение колебаний разной частоты: для первого случая (рисунок 4.18) частота колебаний составляет 13,89 Гц, для второго (рисунок 4.19) – 15,38 Гц. При этом во втором случае частота колебаний является наиболее близкой к одной из собственных частот колебаний валопровода СГ на ЭСТ5 (17 Гц). Последнее становится причиной больших амплитуд колебаний в сравнении с первым случаем, что можно увидеть по амплитуде отклонений частоты вращения массы цилиндра высокого давления. Однако, исходя из осциллограмм полученных процессов, видно, что АРВ СГ осуществляют качественное демпфирование общего электромеханического переходного процесса, а их алгоритмы работы и параметры настройки не приводят к возникновению колебаний на субсинхронных частотах с увеличивающейся амплитудой. Данный факт позволяет заключить об адекватности выбранных параметров настройки каналов системной стабилизации AVR-3М. Для подавления субсинхронного резонанса в рассматриваемых случаях может быть использовано несколько вариантов, которые связаны с применением дополнительных схем демпфирования субсинхронных колебаний на основе управляемых реакторов или активных сопротивлений или другого типа регулятора возбуждения на СГ, например, зарубежного типа с многополосным системным стабилизатором, способным осуществлять демпфирование колебаний в широком диапазоне частот. Однако, как показывают результаты таблицы 4.11, наиболее эффективным решением является шунтирование части УПК для уменьшения степени компенсации X_{Σ} .

4.2.7. Проверка правильности работы АРВ СГ при изменении загрузки и параметров настройки СТАТКОМ

По аналогии с предыдущей проверкой, представленной в подразделе 4.2.7, в данном случае осуществлялась оценка работы АРВ СГ в ЭЭС с ВИЭ и устройством СТАТКОМ, установленном в точке подключения ВИЭ к сети для компенсации реактивной мощности (рисунок 4.20). При этом помимо разного уровня генерации ВИЭ рассматривалась номинальная (1 о.е.) и малая (0,1 о.е.) нагрузка СТАТКОМ по реактивной мощности с разными полосами пропускания (настройками) блока ФАПЧ в составе САУ силового преобразователя СТАТКОМ (таблица 4.12).

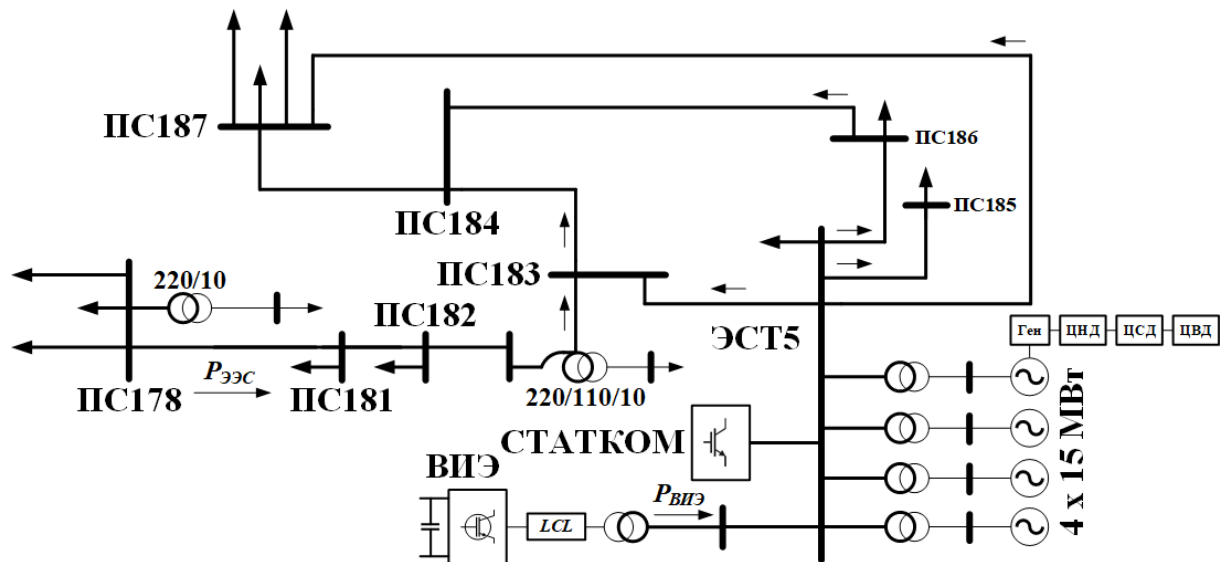


Рисунок 4.20 – Фрагмент тестовой схемы ЭЭС с учетом установки СТАТКОМ

Таблица 4.12 – Результаты анализа условий возникновения колебаний в сети с ВИЭ и СТАТКОМ

Показатель	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст, ВИЭ}$					
	30%	50%	100%	30%	50%	100%
Полоса пропускания / уровень загрузки СТАТКОМ	10 Гц / малая нагрузка			10 Гц / большая нагрузка		
Возникновение колебаний	да	да	да	нет	нет	нет
Полоса пропускания / уровень загрузки СТАТКОМ	30 Гц / малая нагрузка			30 Гц / большая нагрузка		
Возникновение колебаний	нет	да	да	нет	нет	нет
Полоса пропускания / уровень загрузки СТАТКОМ	60 Гц / малая нагрузка			30 Гц / большая нагрузка		
Возникновение колебаний	нет	нет	нет	нет	нет	нет

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что при номинальной нагрузке СТАТКОМ обеспечивается устойчивая работа энергорайона в целом при разной полосе пропускания ФАПЧ. Если нагрузка СТАТКОМ начинает уменьшаться, то возникает влияние настроек ФАПЧ на возникновение колебаний в сети даже при малых возмущениях (рисунки 4.21 и 4.22). В результате экспериментальных исследований при наименьшей полосе пропускания ФАПЧ колебания наблюдались при любом уровне выдачи активной мощности ВИЭ. Увеличение полосы пропускания до 30 Гц позволяет обеспечить устойчивую работы вплоть до мощности ВИЭ равной 37% от установленной (в таблице не показано). При рассмотрении наибольшей полосы пропускания ФАПЧ (60 Гц) становится возможным не допустить нарушение колебательной устойчивости при различных

мощностях ВИЭ и СТАТКОМ, однако стоит учитывать, что подобная настройка СТАТКОМ может негативно сказываться на запасах его динамической устойчивости – при больших возмущениях характерна потеря синхронизма ФАПЧ. Также необходимо отметить, что изменение полосы пропускания ФАПЧ значительно изменяет частоту возникающих колебаний без влияния на их амплитуду: на рисунке 4.21 частота колебаний составляет 12,25 Гц, на рисунке 4.22 – 24,04 Гц. При этом во всех рассмотренных случаях отсутствует возникновение колебаний с увеличивающейся амплитудой по причине неправильной настройки параметров АРВ турбогенераторов ЭСТ5, на основании чего аналогично можно заключить об адекватности их выбора. Таким образом в соответствии с обозначенным подходом к проверке функционирования устройств АРВ СГ возможно определение допустимых и оптимальных параметров настройки СТАТКОМ, которые в целом позволяют обеспечить необходимые запасы колебательной устойчивости.

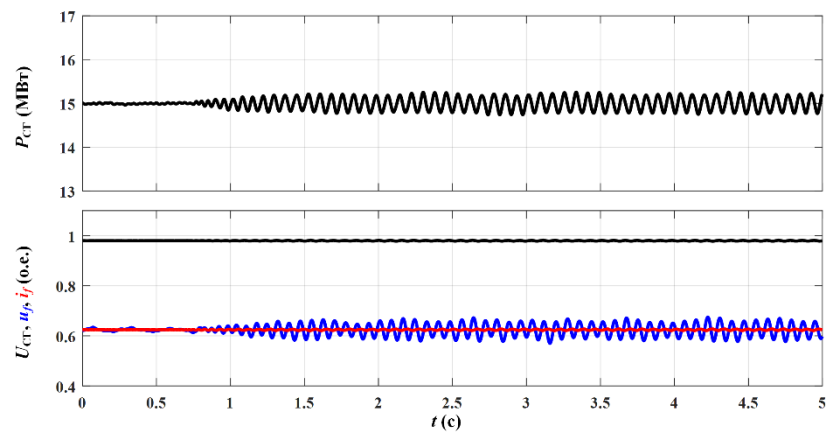


Рисунок 4.21 – Осциллограммы процессов в случае возникновения колебаний при мощности ВИЭ равной 100% от установленной, малой нагрузке СТАТКОМ и полосе пропускания блока ФАПЧ равной 10 Гц

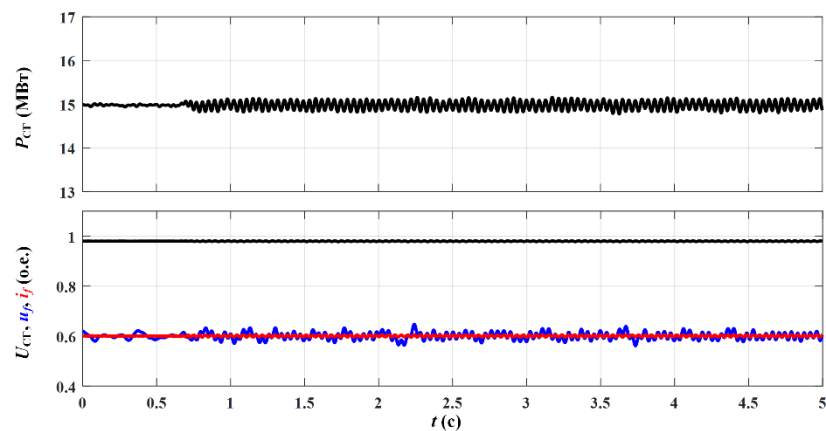


Рисунок 4.22 – Осциллограммы процессов в случае возникновения колебаний при мощности ВИЭ равной 100% от установленной, малой нагрузке СТАТКОМ и полосе пропускания блока ФАПЧ равной 30 Гц

4.2.8. Проверка эффективности работы АРВ СГ совместно с ВИЭ-СТАТКОМ

Дальнейшие проверки, представленные в данном и последующих подразделах (4.2.9 и 4.2.10), по оценке правильности и эффективности выбранных параметров настройки регуляторов AVR-3М турбогенераторов ЭСТ5 направлены на анализ изменения качества демпфирования послеаварийных колебаний при применении на объекте ВИЭ дополнительных мероприятий по увеличению запасов устойчивости ЭЭС в целом. В первом случае рассматривается потенциальная возможность использования в САУ ВИЭ алгоритма работы СТАТКОМ [190], что позволяет новым объектам генерации выступать в роли источника дополнительной реактивной мощности. Генерация ВИЭ реактивной мощности при различного рода возмущениях положительно сказывается на характере протекания переходных процессов. При этом осуществлена проверка работы АРВ СГ с разными параметрами настройки каналов системной стабилизации с целью количественной оценки изменения уровня амплитуды возникающих колебаний и времени их затухания (таблица 4.13).

Таблица 4.13 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при работе ВИЭ с алгоритмом СТАТКОМ

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$			
		30%	50%	70%	100%
Возмущение 1 – однофазное КЗ с отключением от УРОВ					
ISE	набор №1	0,01	0,02	0,02	0,03
	набор №2	0,01	0,01	0,02	0,02
ISTES	набор №1	1,31	1,10	1,16	1,42
	набор №2	1,20	1,09	1,16	1,43
ISTSE	набор №1	0,18	0,21	0,19	0,18
	набор №2	0,14	0,11	0,11	0,16
$t_{затух}$ (с)	набор №1	3,4	3,8	3,6	3,7
	набор №2	3,2	3,5	3,6	3,7
Возмущение 2 – трехфазное КЗ с неуспешным ТАПВ					
ISE	набор №1	0,07	0,08	0,12	0,15
	набор №2	0,06	0,08	0,09	0,10
ISTES	набор №1	16,76	21,39	33,03	32,01
	набор №2	13,27	12,96	10,85	12,05
ISTSE	набор №1	0,58	0,33	0,53	0,68
	набор №2	0,35	0,32	0,36	0,40
$t_{затух}$ (с)	набор №1	4,8	4,5	5,6	6,5
	набор №2	4,3	4,5	4,9	5,2

За счет работы ВИЭ-СТАТКОМ в ЭЭС становится возможным уменьшить значения интегральных показателей ISE , $ISTES$ и $ISTSE$, а также времени затухания колебаний в среднем более чем на 50% в сравнении с результатами, представленными в таблице 4.4. Наибольшая эффективность применения ВИЭ-СТАТКОМ наблюдается для первого набора параметров, поскольку становится возможным уменьшить время демпфирования колебаний примерно в 2 раза во всех рассмотренных случаях. При этом в некоторых схемно-режимных условиях получено, что время затухания колебаний активной мощности СГ на ЭСТ5 при разных наборах параметров настройки АРВ СГ совпадает. Однако за счет анализа предлагаемых интегральных показателей возможны как более объективная оценка работы устройств АРВ, так и формирование вывода о большей эффективности второго набора параметров (рисунок 4.23). В результате рассмотренные наборы параметров настройки каналов системной стабилизации AVR-3М не приводят к ухудшению условий демпфирования или возникновению колебаний с увеличивающейся амплитудой во всех случаях. Также изменение алгоритма работы ВИЭ при возмущениях позволяет существенно увеличить динамическую устойчивость генерирующей установки на базе ВИЭ, что видно по возможности воспроизведения трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ в случае большого уровня генерации объекта ВИЭ без необходимости отключения последнего. В результате совместное использование ВИЭ-СТАТКОМ с оптимальными параметрами настройками АРВ СГ (набор №2) позволяет значительно улучшить эффективность демпфирования колебаний и, соответственно, качество переходных процессов.

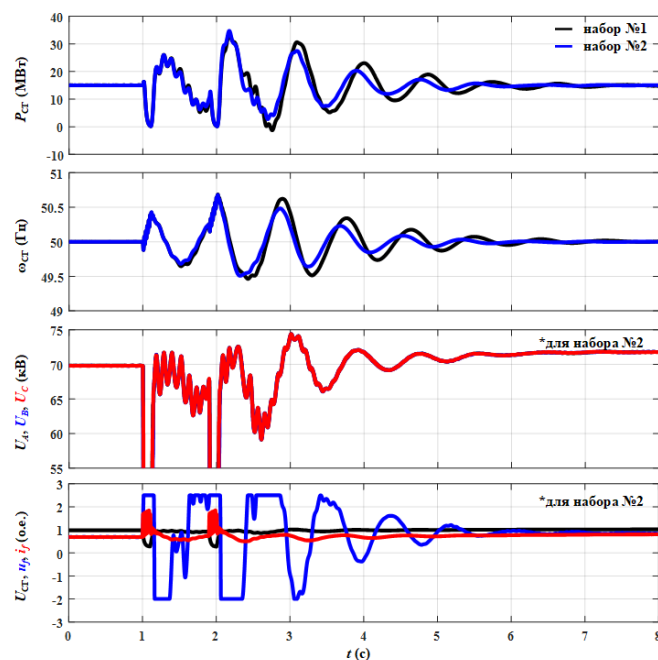


Рисунок 4.23 – Осциллограммы процессов в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при мощности ВИЭ равной 30% от установленной и учете алгоритма ВИЭ-СТАТКОМ

4.2.9. Проверка эффективности работы АРВ СГ при изменении параметров настройки САУ ВИЭ

Также одним из возможных вариантов повышения динамической устойчивости ВИЭ при больших возмущениях (например, трехфазном КЗ с неуспешным ТАПВ) может являться изменение настроек блока ФАПЧ САУ силового преобразователя с целью уменьшения его результирующей полосы пропускания [201]. Результаты оценки эффективности работы АРВ СГ при изменении полосы пропускания ФАПЧ объекта генерации на базе ВИЭ приведены в таблице 4.14 в случае отключения ЛЭП 110 кВ ЭСТ5 – ПС187 при трехфазном КЗ с неуспешным ТАПВ.

Таблица 4.14 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ при разных настройках ФАПЧ у ВИЭ

Показатель	Набор параметров	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$			
		30%	50%	70%	100%
Полоса пропускания ФАПЧ равна 10 Гц					
ISE	набор №1	0,15	0,16	0,19	0,21
	набор №2	0,10	0,11	0,11	0,12
$ISTES$	набор №1	39,45	39,93	56,33	65,80
	набор №2	10,12	10,08	12,02	19,37
$ISTSE$	набор №1	1,63	1,74	2,21	2,59
	набор №2	0,79	0,80	0,85	1,11
$t_{затух} (с)$	набор №1	9,9	9,9	10,5	10,7
	набор №2	6,6	6,5	6,6	8,0
Полоса пропускания ФАПЧ равна 30 Гц					
ISE	набор №1	0,13	0,13	0,15	0,15
	набор №2	0,09	0,08	0,08	0,07
$ISTES$	набор №1	36,04	34,72	51,69	51,36
	набор №2	9,22	7,17	8,74	9,42
$ISTSE$	набор №1	1,43	1,44	1,88	1,87
	набор №2	0,72	0,58	0,63	0,58
$t_{затух} (с)$	набор №1	10,0	9,2	10,6	10,7
	набор №2	6,5	6,2	6,6	7,4

На основании полученных результатов моделирования, а также значений критериев оценки эффективности можно заключить, что уменьшение полосы пропускания блока ФАПЧ не является однозначным решением проблемы повышения запасов динамической устойчивости объектов генерации на базе ВИЭ. С одной стороны, динамическая устойчивость ВИЭ повышается, что позволяет рассматривать наиболее тяжелое

возмущение в виде трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ без необходимости отключения ВИЭ, с другой – за счет уменьшения полосы пропускания происходит увеличение минимально допустимого значения коэффициента $OKЗ$ в точке подключения ВИЭ к сети (таблица 4.15), что означает снижение запасов колебательной устойчивости ВИЭ в сравнении с исходной настройкой САУ (полоса пропускания ФАПЧ составляет 60 Гц). При этом стоит отметить, что уменьшение полосы пропускания блока ФАПЧ для ВИЭ также сказывается на демпфировании возникающих колебаний (рисунок 4.24). Последнее выражается в увеличении значений интегральных показателей и времени затухания – увеличение составляет в общем случае для всех наборов параметров настройки каналов АРВ около 1 секунды. Кроме того, значения критериев для второго набора параметров, который является оптимальным, при различной мощности ВИЭ получаются больше, чем в предыдущем рассмотренном случае с ВИЭ-СТАТКОМ (например, время затухания колебаний активной мощности СГ может составлять около или даже больше 6 секунд). Таблица 4.15 – Минимально допустимые значения коэффициента $OKЗ$ при разных настройках ФАПЧ у ВИЭ

Параметр	Полоса пропускания ФАПЧ ВИЭ		
	10 Гц	30 Гц	60 Гц
$OKЗ_{\min}$	2,26	2,07	1,91

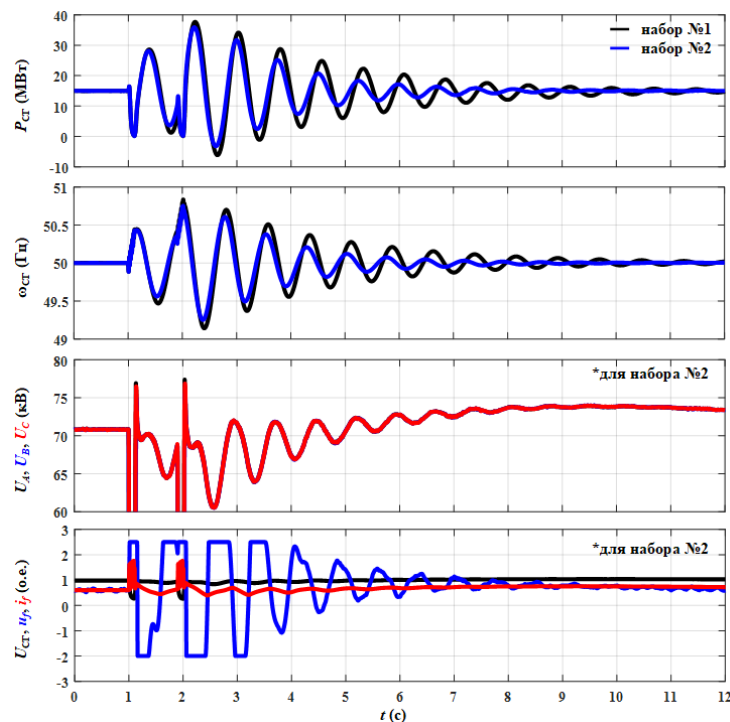


Рисунок 4.24 – Осциллограммы процессов в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при мощности ВИЭ равной 50% от установленной и полосе пропускания блока ФАПЧ равной 10 Гц

4.2.10. Проверка эффективности работы АРВ СГ при добавлении канала стабилизации в САУ ВИЭ

В данном подразделе рассматривается одно из наиболее перспективных направлений развития подходов к управлению новыми объектами генерации на базе ВИЭ – применение в структуре их САУ дополнительных каналов стабилизации [202] по аналогии с традиционными синхронными машинами. Данный подход является альтернативным способом демпфирования колебаний за счет использования возможностей контура по управлению реактивной мощностью ВИЭ. Применение каналов стабилизации направлено на улучшение условий демпфирования, которое обеспечивается с помощью использования в алгоритме управления дополнительного внешнего сигнала, содержащего информацию о возникающих колебаниях в ЭЭС. При этом возникает параллельная актуальная задача, связанная с выбором оптимальных параметров настройки каналов стабилизации ВИЭ с учетом настроек АРВ СГ электростанций, а также динамических свойств ЭЭС в целом. Принятая в данном случае структура канала стабилизации представлена на рисунке 4.25 [203], в связи с чем процедура настройки заключается в выборе постоянных времени и коэффициентов усиления.

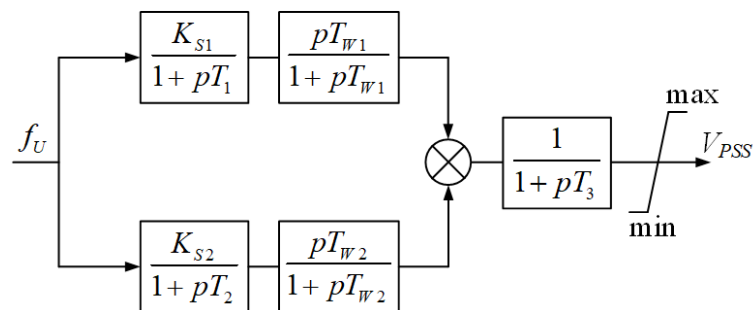


Рисунок 4.25 – Структура каналов стабилизации для САУ ВИЭ

Постоянные времени выбраны на основе собственной частоты колебаний генераторов ЭСТ5, коэффициенты усиления изменялись в диапазоне от 0 до 10. Далее в таблице 4.16 приведены результаты оценки эффективности работы АРВ СГ при их оптимальной настройке (набор №2) в случае изменения настроек канала стабилизации ВИЭ (набору I соответствуют значения $K_{S1} = 3,5$ о.е. и $K_{S2} = 2,0$ о.е.; набору II – $K_{S1} = 3,0$ о.е. и $K_{S2} = 0,5$ о.е.) при отключении ЛЭП 110 кВ ЭСТ5 – ПС187 основными защитами при трехфазном КЗ с неуспешным ТАПВ.

Таблица 4.16 – Результаты анализа эффективности параметров настройки АРВ СГ и канала стабилизации ВИЭ

Показатель	Набор параметров для ВИЭ	Выдаваемая мощность ВИЭ в % от $P_{уст,ВИЭ}$			
		30%	50%	70%	100%
<i>ISE</i>	без	0,12	0,11	0,09	0,19*
	набор I	0,03	0,04	0,10	0,43
	набор II	0,02	0,04	0,10	0,25
<i>ISTES</i>	без	13,27	11,62	9,01	32,00*
	набор I	1,15	1,09	2,52	91,14
	набор II	0,82	0,80	2,50	23,32
<i>ISTSE</i>	без	0,98	0,88	0,65	1,89*
	набор I	0,12	0,11	0,37	5,20
	набор II	0,07	0,10	0,36	1,98
$t_{затух} (с)$	без	5,8	5,8	5,8	7,0*
	набор I	3,0	3,3	3,9	7,4
	набор II	2,1	1,9	3,7	5,7

Вследствие применения в контуре по управлению реактивной мощностью ВИЭ канала стабилизации становится возможным обеспечить не только эффективное демпфирование послеаварийных электромеханических колебаний (рисунок 4.26), но и повысить динамическую устойчивость ВИЭ. Анализируя полученные значения критериев оценки эффективности, видно, что применение ВИЭ-СТАТКОМ и дополнительного канала стабилизации приводит примерно к одинаковому результату. При этом для случаев с мощностью ВИЭ равной 50% и 70% от установленной при наборе II для канала стабилизации ВИЭ время затухания даже меньше примерно на 60% и 25% соответственно, чем при рассмотрении ВИЭ-СТАТКОМ. Отдельно стоит отметить, что применение набора I приводит к большим значениям *ISE*, *ISTES*, *ISTSE* и времени затухания колебаний активной мощности СГ. Кроме этого, для 50% мощности ВИЭ за счет набора II становится возможным уменьшить время затухания в 3 раза в сравнении со случаем ВИЭ без канала стабилизации. Таким образом при скоординированной настройке АРВ СГ и САУ ВИЭ, направленной на выбор оптимальных и адекватных реальным условиям функционирования параметров настройки, становится возможным обеспечение эффективного демпфирования колебаний параметров электрического режима в широком многообразии схемно-режимных условий работы современных ЭЭС с ВИЭ.

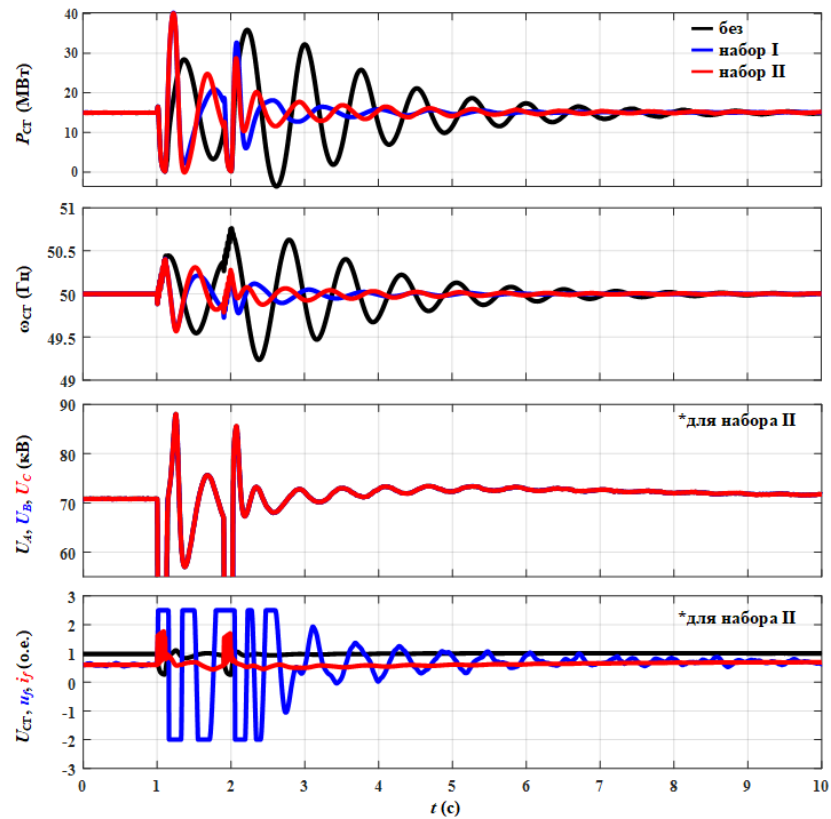


Рисунок 4.26 — Осциллограммы процессов в случае трехфазного КЗ с неуспешным ТАПВ при мощности ВИЭ равной 50% от установленной и добавлении в САУ ВИЭ каналов стабилизации

4.2.11. Обобщение результатов настройки АРВ СГ с применением ВМК РВ ЭЭС в соответствии с предлагаемой методикой

На основе полученных результатов моделирования и расчета критериев оценки эффективности параметров настройки АРВ СГ на примере конкретной модели ЭЭС, которые частично представлены в подразделах данной главы, могут быть сделаны следующие выводы:

1. В результате применения предлагаемой методики настройки становится возможным уточнить параметры настройки каналов системной стабилизации АРВ СГ, что обусловлено учетом дополнительных схемно-режимных условий, характерных для объектов ВИЭ и устройств ГСППТ. Кроме того, при учете ряда специальных режимов, а также ненормативных возмущений возможно проведение комплексной оценки правильности и эффективности выбранных параметров настройки АРВ на динамической модели ЭЭС, что позволяет заключить о характере переходных процессов и возможности возникновения нарушения устойчивости.

2. При рассмотрении эффективности работы АРВ с разными параметрами настройки, полученными с помощью традиционной (первый набор) и предлагаемой (второй набор) методики, можно сделать однозначный вывод о большей эффективности второго набора параметров, что доказывается за счет использования дополнительных критериев при количественной оценке эффективности работы АРВ в виде совокупности интегральных показателей. Данные показатели позволяют заключить о качестве переходных процессов в целом на заданном интервале времени – величине амплитуды колебаний и времени их затухания. При этом на основе анализа полученных результатов могут быть сформированы интервалы количественных значений, соответствующие определенным качественным характеристикам эффективности настройки устройств АРВ (таблица 4.17).

Таблица 4.17 – Интервалы значений интегральных показателей для оценки качества настройки АРВ СГ

Показатель	Качество настройки			
	крайне эффективная	эффективная	неэффективная	возможны слабозатухающие колебания
<i>ISE</i>	0 – 0,02	0,02 – 0,4	0,4 – 0,7	>0,7
<i>ISTES</i>	0 – 1	1 – 250	250 – 1000	>1000
<i>ISTSE</i>	0 – 0,05	0,05 – 15	15 – 50	>50

3. В случае использования первого набора параметров для каналов системной стабилизации АРВ, который получен с помощью применения метода *D*-разбиения и традиционной методики настройки, возможны случаи, когда демпфирование послеаварийных электромеханических колебаний на частоте ротора СГ при введенных каналах стабилизации в конкретных рассматриваемых режимах при ненормативных возмущениях, воспроизводящих более тяжелые аварийные ситуации, осуществляется за время более 15 секунд, либо может даже происходить возникновение слабозатухающих колебаний параметров электрического режима. Таким образом подобные параметры настройки АРВ СГ могут быть признаны неудовлетворяющими требования Стандарта [38] и должны быть скорректированы. Корректировка возможна за счет применения предлагаемой в диссертационной работе методики настройки АРВ СГ, на основе которой получены параметры настройки, обеспечивающие уменьшение амплитуды и времени затухания электромеханических переходных процессов, а также необходимые запасы колебательной и динамической устойчивости во всех рассматриваемых схемно-режимных условиях работы ЭЭС.

4. При рассмотрении отдельных режимов, которые подразумевают изменение схемно-режимных условий работы СГ за счет изменения условий подключения объектов ВИЭ, параметров настройки их САУ, а также разной степени продольной компенсации в ближайшей электрической сети, что может становиться причиной нарушения устойчивости в результате появления колебаний параметров электрического режима в широком диапазоне частот, выявлено, что выбранные параметры настройки АРВ СГ, соответствующие второму набору параметров, по аналогии с другими рассматриваемыми случаями обеспечивают эффективное демпфирование электромеханических переходных процессов на частоте колебаний ротора СГ и не приводят к нарушению устойчивости работы СГ по причине его раскачивания или взаимодействия с возникающими колебаниями.

5. За счет применения дополнительных мероприятий по увеличению возможностей управления и устойчивости ВИЭ в целом, заключающихся в использовании алгоритма ВИЭ-СТАТКОМ, изменении настроек САУ ВИЭ и введении каналов стабилизации в контур по управлению реактивной мощностью ВИЭ, осуществляется значительное улучшение условий демпфирования колебаний, а также увеличение запасов динамической устойчивости самого объекта ВИЭ, что подтверждается результатами проведенных экспериментальных исследований. При этом показано, что выбранные параметры настройки АРВ СГ являются также адекватными для рассматриваемых случаев и не приводят к возникновению колебаний с увеличивающейся амплитудой. Кроме того, для случая с использованием дополнительных каналов стабилизации в контуре по управлению реактивной мощностью САУ ВИЭ получено, что при скоординированной настройке АРВ СГ и САУ ВИЭ возможно многократное улучшение условий демпфирования колебаний в сравнении со случаем без использования подобных каналов стабилизации. Таким образом при корректировке параметров настройки каналов стабилизации для ВИЭ достигается существенное увеличение эффективности демпфирования колебаний параметров электрического режима при различных возмущениях и схемно-режимных условиях работы ЭЭС за счет использования возможностей как традиционных, так и новых объектов генерации.

4.3. Выводы по главе 4

Проведенный в соответствии с предлагаемой методикой настройки устройств АРВ СГ комплекс экспериментальных исследований подтвердил необходимость учета

особенностей функционирования новых объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ при исследовании современных ЭЭС, что заключается в рассмотрении более широкого спектра характерных режимов и возмущений. Последнее позволяет определить оптимальные и адекватные реальным условиям функционирования настройки регуляторов возбуждения, а также осуществить комплексную проверку их эффективности. В результате на основе анализа полученных значений критериев оценки качества настройки АРВ СГ выявлено, что уточненные параметры настройки каналов системной стабилизации АРВ, определенные с помощью разработанной методики и соответствующие второму набору параметров при экспериментах, в сравнении с параметрами, выбранными по традиционной методике, не приводят к возникновению слабозатухающих колебаний параметров электрического режима или резонансных явлений, позволяют осуществлять более эффективное демпфирование послеаварийных колебаний, а также обеспечить высокие запасы как колебательной, так и динамической устойчивости при различных схемно-режимных условиях работы рассмотренной ЭЭС в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Проведен анализ влияния внедрения в существующие ЭЭС современных объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ различного типа, в том числе подключаемых к электрической сети с помощью силовых преобразователей, на динамику протекания переходных процессов и устойчивость современных ЭЭС в целом.

2. В качестве решения проблемы обеспечения надежности и устойчивости современных ЭЭС в диссертационной работе проанализирована возможность применения АРВ СГ электрических станций, поскольку данная режимная автоматика отвечает за функционирование как СГ, так и всей ЭЭС в целом в нормальных и переходных режимах, а также обладает необходимым потенциалом и свойствами как для повышения эффективности демпфирования колебаний, так и для обеспечения высоких запасов колебательной и динамической устойчивости.

3. Выполнен анализ существующих направлений в области развития систем регулирования возбуждения СГ, а также совершенствования подходов к их настройке, на основании которого выявлены и обоснованы сложности применения устройств АРВ с нелинейной структурой, добавления новых каналов стабилизации или сигналов регулирования, а также факторы, препятствующие комплексному решению проблемы настройки устройств АРВ в современных ЭЭС, адекватной реальным условиям их функционирования, в рамках применения существующих и перспективных методов и средств.

4. Для комплексного решения проблематики настройки АРВ СГ в современных ЭЭС с ВИЭ и ГСППТ в диссертационной работе предложено использовать средства для математического моделирования электромагнитных переходных процессов в ЭЭС, необходимые для осуществления адекватной настройки АРВ и позволяющие осуществлять воспроизведение ЭЭС реальных размерностей без их значительного эквивалентирования с учетом детальных моделей различных устройств и объектов в их составе. В качестве основы таких средств выступает ВМК РВ ЭЭС, разработанный с применением концепции гибридного моделирования, объединяющей в себе аналоговый, цифровой и физический подходы к моделированию ЭЭС, что позволяет исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение математических моделей элементов и совокупной модели ЭЭС в целом, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также проблему сходимости итерационного процесса.

5. Разработана теоретически и практически обоснованная концепция осуществления настройки АРВ СГ с учетом современных тенденций развития и модернизации ЭЭС на основе применения средств моделирования электромагнитных переходных процессов, в частности ВМК РВ ЭЭС, на этапе проверки предварительно выбранных параметров настройки АРВ на динамической модели ЭЭС. Сформированные положения концепции позволяют комплексно оценить влияние интеграции различного рода объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ на эффективность функционирования АРВ СГ, а также провести необходимые мероприятия по корректировке и оптимизации параметров настройки устройств АРВ для обеспечения качественного управления режимами, необходимой эффективности демпфирования колебаний и уровня устойчивости ЭЭС в целом. Подобные свойства концепции обеспечиваются за счет возможности получения наиболее полной и достоверной информации о режимах и процессах в современных ЭЭС, которая затем используется для определения параметров настройки устройств АРВ СГ и оценки их эффективности.

6. Разработаны с применением положений гибридного моделирования необходимые программно-аппаратные средства реализации СГП энергоблока, совместимого с ВМК РВ ЭЭС, который позволяет при настройке АРВ СГ детально учитывать модели электрической машины с учетом возможности задания мультимассности вала, системы возбуждения, современных устройств АРВ любого типа и исполнения, первичного двигателя и его систем автоматического регулирования, нагрузки собственных нужд и силового блочного трансформатора. Подобная совокупная модель обеспечивает при осуществлении математического моделирования условия подключения синхронного генератора к ЭЭС, максимально приближенные к реальным, что позволяет наиболее полно и достоверно воспроизводить процессы как в рамках энергоблока, так и во внешней ЭЭС, в которой используется подобная детальная и достаточно подробная модель.

7. Сформированы положения методики настройки устройств АРВ СГ, учитывающие особенности функционирования новых объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ при формировании математической модели ЭЭС, на которой осуществляется настройка устройств АРВ, а также перечня рассматриваемых конкретных режимов и возмущений, которые необходимы как для выбора правильной и оптимальной настройки регуляторов возбуждения, так и для адекватной проверки ее эффективности. В рамках методики также обосновано применение дополнительных критериев оценки эффективности выбранных параметров настройки АРВ СГ, что заключается в расчете совокупности интегральных показателей качества переходных процессов.

8. Выполнен комплекс экспериментальных исследований, подтверждающий эффективность разработанной методики настройки АРВ СГ электрических станций при внедрении объектов генерации на базе ВИЭ и устройств ГСППТ в современные ЭЭС, а также доказывающий необходимость использования дополнительных критериев оценки качества выбранных параметров настройки АРВ для формирования однозначного вывода об их правильности и эффективности в различных схемно-режимных условиях работы ЭЭС в целом.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГДП	—	асинхронный генератор двойного питания
АПВ	—	автоматическое повторное включение
АРВ	—	автоматический регулятор возбуждения
АРВ СД	—	автоматический регулятор возбуждения сильного действия
АРМ	—	автоматизированное рабочее место
АРН	—	автоматический регулятор напряжения
АРЧМ	—	автоматический регулятор частоты и мощности
АЦП	—	аналого-цифровой преобразователь
В	—	возбудитель
ВИЭ	—	возобновляемые источники энергии
ВМК РВ ЭЭС	—	Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем
ВЭУ	—	ветроэнергетическая установка
ГСПБТ	—	гибридный сопроцессор силового блочного трансформатора
ГСПМВ	—	гибридный сопроцессор мультимассной модели вала
ГСППТ	—	гибкие системы передачи переменного тока
ГСПСВ	—	гибридный сопроцессор системы возбуждения
ГСПСГ	—	гибридный сопроцессор синхронного генератора
ГСПСН	—	гибридный сопроцессор модели нагрузки собственных нужд
КБ	—	конденсаторная батарея
КЗ	—	короткое замыкание
МПУ	—	микропроцессорный узел
НМО	—	нормализованное максимальное отклонение
НСКО	—	нормализованное среднеквадратичное отклонение
ОВ	—	обмотка возбуждения синхронного генератора
ОВВ	—	обмотка возбуждения возбудителя
ОКЗ	—	отношение короткого замыкания
PDQ	—	процессор взаимного преобразования переменных систем $dq0$ и abc
ПАК	—	программно-аппаратный комплекс
ПАЦП	—	процессор аналого-цифрового преобразования
ПВ	—	подвозбудитель
ПВК	—	программно-вычислительный комплекс

ПИД	—	пропорционально-интегрально-дифференциальный закон управления
ПККЗ	—	процессор коммутации короткозамыкателей
ПКЛВ	—	процессор коммутации линейных выключателей
ПКТП	—	процессор коммутации тиристорных преобразователей
ПН	—	повторитель напряжения
ПНТ	—	преобразователь «напряжение-ток»
ППСУЗ	—	периферийный процессор систем управления и защиты
САР	—	система автоматического регулирования
САУ	—	система автоматического управления
СГ	—	синхронный генератор
СГП	—	специализированный гибридный процессор
СМНР	—	система мониторинга переходных режимов
СТАТКОМ	—	статический компенсатор реактивной мощности
СУТ	—	система управления тиристорами
ТП	—	тиристорный преобразователь
УПК	—	устройство продольной компенсации
УРОВ	—	устройство резервирования отказа выключателя
ФАПЧ	—	фазовая автоподстройка частоты
ФМКЗ	—	физическая модель короткозамыкателей
ФМЛВ	—	физическая модель линейных выключателей
ФЭУ	—	фотоэлектрическая установка
ЦАП	—	цифро-аналоговый преобразователь
ЦП	—	центральный процессор
ЦУАК	—	цифруправляемый аналоговый ключ
ШИМ	—	широтно-импульсная модуляция
ЭЭС	—	электроэнергетическая система
AVR	—	automatic voltage regulator
HVRT	—	high voltage ride through
IEEE	—	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISE	—	интегральный показатель по квадрату ошибки
ISTES	—	квадратичный интегральный показатель по квадрату времени и квадрату ошибки
ISTSE	—	интегральный показатель по квадрату времени и квадрату ошибки

LVRT	–	low voltage ride through
PSS	–	power system stabilizer
RTDS	–	Real-Time Digital Simulator

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волкова, И.О. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью / И.О. Волкова, В.В. Бушуев, Ф.В. Веселов. – М.: ОАО Федеральная сетевая компания Единой Электроэнергетической системы, 2012. – 238 с.
2. Илюшин, П.В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.
3. Ackermann, T. Distributed generation: A definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder // *Electric Power Systems Research*. – 2001. – Vol. 57 (3). – P. 195–204.
4. Жданеев, О.В. Развитие ВИЭ и формирование новой энергополитики России / О.В. Жданеев, С.С. Зуев // *Энергетическая политика*. – 2020. – № 2 (144). – С. 84–95.
5. Денисенко, А.И. Регулировочные характеристики статического синхронного продольного компенсатора / А.И. Денисенко, А.С. Лямов, С.В. Смоловик, А.Л. Тупицина // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2019. – № 2 (81). – С. 107–112.
6. Соснина, Е.Н. Повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии в составе виртуальной электростанции на основе мультиагентного управления / Е.Н. Соснина, А.В. Шалуха, Н.И. Эрдили // *Вестник Чувашского университета*. – 2022. – № 3. – С. 103–113.
7. Adetokun, B.B. Application and control of flexible alternating current transmission system devices for voltage stability enhancement of renewable-integrated power grid: A comprehensive review / B.B. Adetokun, C.M. Muriithi // *Heliyon*. – 2021. – Vol. 7(3). – e06461.
8. Булатов, Ю.Н. Применение накопителей энергии и управляемых установок распределенной генерации для снижения провалов напряжения в сетевом энергетическом кластере / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // *Системы. Методы. Технологии*. – 2018. – № 2 (38). – С. 38–43.
9. Petinrin, J.O. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems / J.O. Petinrin, M. Shaabanb // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – Vol. 65. – P. 770–783.
10. Kou, G. Fault Characteristics of Distributed Solar Generation / G. Kou, L. Chen, P. Vansant, F. Velez-Cedeno, Y. Liu // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 2020. – Vol. 35 (2). – P. 1062–1064.
11. Шескин, Е.Б. Проблемы использования потенциала возобновляемых источников энергии для регулирования частоты в электрических системах / Е.Б. Шескин // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2019. – № 1 (80). – С. 97–104.

12. Ситников, С.А. Анализ проблем энергосистемы с высокой долей солнечной генерации / С.А. Ситников, Н.М. Шайтор, А.В. Горпинченко, Е.А. Дубков // Вестник ИжГТУ имени М.Т. Калашникова. – 2021. – Т. 24, № 1. – С. 87–95.
13. Kroposki, B. Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy / B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge, B. Hannegan // IEEE Power and Energy Magazine. – 2017. – Vol. 15 (2). – P. 61–73.
14. Braslavsky, J.H. Voltage Stability in a Grid-Connected Inverter With Automatic Volt-Watt and Volt-VAR Functions / J.H. Braslavsky, L.D. Collins, J.K. Ward // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2019. – Vol. 10 (1). – P. 84–94.
15. Liu, H. An Oscillatory Stability Criterion Based on the Unified dq-Frame Impedance Network Model for Power Systems With High-Penetration Renewables / H. Liu, X. Xie, W. Liu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2018. – Vol. 33 (3). – P. 3472–3485.
16. Рысев, Д.В. Оценка учета АРВ генератора в модели энергосистемы при исследовании подсинхронного резонанса / Д.В. Рысев, П.В. Рысев, К.С. Шульга, О.В. Мешалкин // Динамика систем, механизмов и машин. – 2019. – Т. 7, № 2. – С. 67–72.
17. Li, J. Impact of increased wind power generation on subsynchronous resonance of turbine-generator units / J. Li, X.-P. Zhang // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2016. – Vol. 4 (2). – P. 219–228.
18. Безруких, П.П. Ветроэнергетика: Справочное и методическое пособие. – М.: изд. «Энергия», 2010. – 320 с.
19. Ackermann, T. Wind Power in Power Systems, 2nd Edition. – John Wiley & Sons, Ltd., New York, NY, USA, 2012. – 1120 p.
20. Wang, L. Investigation of SSR in Practical DFIG-Based Wind Farms Connected to a Series-Compensated Power System / L. Wang, X. Xie, Q. Jiang, H. Liu, Y. Li, H. Liu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2015. – Vol. 30 (5). – P. 2772–2779.
21. Ахмедов, С.Б. Влияние распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии с использованием силовой электроники на резонанс на гармонических частотах / С.Б. Ахмедов, П.Л. Климов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24, № 1 (150). – С. 97–111.
22. Xie, X. Improved synchrophasor measurement to capture sub/super-synchronous dynamics in power systems with renewable generation / X. Xie, Y. Zhan, H. Liu, C. Liu // IET Renewable Power Generation. – 2019. – Vol. 13 (1). – P. 49–56.

23. Онисова, О.А. Характеристика влияния распределенной генерации на функционирование релейной защиты и автоматики / О.А. Онисова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 5 (50). – С. 88–93.
24. Haddadi, A. Impact of Inverter Based Resources on System Protection / A. Haddadi, E. Farantatos, I. Kocar, U. Karaagac // *Energies*. – 2021. – Vol. 14 (4). – 1050.
25. Илюшин, П.В. Расширение области допустимых режимов для генерирующих установок объектов распределенной генерации при провалах напряжения / П.В. Илюшин // *Энергетик*. – 2018. – № 11. – С. 21–27.
26. Din, Z. Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends / Z. Din, J. Zhang, Z. Xu, Y. Zhang, J. Zhao // *IET Renewable Power Generation*. – 2021. – Vol. 15 (3). – P. 614–630.
27. Rezkalla, M. Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions / M. Rezkalla, M. Pertl, M. Marinelli // *Electrical Engineering*. – 2018. – Vol. 100 (4). – P. 2677–2693.
28. Shair, J. Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics / J. Shair, H. Li, J. Hu, X. Xie // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2021. – Vol. 145. – 111111.
29. Kunjumammed, L.P. Electrical Oscillations in Wind Farm Systems: Analysis and Insight Based on Detailed Modeling / L.P. Kunjumammed, B.C. Pal, C. Oates, K.J. Dyke // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2016. – Vol. 7 (1). – P. 51–62.
30. Obaid, Z.A. Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods / Z.A. Obaid, L.M. Cipcigan, L. Abraham, M.T. Muhssin // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2019. – Vol. 7 (1). – P. 9–25.
31. Cabrera-Tobar, A. Active and reactive power control of a PV generator for grid code compliance / A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, O. Gomis-Bellmunt // *Energies*. – 2019. – Vol. 12 (20). – 3872.
32. Асабин, А.А. Экспериментальные исследования тиристорного регулятора напряжения / А.А. Асабин, Е.Н. Соснина, И.В. Белянин, Е.В. Крюков, Р.Ш. Бедретдинов, В.М. Ковин // *Интеллектуальная электротехника*. – 2020. – № 4 (12). – С. 6–26.
33. Yazdi, S.S.H. Adaptation of VSC-HVDC connected DFIG based offshore wind farm to grid codes: A comparative analysis / S.S.H. Yazdi, J. Milimonfared, S.H. Fathi // *International Journal of Renewable Energy Development*. – 2019. – Vol. 8 (1). – P. 91–101.
34. Седойкин, Д.Н. Новая структура канала стабилизации режима синхронного генератора и общие принципы его настройки на основе нечеткого аппроксиматора / Д.Н.

Седойкин, А.А. Юрганов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – № 1 (74). – С. 67–74.

35. Илюшин, П.В. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – № 3 (36). – С. 14–23.

36. IEEE Std. 421.5-2016. Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. – IEEE Power Engineering Society, New York, 2016.

37. Коротков, В.Ф. Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах / В.Ф. Коротков. – М.: ИД МЭИ, 2013. – 416 с.

38. СТО 59012820.29.160.20.004-2019. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов [электронный ресурс]. – М.: АО «СО ЕЭС», 2019.

39. Юрганов, А.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А.А. Юрганов, В.А. Кожевников. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.

40. Комков, А.Л. Особенности алгоритма реализации системных функций в российских автоматических регуляторах возбуждения сильного действия / А.Л. Комков, Е.Н. Попов, Н.Ю. Филимонов, А.А. Юрганов, А.А. Бурмистров // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 9. – С. 92–94.

41. Беркович, М.А. Основы автоматики энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 432 с.

42. Гуриков, О.В. Разработка методики настройки системных стабилизаторов зарубежного типа с использованием частотных методов анализа / О.В. Гуриков, А.С. Зеленин, Д.А. Кабанов // Электрические станции. – 2015. – № 12 (1013). – С. 9–17.

43. Коган, Ф.Л. Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме / Ф.Л. Коган // Электрические станции. – 2019. – № 7 (1056). – С. 27–35.

44. Недоливко, А.В. Повышение динамической устойчивости транзитных электропередач переменного тока на основе применения данных мониторинга переходных режимов / А.В. Недоливко, А.Н. Беляев // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2016. – № 4 (254). – С. 106–115.

45. Крюков, О.В. Способ стабилизации работы синхронных машин с использованием виртуального датчика нагрузки / О.В. Крюков, И.В. Гуляев, Д.Ю. Теплухов // Электротехника. – 2019. – № 7. – С. 2–7.

46. Elliott, R.T. A Generalized PSS Architecture for Balancing Transient and Small-Signal Response / R.T. Elliott, P. Arabshahi, D.S. Kirschen // IEEE Transactions on Power Systems. – 2020. – Vol. 35 (2). – P. 1446–1456.
47. Prakash, T. A synchrophasor measurement based wide-area power system stabilizer design for inter-area oscillation damping considering variable time-delays / T. Prakash, V.P. Singh, S.R. Mohanty // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2019. – Vol. 105. – P. 131–141.
48. Liu, Z. Enhancement of power system stability using a novel power system stabilizer with large critical gain / Z. Liu, W. Yao, J. Wen // Energies. – 2017. – Vol. 10 (4). – 449.
49. Shokouhandeh, H. Robust design of fuzzy-based power system stabiliser considering uncertainties of loading conditions and transmission line parameters / H. Shokouhandeh, M. Jazaeri // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2019. – Vol. 13 (19). – P. 4287–4300.
50. Седойкин, Д.Н. Адаптивный автоматический регулятор возбуждения на основе нечеткого аппроксиматора в режиме недовозбуждения синхронной машины / Д.Н. Седойкин, А.А. Юрганов // Научнотехнические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2018. – Т. 24, № 2. – С. 22–29.
51. Беляев, А.Н. Синтез централизованного адаптивного регулятора возбуждения на основе нейронных сетей методом обучения с подкреплением / А.Н. Беляев, О.О. Переслыцких, В.С. Полушкин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 2 (83). – С. 42–53.
52. Kahouli, O. PSS design for damping low-frequency oscillations in a multi-machine power system with penetration of renewable power generations / O. Kahouli, M. Jebali, B. Alshammari, H.H. Abdallah // IET Renewable Power Generation. – 2019. – Vol. 13 (1). – P. 116–127.
53. Хижняков, Ю.Н. Нейро-нечеткий регулятор напряжения объекта управления / Ю.Н. Хижняков, А.А. Южаков // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. – 2011. – Т. 54, № 12. – С. 51–56.
54. Muljono, A.B. Coordination of adaptive neuro fuzzy inference system (ANFIS) and type-2 fuzzy logic system-power system stabilizer (T2FLS-PSS) to improve a large-scale power system stability / A.B. Muljono, I.M. Ginarsa, I.M.A. Nrartha, A. Dharma // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2018. – Vol. 8 (1). – P. 76–86.
55. Sreedivya, K.M. Improved Design of Interval Type-2 Fuzzy based Wide Area Power System Stabilizer for Inter-area Oscillation Damping / K.M. Sreedivya, P. Aruna Jeyanthi, D. Devaraj // Microprocessors and Microsystems. – 2021. – Vol. 83. – 103957.

56. Zhou, J. A Computationally Efficient Method to Design Probabilistically Robust Wide-Area PSSs for Damping Inter-Area Oscillations in Wind-Integrated Power Systems / J. Zhou, D. Ke, C.Y. Chung, Y. Sun // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2018. – Vol. 33 (5). – P. 5692–5703.
57. Тащилин В. А. Анализ и выбор параметров стабилизации устройств регулирования возбуждения с использованием методов идентификации: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Екатеринбург, 2018. – 139 с.
58. Rigatos, G. A nonlinear H-infinity control approach to stabilization of distributed synchronous generators / G. Rigatos, P. Siano, A. Melkikh, N. Zervos // *IEEE Systems Journal*. – 2018. – Vol. 12 (3). – P. 2625–2663.
59. Kumar, A. Nonlinear AVR for power system stabilisers robust phase compensation design / A. Kumar // *IET Generation, Transmission and Distribution*. – 2020. – Vol. 14 (21). – P. 4927–4935.
60. Ayman, M. Robust multi-objective PSSs design via complex Kharitonov's theorem / M. Ayman, M. Soliman // *European Journal of Control*. – 2021. – Vol. 58. – P. 131–142.
61. Faraji, A. A combined approach for power system stabilizer design using continuous wavelet transform and SQP algorithm / A. Faraji, A. Hesami Naghshbandy // *International Transactions on Electrical Energy Systems*. – 2019. – Vol. 29 (3). – e2768.
62. Sabo, A. Application of neuro-fuzzy controller to replace smib and interconnected multi-machine power system stabilizers / A. Sabo, N.I.A. Wahab, M.L. Othman, M.Z.A.M. Jaffar, H. Acikgoz, H. Beiranvand // *Sustainability (Switzerland)*. – 2020. – Vol. 12 (22). – 9591.
63. Zhang, G. Deep Reinforcement Learning-Based Approach for Proportional Resonance Power System Stabilizer to Prevent Ultra-Low-Frequency Oscillations / G. Zhang, W. Hu, D. Cao, Q. Huang, J. Yi, Z. Chen, F. Blaabjerg // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2020. – Vol. 11 (6). – P. 5260–5272.
64. Идрисов, Р.Р. Использование метода D-разбиения для анализа настроек АРВ в режиме реального времени / Р.Р. Идрисов, В.А. Тащилин, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин // *Сборник статей VII Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2016»*. – В 3 т. Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 212–215.
65. Ayman, M. Decentralised design of robust multi-objective PSSs: D-decomposition approach / M. Ayman, M. Soliman // *IET Generation, Transmission and Distribution*. – 2020. – Vol. 14 (23). – P. 5392–5406.

66. Butti, D. Model Order Reduction Based Power System Stabilizer Design Using Improved Whale Optimization Algorithm / D. Butti, S.K. Mangipudi, S. Rayapudi // IETE Journal of Research, 2021 (в печати).
67. Verdejo, H. Implementation of particle swarm optimization (PSO) algorithm for tuning of power system stabilizers in multimachine electric power systems / H. Verdejo, V. Pino, W. Kliemann, C. Becker, J. Delpiano // Energies. – 2020. – Vol. 13 (8). – 2093.
68. Чехонадских, А.В. Область стабилизации нелинейной модели синхронного генератора с ПИДД2-регулятором возбуждения / А.В. Чехонадских // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2020. – № 4 (49). – С. 51–61.
69. Mohandes, B. Development of PSS tuning rules using multi-objective optimization / B. Mohandes, Y.L. Abdelmagid, I. Boiko // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2018. – Vol. 100. – P. 449–462.
70. Приходько, М.А. Адаптивный блок согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов электростанций / М.А. Приходько, Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2015. – Т. 1. – С. 71–75.
71. Marinescu, B. Three-level coordination in power system stabilization / B. Marinescu, D. Petesch // Electric Power Systems Research. – 2014. – Vol. 111. – P. 40–51.
72. Kang, R.D. Coordinated tuning of power system controllers using parallel genetic algorithms / R.D. Kang, E.A. Martinez, E.C. Viveros // Electric Power Systems Research. – 2021. – Vol. 190. – 106628.
73. Guesmi, T. New coordinated tuning of SVC and PSSS in multimachine power system using coyote optimization algorithm / T. Guesmi, B.M. Alshammari, Y. Almalaq, A. Alateeq, K. Alqunun // Sustainability (Switzerland). – 2021. – Vol. 13 (6). – 3131.
74. Baadji, B. Comprehensive learning bat algorithm for optimal coordinated tuning of power system stabilizers and static VAR compensator in power systems / B. Baadji, H. Bentarzi, A. Bakdi // Engineering Optimization. – 2020. – Vol. 52 (10). – P. 1761–1779.
75. Sharma, A. Optimum location of PSS and its parameters by using particle swarm optimization / A. Sharma, R. Kumar // International Journal of Advanced Research in Engineering and Technology. – 2019. – Vol. 10 (2). – P. 571–584.
76. Matsukawa, Y. Optimal Placement and Tuning Approach for Design of Power System Stabilizers and Wide Area Damping Controllers Considering Transport Delay / Y. Matsukawa, M. Watanabe, H. Takahashi, Y. Mitani // IFAC-PapersOnLine. – 2018. – Vol. 51 (32). – P. 534–539.

77. Бердин, А.С. Определение мгновенных параметров электрического режима с повышенной частотой дискретизации / А.С. Бердин, А.А. Дмитриева, П.Ю. Коваленко, М.Д. Сенюк // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 1 (82). – С. 137–146.
78. Hannan, M.A. Artificial Intelligent Based Damping Controller Optimization for the Multi-Machine Power System: A Review / M.A. Hannan, N.N. Islam, A. Mohamed, M.S.H. Lipu, P.J. Ker, M.M. Rashid, H. Shareef // IEEE Access. – 2018. – Vol. 6. – P. 39574–39594.
79. Бурмистров, А.А. Сравнительный анализ системных стабилизаторов / А.А. Бурмистров, В.А. Хлямов, Н.Д. Поляхов // Управление режимами Единой энергосистемы России. Сб. докл. Открытой Всероссийской НТК. Под ред. В.И. Решетова. – М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2002.
80. Бейм, Р.С. Исследование электроэнергетических систем и микропроцессорных устройств автоматики на электродинамической модели МЭИ / Р.С. Бейм, С.Ю. Сыромятников // Энергетик. – 2008. – № 10. – С. 16–18.
81. Герасимов, А.С. Об опыте верификации цифровых и физических моделей энергосистем / А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, А.Н. Смирнов // Электрические станции. – 2010. – № 11. – С. 14–19.
82. Bialek, J. Benchmarking and Validation of Cascading Failure Analysis Tools / J. Bialek, E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Cotilla-Sanchez, C. Dent, I. Dobson, P. Henneaux, P. Hines, J. Jardim, S. Miller, M. Panteli, M. Papic, A. Pitto, J. Quiros-Tortos, D. Wu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 31 (6). – P. 4887–4900.
83. Tusun, S. Decentralized Synergetic Power System Stabilizer / S. Tusun, I. Erceg, M. Mehmedović, D. Sumina // Electrical Engineering. – 2018. – Vol. 100 (1). – P. 311–320.
84. De Ayres Junior, F.A.C. A fractional order power system stabilizer applied on a small-scale generation system / F.A.C. De Ayres Junior, C.T. Da Costa Junior, R.L.P. De Medeiros, W.B. Junior, C.C. Das Neves, M.K. Lenzi, G.M. Veroneze // Energies. – 2018. – Vol. 11 (8). – 2052.
85. Елисеев, Д.А. Микропроцессорная система для моделирования устройств автоматического регулирования в составе физических моделей энергосистем / Д.А. Елисеев, А.С. Зеленин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 2 (79). – С. 73–81.
86. Глебов, И.А. Электромагнитные процессы систем возбуждения синхронных машин / И.А. Глебов. – Л.: Наука, 1987. – 344 с.
87. Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies. – CIGRE Report 727, 2018. – 292 p.

88. Юрганов, А.А. Некоторые соображения о статье Ф.Л. Когана «Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме» / А.А. Юрганов // Электрические станции. – 2019. – № 7 (1056). – С. 36–37.
89. Климова, Т.Г. Исследование автоматических регуляторов возбуждения синхронного генератора с различными сигналами каналов стабилизации по частоте / Т.Г. Климова, О.О. Николаева // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 2 (65). – С. 110–115.
90. Комков, А.Л. Реализация системных функций АРВ сильного действия синхронных генераторов / А.Л. Комков, Е.Н. Попов, Н.Ю. Филимонов, А.А. Юрганов, А.А. Бурмистров // Электрические станции. – 2019. – № 2 (1051). – С. 33–36.
91. Воропай, Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем / Н.И. Воропай // Электричество. – 2020. – № 7. – С. 12–21.
92. Гуриков, О.В. Методика выбора параметров настройки системных стабилизаторов микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения, работающих в энергообъединениях сложной структуры: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Санкт-Петербург, 2020. – 196 с.
93. Протокол № АН-253пр от 30.07.2019 Совещания «О ходе подготовки субъектов электроэнергетики и объектов ЖКХ Дальневосточного федерального округа к прохождению отопительного сезона 2019-2020 годов» [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download/15274/101484> (дата обращения: 21.06.2021).
94. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 году. Итоги прохождения ОЗП 2016-2017 годов [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/2065/78487> (дата обращения: 21.06.2021).
95. Об итогах подготовки субъектов электроэнергетики к прохождению ОЗП 2015-2016 годов [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download/263/64595> (дата обращения: 21.06.2021).
96. Ghorbaniparvar, M. Survey on forced oscillations in power system / M. Ghorbaniparvar // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2017. – Vol. 5 (5). – P. 671–682.
97. Alhelou, H.H. A survey on power system blackout and cascading events: Research motivations and challenges / H.H. Alhelou, M.E. Hamedani-Golshan, T.C. Njenda, P. Siano // Energies. – 2019. – Vol. 12 (4). – 682.
98. Meegahapola, L.G. Review on Oscillatory Stability in Power Grids with Renewable Energy Sources: Monitoring, Analysis, and Control Using Synchrophasor Technology / L.G.

Meegahapola, S. Bu, D.P. Wadduwage, C.Y. Chung, X. Yu // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2021. – Vol. 68 (1). – P. 519–531.

99. Герасимов, А.С. Сертификационные испытания АРВ сильного действия отечественных и зарубежных компаний на цифроаналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС» / А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, Д.А. Кабанов // Электрические станции. – 2015. – № 12 (1013). – С. 4–12.

100. Балабанов, М.С. Анализ программных комплексов, применяемых при проектировании FACTS устройств / М.С. Балабанов, Р.Н. Хамитов // Информационные технологии в проектировании и производстве. – 2014. – № 4 (156). – С. 23–28.

101. Мочалов, Д.О. Комплексы моделирования в реальном времени для современных энергосистем / Д.О. Мочалов, Я.В. Законьшек, М.А. Шамис // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 1 (10). – С. 70–74.

102. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1999.

103. ГОСТ Р 55993-2014. Системы фотоэлектрические. Термины, определения и символы. – М.: Стандартиформ, 2015.

104. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.

105. Hatziargyriou, N. Definition and Classification of Power System Stability Revisited and Extended / N. Hatziargyriou, J.V. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – Vol. 36(4). – P. 3271–3281.

106. Plakhtyna, O. Real-time models of electromechanical power systems, based on the method of average voltages in integration step and their computer application / O. Plakhtyna, A. Kutsyk, M. Semeniuk // Energies. – 2020. – Vol. 13 (9). – 2263.

107. Суворов, А.А. Проблема верификации средств моделирования электроэнергетических систем и концепция ее решения / А.А. Суворов, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, М.В. Андреев // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – № 1. – С. 11–23.

108. Илюшин, П.В. Совершенствование противоаварийного и режимного управления энергорайонов с распределенной генерацией: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – Санкт-Петербург, 2019. – 499 с.

109. Suvorov, A.A. Validation of Positive-Sequence Modeling of Large-Disturbance Stability in a Distribution Network with Distributed Generation Using the Hybrid Comprehensive

Simulator / A.A. Suvorov, A.B. Askarov, M.V. Andreev, A.S. Gusev // IEEE Access. – 2021. – Vol. 9. – P. 65216–65233.

110. Pourbeik, P. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies / P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J.D. Weber, P.S. Zadehkhost, Y. Kazachkov, S. Tacke, J. Wen, A. Ellis // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2017. – Vol. 32 (3). – P. 1108–1116.

111. Gu, K. Sub-synchronous interactions in power systems with wind turbines: a review / K. Gu, F. Wu, X.-P. Zhang // IET Renewable Power Generation. – 2019. – Vol. 13(1). – P. 4–15.

112. Liu, H. Subsynchronous Interaction Between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks / H. Liu, X. Xie, J. He, T. Xu, Z. Yu, C. Wang, C. Zhang // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Vol. 32 (6). – P. 4708–4720.

113. Xiong, L. Modeling and stability issues of voltage-source converter dominated power systems: A review / L. Xiong, X. Liu, Y. Liu, F. Zhuo // CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020 (в печати).

114. He, X. Modeling of wind turbine generators for power system stability studies: A review / He X., Geng H., Mu G. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – Vol. 143. – 110865.

115. Li, Y. A Multi-Rate Co-Simulation of Combined Phasor-Domain and Time-Domain Models for Large-Scale Wind Farms / Y. Li, D. Shu, F. Shi, Z. Yan, Y. Zhu, N. Tai // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2020. – Vol. 35 (1). – P. 324–335.

116. Андреев, В.Б. Теория численных методов / В.Б. Андреев, А.В. Гулин, Е.С. Николаев, Б.Н. Четверушкин // Вестник Московского университета. Серия 15: Вычислительная математика и кибернетика. – 2005. – № 5. – С. 39–52.

117. Cai, Y. A Predictor-Corrector Method for Power System Variable Step Numerical Simulation / Y. Cai, J. Zhang, W. Yu // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Vol. 34 (4). – P. 3283–3285.

118. Lu, Y. Validation of real-time system model in western interconnection / Y. Lu, S. Kincic, H. Zhang, K. Tomsovic // 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2017. – P. 1–5.

119. Kunjumammed, L.P. The Adequacy of the Present Practice in Dynamic Aggregated Modeling of Wind Farm Systems / L.P. Kunjumammed, B.C. Pal, C. Oates, K.J. Dyke // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2017. – Vol. 8 (1). – P. 23–32.

120. Форсайт, П. Аппаратная платформа NOVACOR для симуляторов RTDS / П. Форсайт, М.А. Шамис, Ф.А. Иванов // Энергия единой сети. – 2018. – № 3 (38). – С. 20–24.

121. Guillaud, X. Applications of Real-Time Simulation Technologies in Power and Energy Systems / X. Guillaud, M.O. Faruque, A. Teninge, A.H. Hariri, L. Vanfretti, M. Paolone, V. Dinavahi, P. Mitra, G. Lauss, C. Dufour, P. Forsyth, A.K. Srivastava, K. Strunz, T. Strasser, A. Davoudi // *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*. – 2015. – Vol. 2 (3). – P. 103–115.
122. Аюев, Б.И. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС / Б.И. Аюев, А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, Ю.А. Куликов // *Электричество*. – 2008. – № 5. – С. 2–7.
123. 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). – en13123191.
124. 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.
125. Елпидифоров, В.Ю. Авария в энергосистеме Великобритании, приведшая к масштабному отключению электроэнергии в августе 2019 года / В.Ю. Елпидифоров // *Электроэнергия. Передача и распределение*. – 2020. – № 1 (58). – С. 152–159.
126. Li, Y. Replicating Real-World Wind Farm SSR Events / Y. Li, L. Fan, Z. Miao // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 2020. – Vol. 35 (1). – P. 339–348.
127. Xie, X. Characteristic Analysis of Subsynchronous Resonance in Practical Wind Farms Connected to Series-Compensated Transmissions / X. Xie, X. Zhang, H. Liu, H. Liu, Y. Li, C. Zhang // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 2017. – Vol. 32 (3). – P. 1117–1126.
128. Yang, C. Real-Time FPGA-RTDS Co-Simulator for Power Systems / C. Yang, Y. Xue, X. Zhang, Y. Zhang, Y. Chen // *IEEE Access*. – 2018. – Vol. 6. – P. 44917–44926.
129. Cao, S. Mitigation of Subsynchronous Interactions in Hybrid AC/DC Grid With Renewable Energy Using Faster-Than-Real-Time Dynamic Simulation / S. Cao, N. Lin, V. Dinavahi // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2021. – Vol. 36 (1). – P. 670–679.
130. Sun, J. Real-Time Electromagnetic Transient Simulation of Multi-Terminal HVDC–AC Grids Based on GPU / J. Sun, S. Debnath, M. Saeedifard, P.R.V. Marthi // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. – 2021. – Vol. 68 (8). – P. 7002–7011.
131. Theodoro, T.S. A flexible co-simulation framework for penetration studies of power electronics based renewable sources: A new algorithm for phasor extraction / T.S. Theodoro, M.A. Tomim, P.G. Barbosa, A.C.S. Lima, M.T. Correia de Barros // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 2019. – Vol. 113. – P. 419–435.
132. Ramasubramanian, D. Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems / D. Ramasubramanian, W. Wang, P. Pourbeik, E.

Farantatos, A. Gaikwad, S. Soni, V. Chadliev // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2020. – Vol. 14 (1). – P. 87–97.

133. Pico, H.N.V. Transient Stability Assessment of Multi-Machine Multi-Converter Power Systems / H.N.V. Pico, B.B. Johnson // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Vol. 34 (5). – P. 3504–3514.

134. Yang, Z. Nonlinear Modeling of Multi-Converter Systems Within DC-Link Timescale / Z. Yang, J. Yu, J. Kurths, M. Zhan // IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems. – 2021. – Vol. 11 (1). – P. 5–16.

135. Булатов, М.В. Исследование интегро-дифференциальных уравнений с тождественно вырожденной главной частью / М.В. Булатов, Д.Т. Тхань // Известия ИГУ. Серия Математика. – 2013. – № 1. – С. 14–20.

136. Wang, F. Fast electromagnetic transient simulation for over-voltages of transmission line by high order Radau method and V-transformation / F. Wang, M. Yang // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2016. – Vol. 10 (14). – P. 3639–3645.

137. Chakraborty, S. New Numerical Integration Methods for Simulation of Electromagnetic Transients / S. Chakraborty, R. Ramanujam // International Journal of Emerging Electric Power Systems. – 2018. – Vol. 19 (4). – 20180122.

138. Гусев, А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02. – Томск, 2008. – 315 с.

139. Гусев, А.С. Модели синхронных и асинхронных электрических машин для всережимного моделирования электроэнергетических систем / А.С. Гусев, Ю.В. Хрущев, С.В. Гурин, С.В. Свечкарев, И.Л. Плодистый // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – № 6. – С. 14–22.

140. Сулайманов, А.О. Гибридное моделирование линии электропередачи с распределенными параметрами с учетом электромагнитного взаимовлияния / А.О. Сулайманов, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев // Электричество. – 2013. – № 3. – С. 63–69.

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

142. Разживин, И.А. Разработка программно-технических средств моделирования ветроэнергетической установки 4 типа / И.А. Разживин, Н.Ю. Рубан, А.Б. Аскаров, Р.А. Уфа // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24, № 1 (150). – С. 183–194.

143. Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 102 «Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» в редакции приказа № 325 от 14.04.2022.
144. IEEE Std. 1110-2019. IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses. – IEEE Power Engineering Society, New York, 2019.
145. Газизова, О.В. К вопросу учета насыщения в математической модели промышленного генератора для расчета переходных режимов в системе электроснабжения сложной конфигурации / О.В. Газизова, А.П. Соколов, А.В. Малафеев // Электротехнические системы и комплексы. – 2018. – № 1 (38). – С. 40–47.
146. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. Расчеты. Монография. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 300 с.
147. Ваккер, Н.А. О необходимости своевременной замены либо реконструкции систем возбуждения синхронных генераторов / Н.А. Ваккер, А.В. Тонышев // Электрические станции. – 2015. – № 12 (1013). – С. 62–63.
148. Триандофилиди, И. Эквивалентная модель бесщеточной системы возбуждения и методика экспериментального определения ее параметров в заводских условиях / И. Триандофилиди, А.А. Юрганов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – № 1 (84). – С. 53–60.
149. Попов, М.Г. Алгоритм выявления повреждений в цепях тиристорной системы возбуждения / М.Г. Попов, М.Д. Тарасевич, А.В. Богданов, А.А. Лapidус, К.Н. Семенов, А.В. Терешкин, О.А. Васильева // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 1. – С. 167–179.
150. Аверьянов, Д.А. Исследование влияния ограничителей минимального возбуждения синхронных генераторов на электромеханические переходные процессы в простейшей электроэнергетической системе / Д.А. Аверьянов, Р.В. Булатов, М.В. Бурмейстер, А.И. Зуев // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2020. – № 5-1 (61). – С. 29–35.
151. Quester, M. Investigating the converter-driven stability of an offshore hvdc system / M. Quester, F. Loku, O.E. Azzati, L. Noris, Y. Yang, A. Moser // Energies. – 2021. – Vol. 14(8). – 2341.
152. Купарев, М.А. Электрическая часть тепловых электрических станций : учебник / Купарев М.А., Литвинов И.И., Глазырин В.Е., Ключенович В.И., Бакланов Д.В. – Новосибирск: НГТУ, 2019. – 275 с.

153. Крылова, И.А. Модель синхронного генератора с учетом насыщения магнитной цепи в среде MATLAB/SIMULINK для исследования автоматических регуляторов / И.А. Крылова, Б.В. Кавалеров, Е.А. Чабанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2017. – № 24. – С. 178–191.

154. Dehkordi, A.B. Development and Validation of a Comprehensive Synchronous Machine Model for a Real-Time Environment / A.B. Dehkordi, P. Neti, A.M. Gole, T.L. Maguire // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2010. – Vol. 25 (1). – P. 34–48.

155. Галишников, Ю.П. Цифровое моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электрических системах : монография / Ю. П. Галишников. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 195 с.

156. Беляев, А.Н. Демпфирование составляющих крутильных колебаний в автономных энергосистемах с преобладающей двигательной нагрузкой за счет «сильного» регулирования устройств продольной емкостной компенсации / А.Н. Беляев, А.А. Смирнов, С.В. Смоловик // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2011. – № 7–8. – С. 71–82.

157. Popenda, A. Mathematical modelling of drive system with an elastic coupling based on formal analogy between the transmission shaft and the electric transmission line / A. Popenda, M. Lis, M. Nowak, K. Blecharz // Energies. – 2020. – Vol. 13 (5). – 1181.

158. Михайлов, В.Е. Основные направления повышения эффективности энергетического оборудования ТЭЦ / В.Е. Михайлов, Ю.В. Смолкин, Ю.Г. Сухоруков // Теплоэнергетика. – 2021. – № 1. – С. 63–68.

159. Бубнов, К.Н. Методика расчета энергетических характеристик теплофикационной турбины с учетом экономичности части низкого давления / К.Н. Бубнов, А.Е. Барочкин, В.П. Жуков, Г.В. Ледуховский // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2020. – № 2. – С. 5–13.

160. Андранович, Б. Математическое моделирование гидротехнического оборудования и исследование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в электроэнергетических системах с преобладанием гидроэлектростанций / Б. Андранович, Е.Н. Попков, М.Г. Попов, И.В. Синянский // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – № 2 (75). – С. 32–44.

161. Верткин, М.А. Совершенствование паросиловой части теплофикационных ПГУ с котлами-утилизаторами для ТЭЦ крупных городов РФ / М.А. Верткин, С.П. Колпаков, В.Е. Михайлов, Ю.Г. Сухоруков, Л.А. Хоменок // Теплоэнергетика. – 2021. – № 2. – С. 34–40.

162. Бердин, А.С. Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, А.С. Герасимов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – № 1 (74). – С. 58–66.
163. Kievets, A. The use of HRTSim to optimize the control parameters of fast turbine valving control / A. Kievets, A. Suvorov, A. Askarov, V. Rudnik, G. Aleksander, B. Yuly // Electrical Engineering. – 2021. – Vol. 103 (2). – P. 1105–1113.
164. Боровиков, Ю.С. Адаптируемая математическая модель гидравлических и паровых первичных двигателей генераторов энергосистем / Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов // Электричество. – 2012. – № 12. – С. 66–72.
165. Гусев, А.С., Математическая модель первичных двигателей синхронных генераторов / А.С. Гусев, С.В. Свечкарев, И.Л. Плодистый // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308, № 7. – С. 216–222.
166. Уфа, Р.А. Принципы построения гибридной модели вставки постоянного тока на базе преобразователя напряжения / Р.А. Уфа, В.А. Сулайманова, А.С. Гусев, С.А. Ставицкий // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2018. – № 3 (59). – С. 180–191.
167. Васильев, А.С. Специализированный гибридный процессор для всережимного моделирования в реальном времени статических синхронных компенсаторов / А.С. Васильев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321, № 4. – С. 101–106.
168. Дьяков, А.Ф. Методики анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения СГ и примеры их использования в режиме реального времени / А.Ф. Дьяков, Т.Г. Климова, Б.К. Максимов // Электрические станции. – 2015. – № 6 (1007). – С. 39–44.
169. Логинов, А.Г. Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила» / А.Г. Логинов, А.В. Фадеев // Электротехника. – 2001. – № 9. – С. 66–70.
170. Agüero, J.L. Synchronous compensators: Models verified by tests of automatic voltage regulator, reactive power control, and voltage joint control / J.L. Agüero, P.L. Arnera, R.E. Bianchi Lastra, M.C. Beroqui // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 21 (4). – P. 1798–1807.
171. Skliutas, J. Next-generation synchronous condenser installation at the VELCO granite substation / J. Skliutas, D. LaForest, R. D'Aquila, D. Derr, E. Kronbeck // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2009. – 5275396.

172. Artsyshevsky, J.L. Techniques of control, analysis and visualization of automatic exciter controller functioning in synchronous machine / J.L. Artsyshevsky, T.G. Klimova, B.K. Maximov, O.O. Nikolaeva // *Electric Power Systems Research*. – 2017. – Vol. 144. – P. 175–184.
173. Манюкова, Н.В. Численные методы / Н.В. Манюкова, О.В. Гателюк, Ш.К. Исмаилов. – М.: Изд-во Юрайт, 2019. – 140 с.
174. Faruque, M.O. Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis / M.O. Faruque, T. Strasser, G. Lauss, V. Jalili-Marandi, P. Forsyth, C. Dufour, V. Dinavahi, A. Monti, P. Kotsampopoulos, J.A. Martinez, K. Strunz, M. Saeedifard // *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*. – 2015. – Vol. 2 (2). – P. 63–73.
175. 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). – С. 74–77.
176. Копылов, И.П. Математическое моделирование электрических машин / И.П. Копылов. – М.: Высш. шк., 1994. – 318 с.
177. Kundur, P. *Power System Stability and Control*. – McGraw-Hill, Inc., 1993.
178. Гусев, А.С. Универсальная математическая модель силовых трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов / А.С. Гусев, С.В. Свечкарев, И.Л. Плодистый // *Известия Томского политехнического университета*. – 2007. – Т. 311, № 4. – С. 77–81.
179. Смирнов, Ю.А. Основы микроэлектроники и микропроцессорной техники : учебное пособие / Ю. А. Смирнов, С. В. Соколов, Е. В. Титов. – 2-е изд., испр.. – Санкт-Петербург: Лань, 2019. – 496 с.
180. Аскаров, А.Б. Применение Всережимного моделирующего комплекса для энергосистем с распределенной генерацией / А.Б. Аскаров, А.А. Суворов, М.В. Андреев // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2019. – Т. 23, № 1 (144). – С. 75–89.
181. Данеев, А.В. Моделирование многофазных синхронных машин в различных системах координат / А.В. Данеев, Р.А. Данеев, В.Н. Сизых // *Известия Самарского научного центра Российской академии наук*. – 2020. – Т. 22, № 4 (96). – С. 104–115.
182. Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 1981. – 112 с.
183. Русина, А.Г. Особенности эквивалентирования электрических сетей при различных целях функционирования электроэнергетических систем / А.Г. Русина // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. – 2010. – № 9–10. – С. 41–48.
184. Sowa, P. Dynamic Equivalents in Power System Studies: A Review / P. Sowa, D. Zychma // *Energies*. – 2022. – Vol. 15 (4). – 1396.

185. Смирнов, А.Н. Верификация цифровых динамических моделей крупных энергообъединений по данным СМПП: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02. – Санкт-Петербург, 2013. – 202 с.
186. Wu, D. Assessing Impact of Renewable Energy Integration on System Strength Using Site-Dependent Short Circuit Ratio / D. Wu, G. Li, M. Javadi, A. M. Malyscheff, M. Hong and J. N. Jiang // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Vol. 9 (3). – P. 1072–1080.
187. ГОСТ Р 59027-2020. Передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2020.
188. Xu, Y. Understanding Subsynchronous Oscillations in DFIG-Based Wind Farms Without Series Compensation / Y. Xu, S. Zhao, Y. Cao, K. Sun // IEEE Access. – 2019. – Vol. 7. – P. 107201–107210.
189. Paolone, M. Fundamentals of power systems modelling in the presence of converter-interfaced generation / M. Paolone, T. Gaunt, X. Guillaud, M. Liserre, S. Meliopoulos, A. Monti, T. Van Cutsem, V. Vittal, C. Vournas // Electric Power Systems Research. – 2020. – Vol. 189. – 106811.
190. Varma, R.K. PV-STATCOM: A New Smart Inverter for Voltage Control in Distribution Systems / R.K. Varma, E.M. Siavashi // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Vol. 9 (4). – P. 1681–1691.
191. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (с изменениями на 28 декабря 2020 года) // Приказ Минэнерго России, 2019.
192. Богорад, А.М. Автоматическое повторное включение в энергосистемах / А.М. Богорад, Ю.Г. Назаров. – М.: Энергия, 1969. – 336 с.
193. Mahela, O.P. Comprehensive Overview of Low Voltage Ride Through Methods of Grid Integrated Wind Generator / O.P. Mahela, N. Gupta, M. Khosravy, N. Patel // IEEE Access. – 2019. – Vol. 7. – P. 99299–99326.
194. Hong, Y. Reliability Improvement Strategies for HVDC Transmission System / Y. Hong, T. Yu // Energy and Power Engineering. – 2013. – Vol. 5 (3B). – P. 52–56.
195. Бабаков, Н.А. Теория автоматического управления / Н.А. Бабаков, А.А. Воронов, А.А. Воронова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1986. – 367 с.
196. Пономарев, В.М. Основы автоматического регулирования и управления / В.М. Пономарев, А.П. Литвинов – М.: Высшая школа, 1974 – 439 с.
197. Зайцев Г. Ф. Теория автоматического управления и регулирования. – 2-е изд., перераб. и доп. – К.: Выща шк. Головное изд-во, 1989. – 431 с.

198. Boldea, I. Synchronous generators. – Taylor & Francis Group, LLC, 2006.
199. Specification of the Second Generation Generic Models for Wind Turbine Generators. January 23 2014. Western Electricity Coordinating Council.
200. ГОСТ Р 58491-2019. Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок. – М.: Стандартинформ, 2019.
201. Li, Y. Wind in Weak Grids: Low-Frequency Oscillations, Subsynchronous Oscillations, and Torsional Interactions / Y. Li, L. Fan, Z. Miao // IEEE Transactions on Power Systems. – 2020. – Vol. 35 (1). – P. 109–118.
202. Bhukya, J. Optimization of controllers parameters for damping local area oscillation to enhance the stability of an interconnected system with wind farm / J. Bhukya, V. Mahajan // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2020. – Vol. 119. – 105877.
203. Chatterjee, A. Transient performance improvement of grid connected hydro system using distributed generation and capacitive energy storage unit / A. Chatterjee, S.P. Ghoshal, V. Mukherjee // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2012. – Vol. 43 (1). – P. 210–221.

Приложение А. Документы, подтверждающие создание объектов интеллектуальной собственности



Авторы: *Уфа Руслан Александрович (RU), Гусев Александр Сергеевич (RU), Андреев Михаил Владимирович (RU), Рубан Николай Юрьевич (RU), Суворов Алексей Александрович (RU), Аскаров Алишер Бахрамжонович (RU), Разживин Игорь Андреевич (RU), Киевец Антон Владимирович (RU), Бай Юлий Дмитриевич (RU)*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020660394

Специализированный программный пользовательский
клиент гибридных моделирующих комплексов

Правообладатель: *федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический
университет» (RU)*

Авторы: *Суворов Алексей Александрович (RU), Рудник Владимир
Евгеньевич (RU), Аскаров Алишер Бахрамжонович (RU), Киевцев
Антон Владимирович (RU)*

Заявка № 2020619564

Дата поступления 28 августа 2020 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 03 сентября 2020 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022668547

Автоматическое регулирование возбуждения
виртуального синхронного генератора

Правообладатель: *федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (RU)*

Авторы: *Суворов Алексей Александрович (RU), Аскаров Алишер Бахрамжонович (RU), Рудник Владимир Евгеньевич (RU), Воронин Сергей Валериевич (RU)*



Заявка № 2022668221

Дата поступления 10 октября 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 10 октября 2022 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b80077e14e40f0a94edbd24145d5c7
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 20.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

Приложение Б. Структурная схема электрической машины

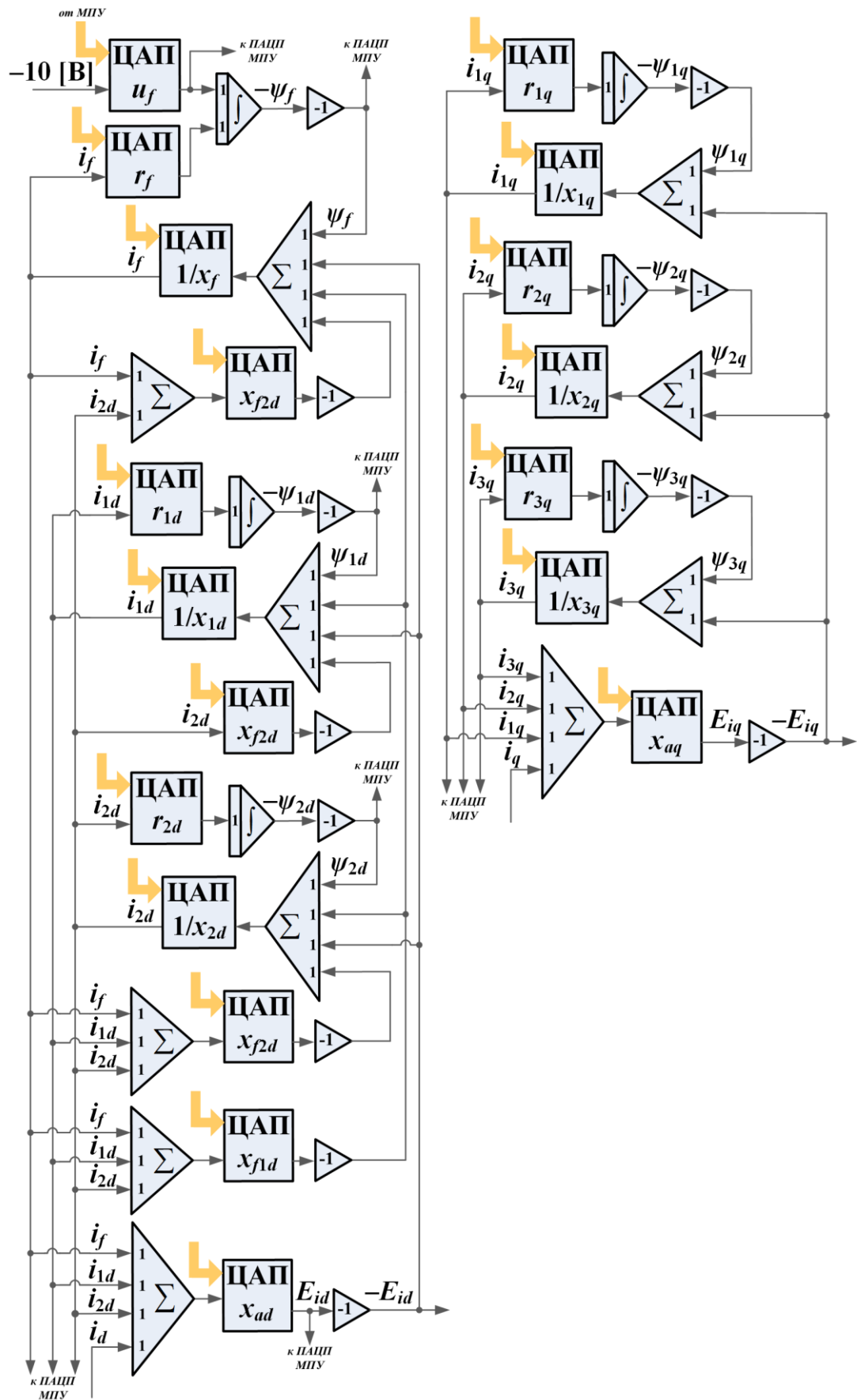


Рисунок Б.1 – Структурная схема ГСПСГ (полная модель)

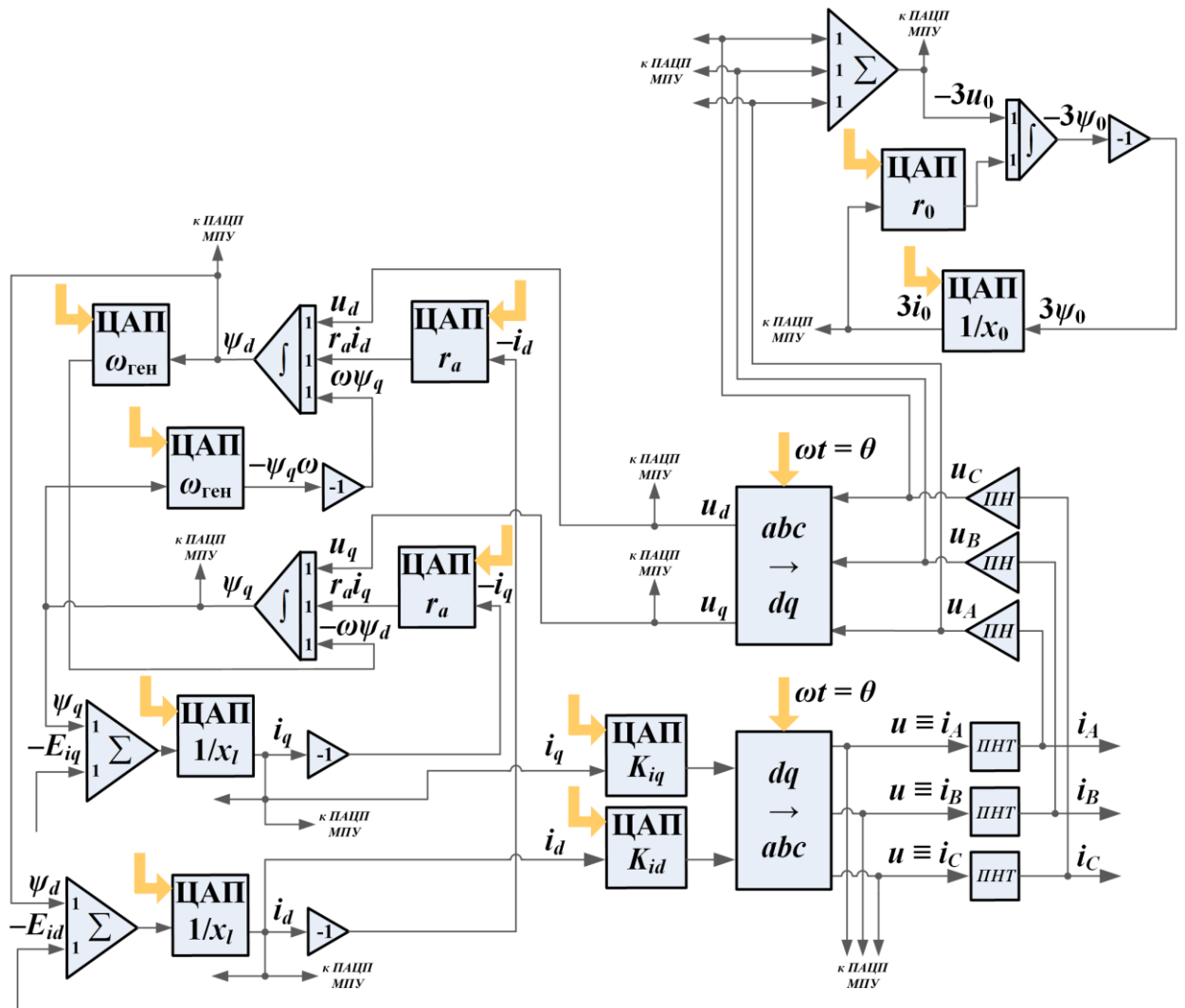


Рисунок Б.1 – Продолжение

Приложение В. Структурная схема мультимассной модели вала

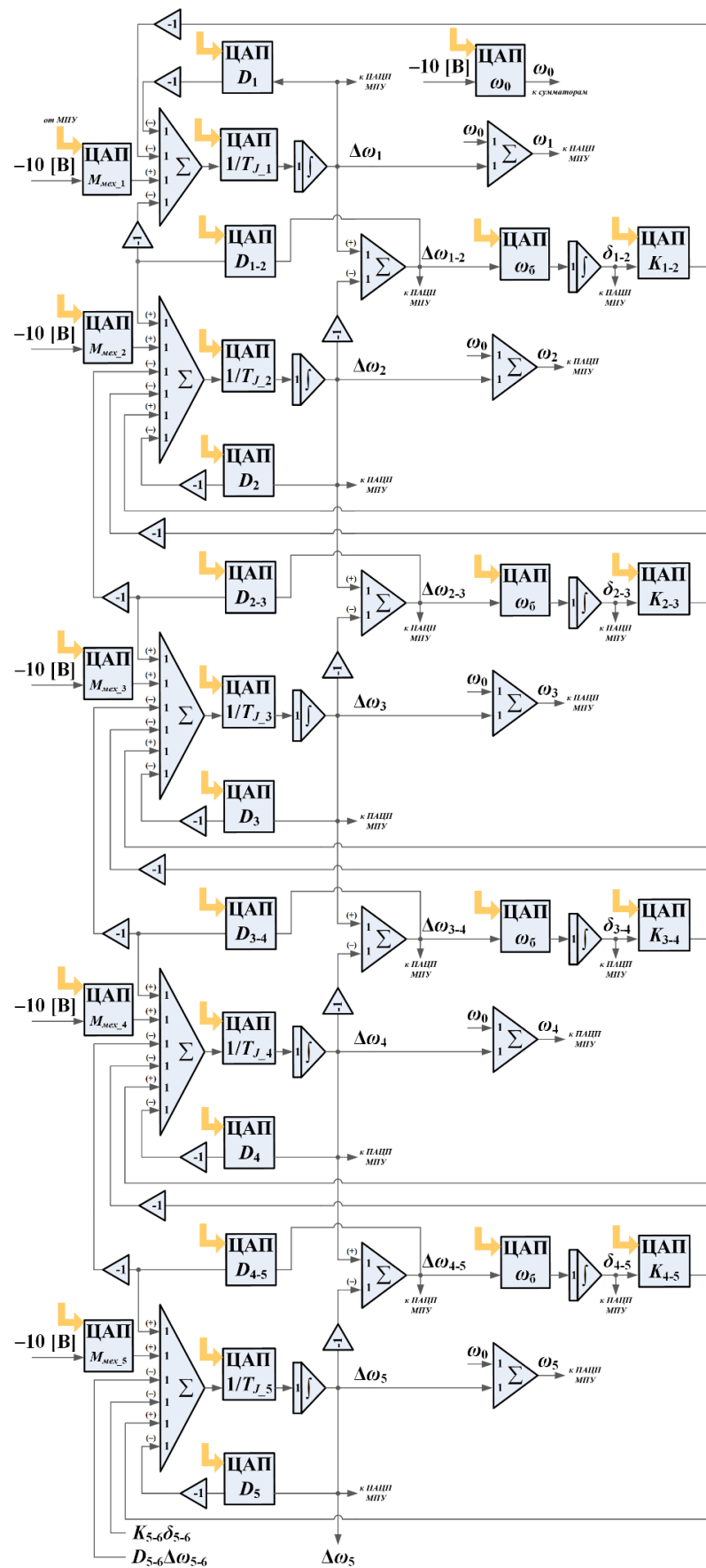


Рисунок В.1 – Структурная схема ГСПМВ (полная модель)

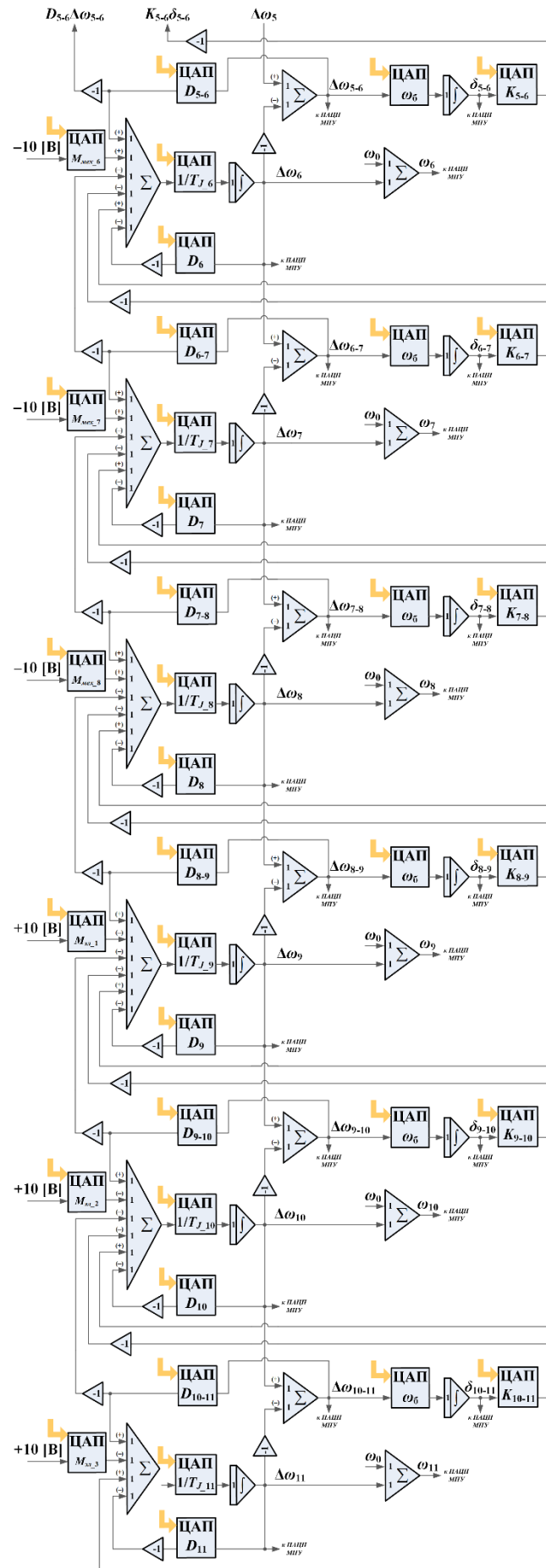


Рисунок В.1 – Продолжение

Приложение Г. Результаты тестирования гибридной модели энергоблока

В настоящем приложении приведены дополнительные результаты верификации разработанных программно-аппаратных средств гибридного моделирования энергоблока на основе сравнения с результатами моделирования, полученными с помощью цифрового ПАК моделирования RTDS. При этом в модели энергоблока учитывалась возможность воспроизведения шести сосредоточенных масс вала – цилиндра высокого давления, двух цилиндров среднего давления, цилиндра низкого давления, самого генератора и одного возбуждателя [175]. В качестве возмущений рассмотрены:

- 1) ступенчатое изменение уставки по напряжению АРВ СГ на 10% от номинального значения (возмущение 1);
- 2) однофазное (возмущение 2), двухфазное (возмущение 3), трехфазное (возмущение 4) короткое замыкание длительностью 0,16 секунды на стороне высокого напряжения блочного трансформатора (шинах электрической станции);
- 3) ступенчатое изменение напряжения на шинах электрической станции за счет подключения и отключения дополнительной емкости на шинах электрической станции (возмущение 5);
- 4) наброс нагрузки на шинах электрической станции при отключенных каналах системной стабилизации АРВ, который приводит к возникновению колебаний без и с нарушением устойчивости СГ (возмущение 6 и 7 соответственно).

В качестве примера в таблице Г.1 приведены рассчитанные значения коэффициента корреляции для полученных результатов моделирования при рассматриваемых возмущениях. Также на рисунках Г.1–Г.7 показан характер изменения напряжения на выводах СГ для качественной оценки воспроизведения переходных процессов.

Таблица Г.1 – Результаты оценки достоверности воспроизведения процессов с помощью разработанных гибридных средств моделирования энергоблока

Параметр	Возмущение						
	1	2	3	4	5	6	7
	Коэффициент корреляции (r)						
u_d	0,9999	0,9723	0,9075	0,9983	0,9993	0,9929	0,9953
u_q	0,9999	0,9635	0,9156	0,9975	0,9978	0,9789	0,9782
i_d	0,9913	0,9712	0,8503	0,9993	0,9988	0,9819	0,9340
i_q	0,9998	0,9636	0,7240	0,9982	0,9968	0,9877	0,9268
u_f	0,9994	0,9976	0,9955	0,9972	0,9986	0,9806	0,8653
i_f	0,9998	0,9983	0,9940	0,9997	0,9999	0,9820	0,9796

Продолжение таблицы Г.1

Параметр	Возмущение						
	1	2	3	4	5	6	7
	Коэффициент корреляции (r)						
$U_{\text{СГ}}$	0,9994	0,9976	0,9980	0,9996	0,9917	0,9519	0,9679
$P_{\text{СГ}}$	0,9922	0,9008	0,9886	0,9985	0,9666	0,9792	0,7750
$Q_{\text{СГ}}$	0,9996	0,9891	0,9452	0,9711	0,9825	0,9738	0,7774
ω_1	0,9436	0,9868	0,8031	0,9819	0,8024	0,9744	0,9999
δ_1	0,9760	0,9809	0,7526	0,9686	0,8319	0,9763	0,9126
ω_2	0,7606	0,9804	0,8144	0,9793	0,8354	0,9758	0,9999
δ_2	0,8707	0,9780	0,7360	0,9641	0,8479	0,9775	0,9191
ω_3	0,8960	0,9868	0,8727	0,9892	0,8372	0,9771	0,9999
δ_3	0,8616	0,9774	0,7279	0,9634	0,8070	0,9781	0,9277
ω_4	0,9893	0,9943	0,9577	0,9977	0,8929	0,9779	0,9999
δ_4	0,8572	0,9875	0,7877	0,9803	0,8352	0,9696	0,9431
ω_5	0,9137	0,9857	0,8865	0,9900	0,8900	0,9773	0,9999
δ_5	0,9954	0,9448	0,7233	0,9936	0,9996	0,9827	0,9954
ω_6	0,8300	0,9799	0,7808	0,9744	0,8061	0,9741	0,9999
δ_6	0,8109	0,9819	0,7474	0,9698	0,8091	0,9926	0,8118

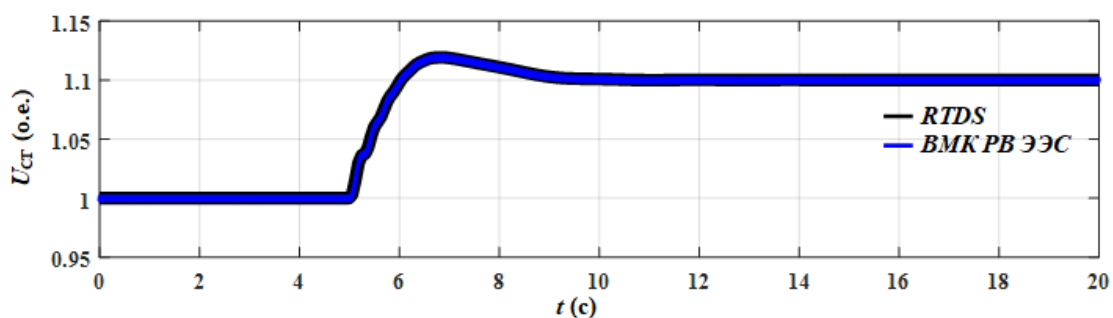


Рисунок Г.1 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при ступенчатом изменении уставки по напряжению АРВ до 1,1 о.е.

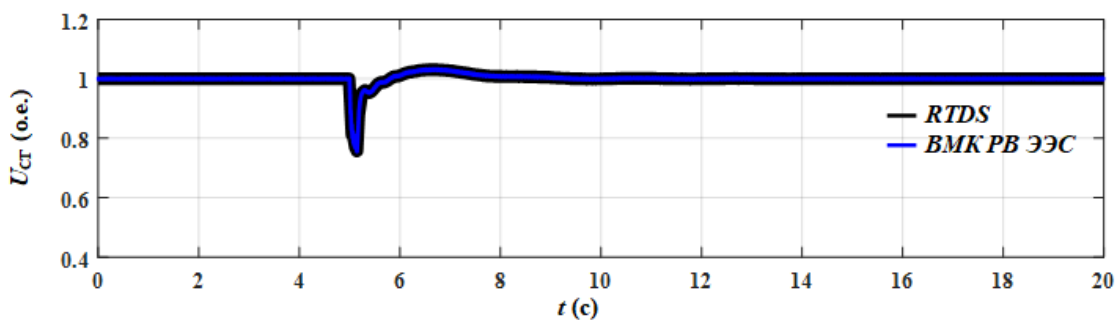


Рисунок Г.2 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при однофазном коротком замыкании длительностью 0,16 секунды на шинах электрической станции

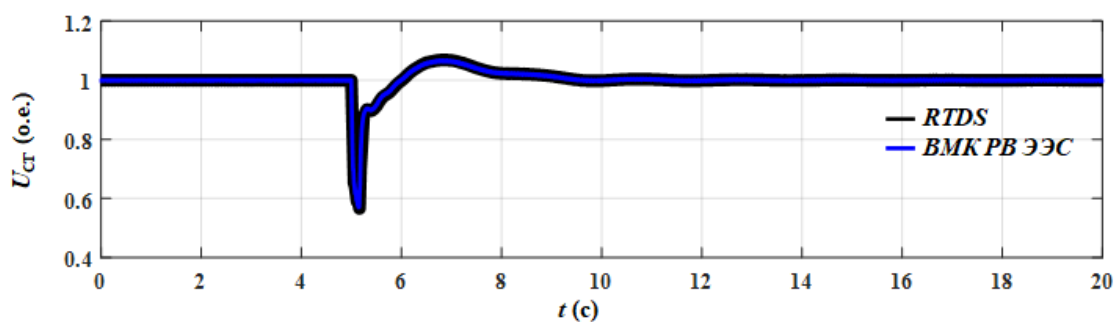


Рисунок Г.3 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при двухфазном коротком замыкании длительностью 0,16 секунды на шинах электрической станции

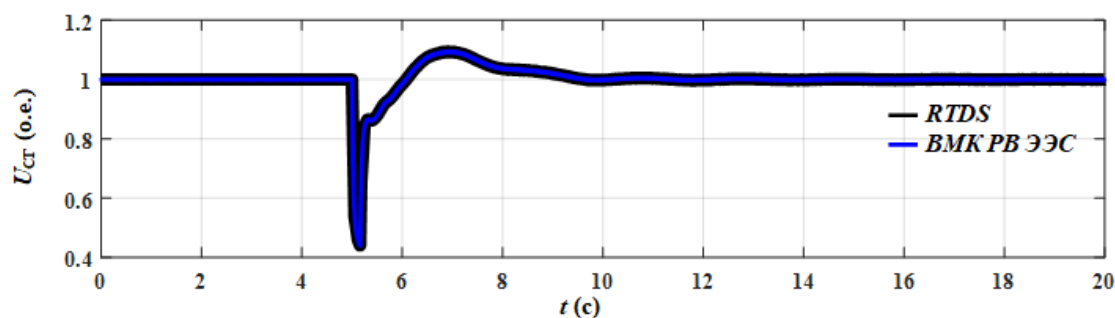


Рисунок Г.4 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при трехфазном коротком замыкании длительностью 0,16 секунды на шинах электрической станции

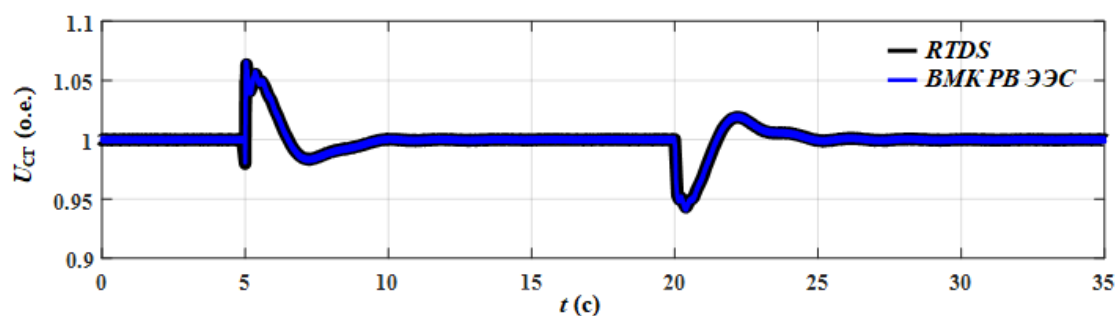


Рисунок Г.5 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при ступенчатом изменении напряжения на шинах электрической станции за счет подключения (в 5 секунд) или отключения (в 20 секунд) дополнительной емкости

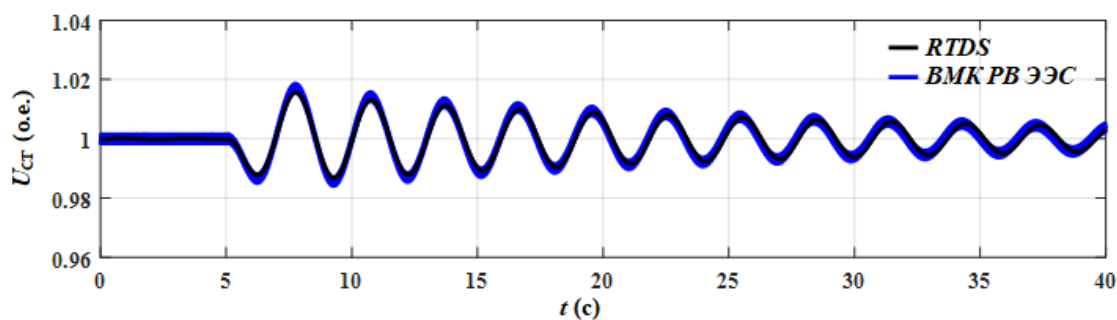


Рисунок Г.6 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при воспроизведении колебательного процесса без нарушения устойчивости

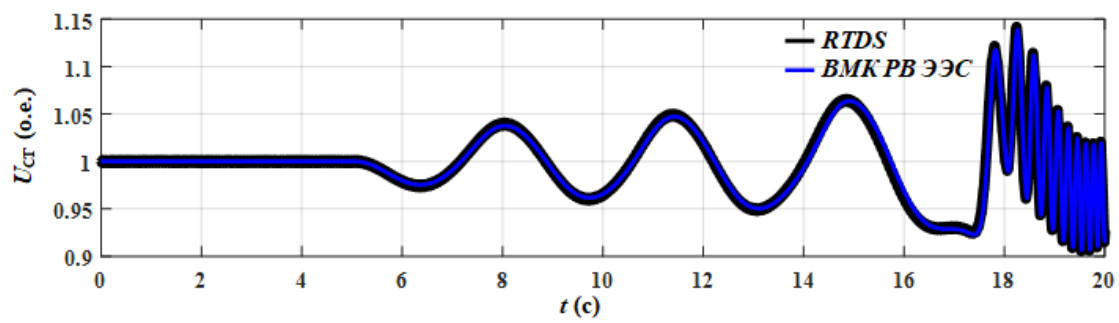


Рисунок Г.7 – Осциллограмма изменения напряжения на выводах СГ при воспроизведении колебательного процесса с нарушением устойчивости