

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



МАРЧЕНКО АНДРЕЙ ИВАНОВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АВТОМАТИКИ
ОПЕРЕЖАЮЩЕГО СБАЛАНСИРОВАННОГО ДЕЛЕНИЯ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Специальность 05.14.02 — Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
Фишов Александр Георгиевич
доктор технических наук, профессор

Новосибирск — 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 5 |
| ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ С МАЛОЙ СИНХРОННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В СОСТАВЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ | 14 |
| 1.1 Классификация и основные понятия | 14 |
| 1.2 Развитие малой генерации в электроэнергетических системах. Причины, виды, системные последствия, требования по безопасности и эффективности | 18 |
| 1.3 Существующие способы обеспечения безопасной параллельной работы малой генерации с внешней электрической сетью | 28 |
| 1.4 Характеристика объекта исследования – локальной системы энергоснабжения на базе когенерационной электростанции малой мощности..... | 34 |
| Выводы по главе 1 | 41 |
| ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РАЙОНАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ПУТЕМ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО СБАЛАНСИРОВАННОГО ДЕЛЕНИЯ | 42 |
| 2.1 Способ опережающего сбалансированного противоаварийного деления. Предпосылки и возможности осуществления..... | 42 |
| 2.2 Методика расчета уставок пускового органа опережающего деления | 49 |
| 2.3 Исследование эффективности автоматики опережающего сбалансированного деления на цифровых моделях электроэнергетических систем | 60 |
| 2.3.1 Ударные моменты на валах синхронных машин..... | 60 |
| 2.3.2 Токи подпитки короткого замыкания и остаточные напряжения в узлах сети системы электроснабжения с малой генерацией при параллельной работе в электрической сети энергосистемы..... | 62 |
| 2.3.3 Электромеханические переходные процессы в локальной системе электроснабжения при противоаварийном управлении автоматикой опережающего сбалансированного деления..... | 69 |
| Выводы по главе 2 | 77 |

| | |
|--|-----|
| ГЛАВА 3 РЕАЛИЗАЦИЯ СПОСОБА ОПЕРЕЖАЮЩЕГО СБАЛАНСИРОВАННОГО ДЕЛЕНИЯ В СХЕМЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ПРОТОТИПЕ АВТОМАТИКИ | 78 |
| 3.1 Прототип автоматики управления режимами локальной системы энергоснабжения и его подсистема опережающего сбалансированного деления..... | 79 |
| 3.2 Структурные состояния и переходы между состояниями локальной системы электроснабжения при автономной и параллельной работе с внешней электрической сетью | 86 |
| 3.3 Пусковой орган автоматики опережающего сбалансированного деления..... | 94 |
| 3.4 Требования к пусковому органу автоматики опережающего сбалансированного деления..... | 96 |
| 3.5 Техническая реализация подсистемы противоаварийного управления в прототипе автоматики..... | 98 |
| Выводы по главе 3 | 101 |
| ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОТОТИПА АВТОМАТИКИ НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ | 103 |
| 4.1 Требования к физической модели локальной системы электроснабжения, работающей, как автономно, так и параллельно с внешней электрической сетью | 103 |
| 4.1.1 Типы структур локальной системы электроснабжения и схем выдачи мощности для включения на параллельную работу с внешней электрической сетью | 104 |
| 4.1.2 Схема физической модели локальной системы электроснабжения | 106 |
| 4.2 Физическая (электродинамическая) модель локальной системы электроснабжения .. | 109 |
| 4.3 Методика испытаний. Цели и программа испытаний автоматики | 110 |
| 4.4 Программа и результаты испытаний противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного отделения локальной системы электроснабжения | 112 |
| Выводы по главе 4 | 116 |
| ГЛАВА 5 СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРИ УЧАСТИИ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РЕГУЛИРОВАНИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ | 117 |
| 5.1 Системные эффекты и возможности их создания малой генерацией в составе локальной системы электроснабжения при параллельной работе с внешней сетью энергосистемы..... | 117 |

| | |
|--|-----|
| 5.2 Качество электроэнергии в локальной системе электроснабжения в части синусоидальности формы и симметрии напряжения и услуга по его обеспечению | 126 |
| 5.3 Экспериментальное исследование системного эффекта повышения качества напряжения в электрической сети с малой синхронной генерацией | 130 |
| 5.4 Рекомендации по учету системных эффектов в электрических сетях с малой генерацией..... | 136 |
| Выводы по главе 5 | 138 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 139 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ..... | 141 |
| СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ | 143 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 146 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ «А» РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЛОКАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВНЕШНЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ ЭНРЕГОСИСТЕМЫ | 157 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ..... | 182 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ «В» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ | 183 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

К числу основных трендов в развитии энергетики относится децентрализация производства электроэнергии с выработкой её на электрических станциях малой мощности, а также распределенное мультиагентное автоматическое управление электроэнергетической системой. Необходимой технологией, дающей реализацию и развитие данного тренда, является технология интеграции множества малых источников и автономных систем энергоснабжения в существующие централизованные электрические сети, которая позволяет устранить локальные дефициты электрической мощности, снизить потери электроэнергии, связанные с ее передачей на большие расстояния, обеспечить высокую надежность энергоснабжения, в том числе за счет живучести системы энергоснабжения, осуществить короткие сроки ввода мощностей и окупаемость объектов малой генерации.

Актуальность темы диссертационного исследования обусловлена ростом количества объектов малой распределенной генерации и стремлением их подключения на параллельную работу с электрической распределительной сетью электроэнергетической системы. Выработка электрической энергии при этом осуществляется, как правило, с помощью синхронных генераторов, образующих электростанции малой мощности (до 25 МВт) и локальные системы энергоснабжения на их основе. Локальные системы электроснабжения при этом, как правило, не отвечают совокупности требований надежности, качества электроснабжения потребителей и экономичности энергопроизводства.

Использование управляемых интеллектуальных соединений, которые позволят интегрировать - синхронно подключать с осуществлением режима параллельной работы синхронных источников электроэнергии и локальных систем энергоснабжения с малой генерацией к единой электроэнергетической системе, отключать их при нарушении нормальных режимов без последствий для потребителей, является одним из перспективных трендов развития электроэнергетики будущего.

В проводимых исследованиях на кафедре Автоматизированных электроэнергетических систем и в испытательном Центре испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) решается задача развития направления и технологии прямого включения и безопасной работы объектов с малой синхронной генерацией в электрические сети посредством синхронных связей.

Данное решение обладает преимуществами по сравнению с технологией включения через частотно-преобразовательные роутеры в силу отсутствия негативных технических последствий, обусловленных принципиальными особенностями устройств в преобразовании постоянного тока в переменный в силовых устройствах, дополнительными потерями энергии и высокой электромагнитной совместимостью.

При синхронной работе также необходимо сгладить недостатки и взаимное влияние параллельно работающих систем, а именно необходимость решения множества технических и организационно-экономических задач, связанных с обеспечением безопасности режимов параллельной работы для оборудования, взаимосвязанность систем управления и средств релейной защиты внешней электрической сети и объектов малой распределённой генерации, рисков возникновения недопустимых и угрожающих оборудованию режимов работы, организацию диспетчерского управления, участие объектов малой распределённой генерации в рынках электроэнергии и системных услуг.

Основная идея исследования и диссертационной работы - это создание автоматики, обеспечивающей выполнение требований к «свободному» (Plug and play) и малозатратному присоединению объектов с малой синхронной генерацией к внешним электрическим сетям за счет их прямого включения в сеть посредством синхронных связей без централизации управления на идеологии мультиагентных систем.

Главной функцией автоматики является осуществление противоаварийного деления – безопасной реконфигурации, как для сети энергосистемы присоединения на параллельную работу, так и для самой системы электроснабжения с малой генерацией.

Автоматика должна обеспечить противоаварийное управление присоединенной системы с малой генерацией, независимое от централизованной системы диспетчирования и противоаварийного управления общим режимом параллельной работы синхронной генерации в общей электрической сети, что позволяет построить систему мультиагентного децентрализованного управления множеством таких объектов и систем.

Подсистема противоаварийного управления режимом параллельной работы системы электроснабжения с малой распределённой генерацией с внешней сетью, обеспечивает экспресс выявление необходимости и выдает команду на прекращение режима параллельной работы с переходом в автономный сбалансированный режим без прерывания электроснабжения присоединенных потребителей.

Решение обозначенной технической задачи необходимо и предусматривается в России в рамках Национально-технологической инициативы и дорожной карты «Энерджинет» (EnergyNet), а также направлениями развития науки, техники и технологий утвержденной Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации.

Степень разработанности темы исследования

Активным развитием темы в области управления объектами с малой распределенной генерацией в последние годы занимаются многие исследователи: Армеев Д.В., Петрищев А.В., Бык Ф.Л., Глазырин Г.В., Касобов Л.С., Тутундаева Д.В., Дехтерев А.И., Исмоилов С.Т., Шиллер М.А., Чершова В.О., Мукатов Б.Б., Фролов М.Ю., Мышкина Л.С., Карджаубаев Н.А., Энхсайхан Э., Семендяев Р.Ю., Ивкин Е.С., Гуломзода А.Х., Мурашкина И.С. Направление исследований представлено научной школой «Управление режимами электроэнергетических систем», исторически образованной на базе кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета, руководители профессора Щербаков В.К., Чебан В.М., в настоящее время профессор Фишов А.Г.

В России экспертами и исследователями по тематике диссертации являются: Воропай Н.И., Бартоломей П.И., Бердин А.С., Ерохин П.М., Нагай В.И., Пантелеев В.И., Паздерин А.В., Короткевич М.А., Фурсанов М.И., Назарычев А.Н., Кубарьков Ю.П., Обоскалов В.П., Куликов А.Л., Кучеров Ю.Н. Курбацкий В.Г., Нудельман Г.С., Суслов К.В., Стенников В.А., Шарыгин М.В., Манусов В.З., Ландман А.К., Глазырин В.Е., Илюшин П.В., а также Самойленко В.О., Онисова О.А., Булатов Ю.Н. и др.

В зарубежной литературе имеется огромное количество публикаций по теме данного исследования, однако энергоисточником в них, как правило, выступают возобновляемые источники энергии, а электрические машины, солнечные панели и накопители электроэнергии работают через частотные преобразователи. Этому посвящены работы Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, Knyazkin V. определения по теме диссертации раскрываются в работах N. Hadsaid, J. Cl. Sabonnadiere, J. P. Angelier; Salvatore D'Arco, Jon Are Suul, Olav B. Fossob, а также J. Barton, D. Emmanuel- Yusuf, S. Hall, V. Johnson, N. Longhurst, A. O'Grady, E. Robertson, E. Robinson, F. Sherry-Brennan и др.

Цель диссертационной работы - разработка автоматики управления режимом параллельной работы локальных энергосистем электроснабжения малой мощности с собственной генерацией, включаемых в электрические сети большой мощности, использующих способ опережающего сбалансированного деления в качестве противоаварийного управления, испытание прототипа автоматики, исследование и подтверждение ее эффективности.

Автоматика должна обеспечивать безопасность, как для объектов малой генерации, так и внешней электрической сети, эффективность использования генерирующего оборудования, быть мультиагентным устройством режимной и противоаварийной автоматики энергосистем с распределенной малой генерацией.

Задачи исследования для достижения цели диссертационной работы:

- 1) Анализ особенностей, технических решений и возможных способов, обеспечивающих нормальный режим работы распределенных объектов с малой синхронной генерацией в составе централизованных энергосистем.
- 2) Исследование эффективности и работоспособности способа противоаварийного управления в районах электрической сети с малой генерацией путем опережающего сбалансированного деления.
- 3) Определение функционала автоматики, разработка алгоритмов противоаварийного сбалансированного деления системы. Реализация предложенного способа опережающего сбалансированного деления в прототипе автоматики.
- 4) Испытание прототипа автоматики, противоаварийного органа управления на физической модели энергосистемы с локальной системой электроснабжения.
- 5) Исследование возможных системных эффектов от объединения на параллельную работу локальных систем электроснабжения на базе малой генерации с внешней электрической сетью, формирование на их основе состава потенциальных системных услуг, предоставляемых объектами распределенной малой генерации другим субъектам, участвующим в осуществлении общего режима электрической сети.

Объект исследования: системы электроснабжения на базе малой синхронной генерации, объединяемые на параллельную работу с внешними электроэнергетическими системами с помощью синхронных электрических связей.

Предмет исследования: средства и способы управления параллельной работой малой распределенной генерацией с собственной нагрузкой и системами электроснабжения в электрической сети электроэнергетической системы.

Научная новизна диссертации:

1) Разработан новый способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов с собственной нагрузкой в электрических сетях.

2) Теоретически, моделированием на имитационной модели электроэнергетической системы (Объединенной энергосистемы Сибири, операционной зоны Новосибирской области) исследовано применение разработанного способа противоаварийного управления на реальном объекте и получены результаты, обеспечивающие возможности его эффективного применения, определены требования по быстродействию, разработана методика расчета уставок срабатывания пускового органа автоматики.

3) Впервые разработан прототип автоматики управления режимами параллельной работы локальной системы электроснабжения в электрической сети, использующей в качестве противоаварийного управления разработанный способ опережающего сбалансированного деления.

4) Экспериментально доказана работоспособность автоматики противоаварийного управления режимом параллельной работы локальной системы электроснабжения с внешней электрической сетью.

5) На основе исследования возможных системных эффектов от присоединения локальной системы электроснабжения к внешней электрической сети и осуществления соответствующего управления ее режимами разработаны состав и обоснована возможность предоставления электроэнергетических услуг малой генерацией по регулированию режимов в электроэнергетических системах.

Теоретическая и прикладная значимость работы

Решена техническая задача по снятию технологических барьеров, связанных с присоединением объектов с малой генерацией к существующим электрическим сетям и созданием на их основе изолированно работающих энергосистем по типу SmartGrid.

Запатентованный Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях, реализован в прототипе автоматики управления режимом параллельной работы локальной системы энергоснабжения на базе малой генерации с внешней электрической сетью, созданным НГТУ совместно с ООО «Модульные системы Торнадо» и АО «Институт автоматизации энергетических систем». (Патент на изобретение РФ приведен в Приложении «Б», акты внедрения результатов диссертационной работы представлены в Приложении «В»).

Практические рекомендации и уставки автоматики использованы при осуществлении пилотного проекта по присоединению локальной системы энергоснабжения с электростанцией малой генерации жилого массива «Березовое» (г. Новосибирск) к электрической сети Новосибирской энергосистемы ЕЭС России с режимом параллельной работы и выдачей избыточных мощностей во внешнюю сеть.

Шкафы разработанной автоматики также планируются к установке и опытной эксплуатации на объектах малой генерации в территориальной распределительной сетевой компании АО «Россети Тюмень» (дочернее предприятие ПАО «Россети»).

Методология и методы исследования

Для исследования свойств локальных систем электроснабжения с малой генерацией, определения требований к автоматике, проверки работоспособности подсистем автоматики использованы методы математического и физического

моделирования, а именно моделирующие программно-вычислительные комплексы «Мустанг» и «RastrWin», физический комплекс «Электродинамическая модель электроэнергетических систем» Центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» НГТУ. Используются теория электрических систем и сетей, устойчивости электроэнергетических систем и противоаварийного управления в электроэнергетических системах.

Положения, выносимые на защиту:

1) Режимное и противоаварийное управление объектами с малой генерацией, включенными на параллельную работу в энергосистему, возможно без централизованного диспетчерского управления, автоматически за счет специальной автоматики и реализованного в ней способа опережающего сбалансированного деления, обеспечивающего безопасную работу малой генерации и электрической сети энергосистемы.

2) Опережающее сбалансированное противоаварийное отделение локальных систем энергоснабжения является предпочтительным по отношению к управлению с целью сохранения динамической устойчивости их параллельной работы.

3) Способ опережающего противоаварийного сбалансированного отделения локальных систем энергоснабжения исключает вероятность возникновения ударных электродинамических моментов на валах синхронных машин при коротких замыканиях в сети, снижает отключаемые токи коротких замыканий.

4) При параллельной работе малой генерации в электрической сети энергосистемы создаются системные эффекты по надежности электроснабжения, качеству электроэнергии и возможности регулирования электрического режима в сети прилегающего энергорайона, которые могут быть основой «системных услуг» в энергорайоне.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа соответствует Паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» исследованиям по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем, электрических сетей и систем электроснабжения. Конкретно следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02– «Электрические станции и электроэнергетические системы»:

6. Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике;

9. Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике;

10. Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов;

12. Разработка методов контроля и анализа качества электроэнергии и мер по его обеспечению.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов подтверждена использованием промышленных программ для имитационного моделирования, выполнением физического моделирования энергосистем и испытаниями разработанной автоматики на физической модели объекта.

Результаты исследования, полученные в ходе работы, автором диссертации докладывались и обсуждались на: научных семинарах кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, VI Международной научной конференции молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, 2015), VI международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Иваново, 2015), IX Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2015), XXI Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» (г. Томск, 2015), XI Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия - 2016» (г. Иваново, 2016), Конкурсе докладов по электроэнергетической и электротехнической тематикам Молодежной секции РНК СИГРЭ (г. Иваново, 2016), 54-я Международной научной студенческой конференции МНСК-2016 (г. Новосибирск, 2016), 70-ой юбилейной международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму, (г. Москва, 2016), XI Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST-2016 (г. Новосибирск, 2016), VII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань, 2016), Международном форуме и конференции «Наука будущего – наука молодых» (г. Казань, 2016), XIII международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» (АПЭП–2016) (г. Новосибирск, 2016), XII Новосибирском инновационно-инвестиционном форуме (г. Новосибирск, 2016), Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2016), V Международном форуме по энергоэффективности и развитию энергетики ENES-2016 (г. Москва, 2016), Международной научно-технической

конференции и выставке «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (г. Санкт-Петербург, 2017), XIX Всемирном фестивале молодёжи и студентов (г. Сочи, 2017), IX конференции «Планирование и управление электроэнергетическими системами» Объединенного диспетчерского управления Сибири - филиала АО «Системный оператор Единой электроэнергетической системы» (г. Кемерово, 2017), XIV международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» (АПЭП–2018) (г. Новосибирск, 2018), Международном форуме и конференции «Наука будущего – наука молодых» (г. Сочи, 2019), XIV Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST-2019 (г. Томск, 2019), II Саммите молодых ученых и инженеров «Большие вызовы для общества, государства и науки» (г. Сочи, 2019), XII Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2019).

Гранты, полученные автором диссертации на проведение научно-исследовательских работ: грант победителю конкурса в рамках «Дни студенческой науки НГТУ» (г. Новосибирск, 2015), адресная финансовая поддержка Правительства Новосибирской области победителю конкурса научных работ (проектов) талантливой учащейся молодежи (г. Новосибирск, 2015), грант факультета энергетики НГТУ победителю конкурса «Дни студенческой науки НГТУ» (г. Новосибирск, 2017).

В составе научного коллектива автор диссертации принимал участие в выполнении НИОКР по гранту Национально-технологической инициативы «Развитие НТИ» направление «Энерджинет» (EnergyNet), а также в хозяйственных работах с ООО «Генерация Сибири» по обоснованию основных технических решений по обеспечению параллельной работы локальной системы энергоснабжения на базе малой тепловой электрической станции с региональной распределительной электрической сетью с возможностью выдачи избыточных мощностей.

Научная работа автора диссертации была оценена и присуждены по результатам конкурсных отборов: Премия Мэрии г. Новосибирска (2017 г.); Стипендии: Мэрии г. Новосибирска (2018-2019 г.), Правительства Новосибирской области (2016-2017, 2017-2018 г.), а также Президента Российской Федерации (2018-2019 г.) и Правительства Российской Федерации (2018 г.) аспирантам, организаций осуществляющих образовательную деятельность, обучающимся по образовательным программам высшего образования по очной форме по специальностям и направлениям подготовки, соответствующим приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики; Президента Российской Федерации (2018-2019 г.) аспирантам, осваивающим образовательные программы высшего образования в

организациях, находящихся в ведении Министерства науки и высшего образования Российской Федерации; Президента Российской Федерации (2019-2021 г.) молодым ученым и аспирантам, осуществляющие перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 32 печатных научных работ, в том числе 2 статьи в изданиях согласно перечню российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук (перечень ВАК РФ), получен 1 патент на изобретение Российской Федерации, 3 статьи в рецензируемых журналах, 2 статьи в научных изданиях, индексируемых в наукометрических базах данных Scopus и Web of Science, 24 публикации в сборниках материалов и трудов научных конференций, форумов всероссийского и международного уровня. Внедрение результатов диссертационного исследования подтверждено 2 актами.

Личный вклад автора диссертации

Соискателю принадлежит формализация поставленных задач, исследование технических решений и способов управления при параллельной работе объектов с малой генерацией с синхронными генераторами, имитационное моделирование режимов электроэнергетической системы, разработка методики определения уставок срабатывания пускового органа противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления системы, разработка программы и испытания на электродинамической модели энергосистем способа опережающего сбалансированного деления в составе прототипа системной автоматики управления режимами объектов с малой генерацией, развитие идей формализации системных технических эффектов от работы малой генерации в электрической сети энергосистемы в электроэнергетические услуги перспективного розничного рынка.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы, включающего 109 наименований, и трех приложений. Общий объем работы составляет 184 страницы, включает 60 рисунков и 32 таблицы.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ С МАЛОЙ СИНХРОННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В СОСТАВЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1 Классификация и основные понятия

Современное развитие электроэнергетики определяется необходимостью изменения электроэнергетической системы, структуры и балансов энергии, более эффективного использования ресурсов энергетического комплекса, переходом к активному использованию и внедрению в электрические сети источников малой распределенной генерации, в рамках создания энергосистем нового качества концепции «SmartGrid» [1-3]. Под «SmartGrid» понимают умные сети, энергосистемы – удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования за счет скоординированного управления при помощи двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями и активными потребителями [4-8].

В настоящее время строительство объектов распределенной малой генерации и интеграция в системы энергоснабжения является одной из основных мировых тенденций, определяющей развитие генерирующих мощностей и электросетевого комплекса [9-21].

В Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г. и последующие годы, утвержденной распоряжением Правительства РФ, одной из ключевых задач является модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора [22].

Мировые тенденции органичного сочетания централизованной и распределенной генерации характерны и для России. Климатические и географические особенности порождают более высокую, чем в других странах, потребность в электроэнергии и тепле. Огромные расстояния в совокупности с низкой плотностью населения делают централизованное энерго- и теплоснабжение очень затратным, а доступность энергоресурсов, дополненная прочими достоинствами распределенной генерации, делают ее весьма привлекательной.

Рост числа установок малой генерации, как сферы частного бизнеса, обусловлен несколькими факторами. Это, прежде всего, существующими барьерами по технологическому присоединению новых нагрузок к существующим электрическим сетям, сопоставимостью стоимости электрической энергии, выработанной на собственной

малой генерации в цикле когенерации и выработанной в централизованной энергосистеме. К достоинствам распределенной малой генерации относят небольшие сроки ввода объектов, повышение надежности энергоснабжения, улучшение показателей качества электрической энергии при параллельной работе, снижение потерь мощности и электроэнергии в распределительной сети.

Для большей части территории России с суровыми климатическими условиями работа установок малой генерации осуществляется на газе, дизельном топливе, угольной суспензии. Так, промышленный сектор достаточно часто использует в своем производственном цикле высокоэнергетические элементы: пар, сжатый воздух, попутный газ, которые являются побочным продуктом основной деятельности, но вполне могут быть дополнительно использованы для выработки электроэнергии [23-24].

Современные технологии в производстве высокоэффективных газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ, ПГУ) малой генерации позволяют достигать им 60% КПД, а также иметь широкий диапазон установленных мощностей. Высокая заводская готовность, комплектность и транспортабельность приводят к коротким срокам ввода необходимых мощностей и окупаемости, а возможность одновременной выработки тепла и электроэнергии привели к их широкому использованию в промышленном и коммунально-бытовом секторах.

В понятие малой распределённой генерации входят генерирующие установки малой мощности, подключаемые к распределительной электрической сети преимущественно низкого класса напряжения 0,4 – 110 кВ, использующие источники первичной энергии различных видов.

В иностранных источниках распределенная малая генерация понимается, как «распределенная» генерация (Distributed generation) или «распределенная генерация» (Dispersed generation), «включенная» (Embedded generation), а также «Виртуальная электростанция» (Virtual power plant) – группа распределенных генераторов, находящихся под единым автоматизированным управлением [25]. Установки распределенной генерации классифицируют по величине установленной мощности единичного генерирующего оборудования, находящегося в пределах от нескольких кВт до 100 МВт, а также по классам напряжения электрической сети, режиму работы и схемам выдачи мощности. Матрица критериев классификации приведена на рисунке 1.1.

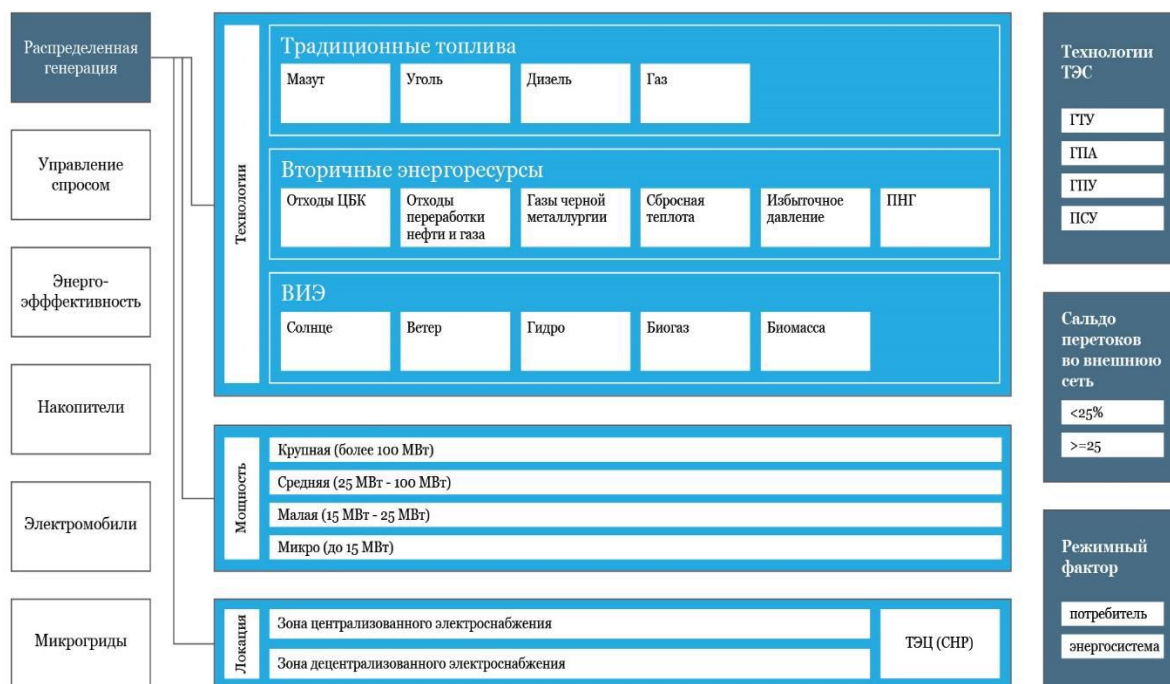


Рисунок 1.1 - Виды распределенной малой генерации и матрица критериев ее классификации

В России распределенная генерация, в основном, представлена синхронной генерацией на различных видах топлива, когенерацией, установками, работающими на возобновляемых источниках энергии, в том числе малыми гидроэлектростанциями, мощностью не более 25 МВт, а также автономно работающими энергосистемами.

Рост количества распределенной генерации в электроэнергетической системе имеет не только положительные стороны, но и создает определенные технические трудности, связанные с изменением схемно-режимных свойств энергосистемы, возможностями управления ими в нормальных и аварийных режимах [26-27].

При подключении энергоблоков объектов малой генерации изменяется потокораспределение в прилегающем районе электрической сети и условия регулирования напряжения [28-30], происходит снижение потерь при передаче электроэнергии и разгрузка распределительной сети, увеличение ее пропускной способности.

Распределенная малая генерация при параллельной работе усложняет задачи управления режимами централизованной энергосистемы в связи с чувствительностью малоинерционных генерирующих установок к внешним воздействиям и, как следствие, их частого отключения, но при этом данный источник генерации позволяет повысить надежность и независимость энергоснабжения присоединенного потребителя.

Распределительная сеть с появлением в ней малой генерации приобретает свойства основной сети и становится локальной энергосистемой, для которой необходимо решение всех тех же задач, что и для большой энергосистемы, по обеспечению надежного и безопасного функционирования [31-34].

На сегодняшний день большинство установок малой генерации работает в автономных режимах, поскольку присоединение к существующим электрическим сетям встречает технические, экономические и административные барьеры.

На базе развития и внедрения малой генерации формируются локальные системы электроснабжения (ЛЭС) (в иностранной литературе «MiniGrid» системы) – объединенная энергосистема, состоящая из распределенных энергоресурсов и нескольких электрических нагрузок (потребителей), работающая как единый управляемый объект параллельно и вместе с существующей электрической сетью или в островном режиме.

Малая распределенная генерация направлена на решение локальных проблем основной энергетики, возникающих из-за «запертости» и недостаточности электрических мощностей, отсутствия их резервирования, когда строительство генерирующих производств малой мощности является экономически более эффективным, чем реконструкция и строительство распределительных сетей. Вследствие небольших мощностей энергоблоки устанавливаются в распределительной сети в непосредственной близости от потребителей, формируя распределенную генерацию и локальные системы электроснабжения, которые разгружают электрические сети, что способствует повышению надежности, качества электроэнергии, дает дополнительные возможности для реализации электроэнергии и развития прилегающей территории.

Перспективным является развитие технологий на основе Российской Национальной концепции «SmartGrid», отличающейся от принятой в странах Европы, США и др. Развитие распределенной малой генерации за границей происходит преимущественно на базе возобновляемых источников энергии, работающих в электрической сети режимно-изолированно, либо через частотно-преобразовательные устройства (вставки постоянного тока). В России с ее климатическими и географическими особенностями речь идет о создании интеллектуальной автоматики и систем управления преимущественно для когенерационных установок топливной малой генерации. Энергоблоки, работая синхронно с общей распределительной электрической сетью единой энергосистемы на основе системы автоматизированного интеллектуального управления, позволяют полноценно использовать системные эффекты от совместного функционирования и синхронной работы крупной концентрированной и малой распределенной генерации.

1.2 Развитие малой генерации в электроэнергетических системах.

Причины, виды, системные последствия, требования по безопасности и эффективности

Распределённое производство энергии - концепция строительства источников энергии и распределительных сетей, которая подразумевает наличие множества не больших по мощности потребителей, производящих тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, а также направляющих излишки в общую сеть. Установки малой генерации размещаются, как правило, непосредственно у потребителей электрической и тепловой энергии и подключаются к распределительной электрической сети [35-38].

По отчетным данным АО «Системный оператор единой электроэнергетической системы России» (АО «СО ЕЭС») совокупная установленная мощность электростанций России на 01.01.2020 г. составила 246 342,45 МВт [39]. Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и в целом единой энергосистемы России (ЕЭС России) на 01 января 2020 года приведена в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Установленная мощность генерирующего оборудования в ЕЭС России

| Энергосистема | Всего, МВт | ТЭС | | ГЭС | | АЭС | | ВЭС | | СЭС | |
|-------------------|------------|-----------|-------|----------|-------|----------|-------|--------|------|---------|------|
| | | МВт | % | МВт | % | МВт | % | МВт | % | МВт | % |
| ЕЭС России | 246342,45 | 164612,14 | 66,82 | 49870,29 | 20,24 | 30313,18 | 12,31 | 184,12 | 0,08 | 1362,72 | 0,55 |
| ОЭС Центра | 52648,58 | 36070,23 | 68,51 | 1800,07 | 3,42 | 14778,28 | 28,07 | - | - | - | - |
| ОЭС Средней Волги | 27493,88 | 16203,48 | 58,93 | 7013 | 25,51 | 4072 | 14,81 | 85,4 | 0,31 | 120 | 0,44 |
| ОЭС Урала | 53696,44 | 49979,59 | 93,08 | 1901,19 | 3,54 | 1485 | 2,77 | 1,66 | - | 329,00 | 0,61 |
| ОЭС Северо-Запада | 24472,11 | 15572,14 | 63,64 | 2947,24 | 12,04 | 5947,63 | 24,3 | 5,1 | 0,02 | - | - |
| ОЭС Юга | 24857,73 | 13757,29 | 55,35 | 6289,69 | 25,3 | 4030,27 | 16,21 | 91,96 | 0,37 | 688,52 | 2,77 |
| ОЭС Сибири | 52104,76 | 26577,96 | 51,01 | 25301,6 | 48,56 | - | - | - | - | 225,2 | 0,43 |
| ОЭС Востока | 11068,95 | 6451,45 | 58,28 | 4617,5 | 41,72 | - | - | - | - | - | - |

В структуре генерации представлены тепловые электростанции (ТЭС), гидравлические электростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС), а также выделена категория возобновляемых источников энергии, включающая в себя, ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС).

Из таблицы следует, что доля ТЭС в структуре мощностей преобладает и составляет не менее 51% (в среднем 66,8%, максимум 93%). Доля ВИЭ на сегодняшний день работающих в составе ЕЭС России составляет порядка 0,63%.

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на конец 2019 года по типам генерирующего оборудования представлена на рисунке 1.2.

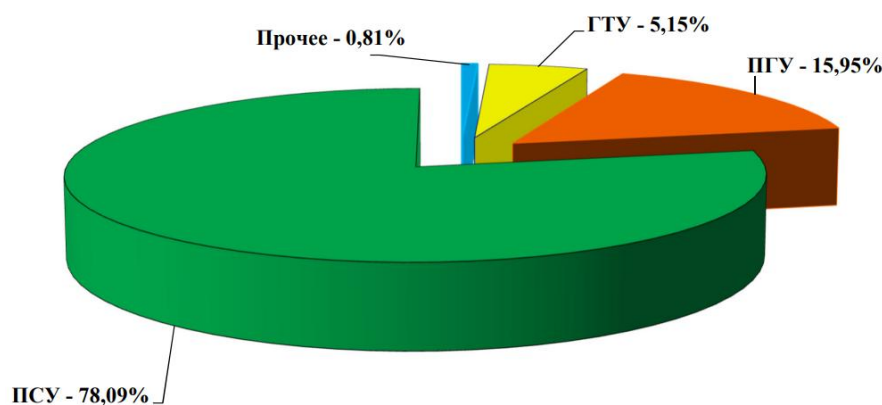


Рисунок 1.2 - Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России в 2019 г.

Как видно из осциллограммы выработка электроэнергии на генерирующих установках ПГУ и ГПУ составляет порядка 21% и эта величина со временем увеличивается, что говорит об эффективности использования данных энергоустановок, а также развитии газотранспортной системы, позволяющей более широкому внедрению данных энергоблоков на электростанциях в ЕЭС России, так и для автономной малой распределенной генерации, преимущественно использующей данные установки.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2019 году произошло за счет: ввода в работу нового генерирующего оборудования в объеме 2969,9 МВт; увеличения установленной мощности действующего генерирующего оборудования в связи с его перемаркировкой – 244,09 МВт. Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 1 746,03 МВт. В таблице 1.2 представлены данные по введённому в 2019 году оборудованию, работающему в ЕЭС России [40].

Таблица 1.2 - Вводы нового генерирующего оборудования в работу на электростанциях ЕЭС России в 2019 г.

| Электростанции | Оборудование | Установленная мощность, МВт |
|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| <u>ОЭС Центра</u> | | <u>1 294,483</u> |
| Нововоронежская АЭС | К-1200-6,8/50 | 1 180,983 |
| Алексинская ТЭЦ | ПГУ | 113,5 |
| <u>ОЭС Средней Волги</u> | | <u>71,217</u> |
| <i>Самарская СЭС-2</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>25,00</i> |
| <i>ГТУ-ТЭС в г. Елабуга</i> | <i>TAURUS 60</i> | <i>20,474</i> |
| Саровская ТЭЦ | ПТ-25-90/10М | 25,743 |
| <u>ОЭС Урала</u> | | <u>98,436</u> |
| Чкаловская СЭС | ФЭСМ | 30,0 |
| <i>Григорьевская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>10,0</i> |
| <i>Елианская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>25,0</i> |
| <i>ГПЭС Хантэк Южная</i> | <i>JGC 420 GS-S.L</i> | <i>8,436</i> |
| <i>Домбаровская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>25,00</i> |
| <u>ОЭС Юга</u> | | <u>1 323,763</u> |
| Балаклавская ТЭС | ПГУ | 251,445 |
| Ахтубинская СЭС | ФЭСМ | 60,0 |
| <i>СЭС Элиста Северная</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,0</i> |
| Грозненская ТЭС | SGT5-PFC 2000E | 184,0 |
| Таврическая ТЭС | ПГУ | 244,743 |
| <i>СЭС Михайловская</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,0</i> |
| Старомарьевская СЭС | ФЭСМ | 75,0 |
| <i>Малодербетовская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| Яшкульская СЭС | ФЭСМ | 33,50 |
| Зарамагская ГЭС-1 | К 600-В6-341.2 | 346,0 |
| Лиманская СЭС | ФЭСМ | 30,00 |
| <i>Сакская ПГУ</i> | <i>КТ-16-3,9/0,2</i> | <i>14,355</i> |
| <i>Сакская ПГУ</i> | <i>КТ-16-3,9/0,2</i> | <i>14,62</i> |
| ГПТЭС Кавказцемент | Wartsila 20V34SGD | 25,10 |
| <u>ОЭС Сибири</u> | | <u>182,0</u> |
| <i>Майминская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>5,0</i> |
| <i>Ининская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>25,0</i> |
| <i>СЭС БВС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| <i>КЭС Кокс</i> | <i>К-12-1,2</i> | <i>12,00</i> |
| <i>Хоринская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| <i>Тарбагатайская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| <i>Кабанская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| <i>Кенонская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| <i>Ингодинская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>15,00</i> |
| Усть-Коксинская СЭС | ФЭСМ | 40,00 |
| <i>Чемальская СЭС</i> | <i>ФЭСМ</i> | <i>10,00</i> |
| ЕЭС РОССИИ | | 2 969,899 |

Из анализа данных, представленных в таблице, следует, что в зонах централизованного электроснабжения ЕЭС России ввод генерирующего оборудования на основе установок малой генерации в 2019 году составил 363,385 МВт, что составляет 12,23% от ввода мощностей в ЕЭС России, а без учета ввода турбогенератора на Нововоронежской АЭС - 20,3%.

На рисунке 1.3 показана структура ввода нового оборудования в ЕЭС России в 2019 году по типам генерирующего оборудования (без учета турбогенератора Нововоронежской АЭС).

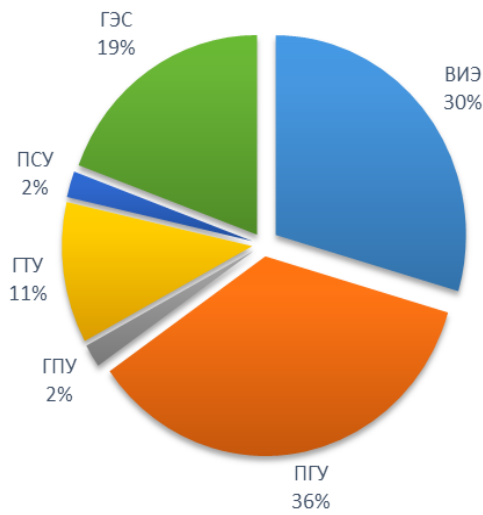


Рисунок 1.3 - Структура введенных установленных мощностей в ЕЭС России в 2019 г.

На рисунке 1.4 представлена диаграмма распределения генерирующих мощностей между вновь введенными в 2019 году в ЕЭС России энергоблоков установленной мощностью до 25 МВт.

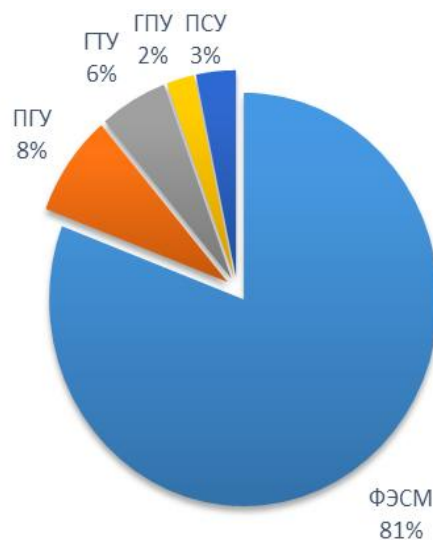


Рисунок 1.4 – Структура введенных мощностей малой генерации в ЕЭС России в 2019 г.

Из анализа приведенных выше данных можно сделать вывод, что в зонах централизованного электроснабжения ввод малой распределённой генерации и её подключению к электрической сети ЕЭС России осуществляется преимущественно на основе энергоустановок на ВИЭ, использующих фотоэлектрические солнечные модули (ФЭСМ). В 2019 году доля ФЭСМ составила порядка 81% от установленной мощности всех установок малой генерации, подключенной к ЕЭС России. Остальные энергетические установки в качестве источника первичной энергии используют, как правило, углеродное топливо.

Работа введенных генерирующих мощностей малой генерации осуществляется параллельно с сетью ЕЭС России, но как отдельно введенных электростанций и только для выработки электрической энергии и выдачи её в распределительную сеть ЕЭС России.

Строительство электрогенерации на ВИЭ определяется не её конкурентными преимуществами, а развитием данного сектора в России только на основе договоров присоединения мощности (ДПМ), определяемых на основе ручного управления, а не конкурентного рынка. При этом обеспечивается доходность субъектам данных электростанций вне зависимости от их эффективности и полезности в структуре энергосистемы.

Ретроспективные данные структуры установленных мощностей в ЕЭС России и изменения структуры по годам с 2015 года по настоящее время приведены в Таблице 1.3 [39-40].

Таблица 1.3 – Структура установленных мощностей в ЕЭС России с 2015 по 2019 год

| Вид ЭС | 2015 г. | | 2016 г. | | 2017 г. | | 2018 г. | | 2019 г. | |
|--------|---------------|------------|---------------|------------|---------------|------------|---------------|------------|---------------|------------|
| | Мощность, МВт | Доля в ЕЭС | Мощность, МВт | Доля в ЕЭС | Мощность, МВт | Доля в ЕЭС | Мощность, МВт | Доля в ЕЭС | Мощность, МВт | Доля в ЕЭС |
| ТЭС | 160233,2 | 68,1 | 160242,1 | 67,8 | 162779,6 | 67,8 | 164586,6 | 67,6 | 164612,1 | 66,8 |
| ГЭС | 47855,1 | 20,34 | 48085,9 | 20,34 | 48449,6 | 20,2 | 48506,3 | 19,9 | 49870,2 | 20,2 |
| АЭС | 27146 | 11,53 | 27929,4 | 11,82 | 27914,3 | 11,6 | 29132,2 | 11,9 | 30313,1 | 12,3 |
| ВЭС | 60,2 | 0,03 | 75,2 | 0,03 | 534,2 | 0,2 | 834,2 | 0,3 | 184,1 | 0,08 |
| СЭС | 10,9 | 0,01 | 10,9 | 0,01 | 134,3 | 0,06 | 183,9 | 0,08 | 1362,7 | 0,55 |

На рисунке 1.5 выделена графически динамика доли в процентах ввода мощностей ВЭС и СЭС в ЕЭС России.

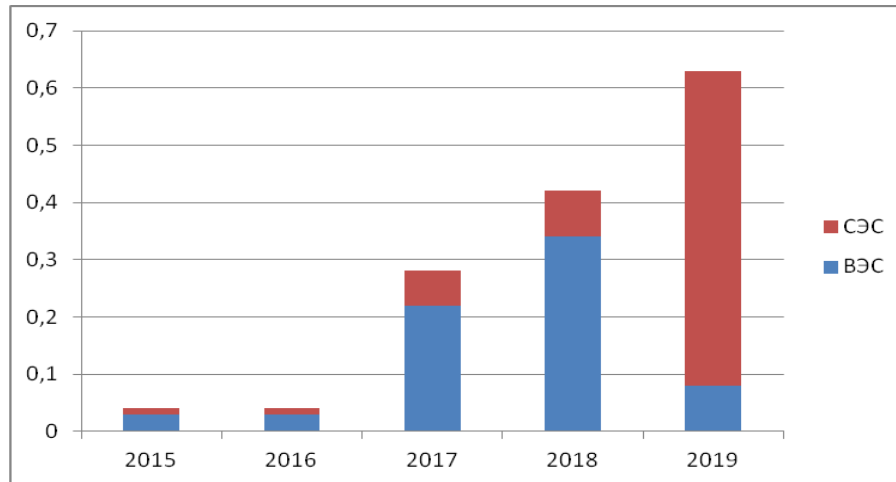


Рисунок 1.5 – Ввод установленных мощностей СЭС и ВЭС в ЕЭС России по годам

На сегодняшний день в России введены и эксплуатируются порядка 30 солнечных электростанций и 10 ветропарков, что не превышает 1 % установленных мощностей ЕЭС России.

С точки зрения подключения к электрической сети, СЭС и ВЭС рассматриваются как объекты малой генерации, подключаемые через частотно-преобразовательные устройства, к схемам выдачи мощности которым предъявляется большая часть типовых требований классических электростанций, и в первую очередь таких нормативно правовых актов как: ПУЭ, ПТЭ электростанций и сетей, Правил технологического присоединения к сетям, а также стандарты АО «СО ЕЭС», касающиеся субъектов оперативно-диспетчерского управления, и регламенты оптового рынка электроэнергии и мощности РФ.

В то же время по данным Федеральной службы государственной статистики РФ, в России в 2016 году работало порядка 36 тысяч электростанций мощностью не более 25 МВт, а их суммарная мощность составила 13 ГВт (Рисунок 1.6) [25, 41].

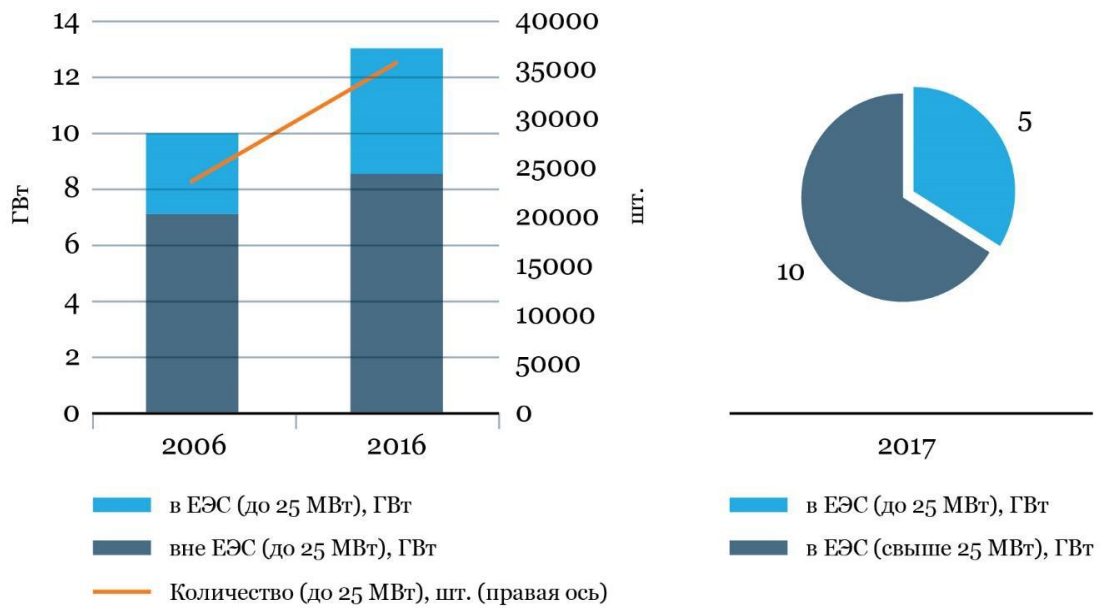


Рисунок 1.6 – Установленная мощность и количество электростанций распределенной малой генерации в целом в России (включая ЕЭС России и зону децентрализованного электроснабжения)

Порядка 8,5 ГВт, то есть две трети всей мощности малой распределенной генерации, эксплуатируется в зоне децентрализованного энергоснабжения территории РФ, при этом 1 тысяча объектов имеет мощность более 500 кВт, а средняя мощность еще почти 35 тысяч децентрализованных энергосистем составляет в среднем около 30 кВт.

В 2016 году по сравнению с 2006 годом увеличение мощности составило около 3 ГВт. Основная часть упомянутых объектов – это ТЭС, на которые приходится 92 % общей мощности (оставшиеся 8% приходятся на солнечные, гидравлические и другие электростанции).

Выделим четыре типовых вида объектов с малой генерацией, приоритетных для конкурентного и эффективного развития в российских условиях:

1. Крупная электростанция (как правило, ТЭЦ) вблизи концентрированных и крупных энергопотребителей.

2. Локальная система электроснабжения (как правило, с когенерационными электростанциями малой мощности) для небольшой зоны потребителей (средние и малые предприятия, инфраструктура и т.д.), в том числе энергоснабжение жилых районов в крупных населенных пунктах.

4. Микрогенерация (когенерация, но в том числе и ВИЭ) для частных хозяйств и домовладений.

Когенерация включает электростанции, приближенные к потребителям и вырабатывающие тепловую и электрическую энергию (в первую очередь - для нужд этих потребителей) в едином цикле, при этом первичным или обязательным является выработка тепловой энергии, а вторичным электрической [42-43].

Актуальность и распространенность таких видов генерации в России обусловлены климатическими особенностями страны и наличием устойчивого спроса на тепловую энергию практически во всех регионах.

Анализ существующей структуры и видов генерации (в том числе и в ЕЭС России) показал, что увеличивается доля ввода установок малой распределенной генерации, что подтверждает мировой тренд по развитию локальных систем генерации, а не интенсивное строительство концентрированной крупной генерации. При этом эффективное освоение территорий и их электроснабжение, что является приоритетным направлением особенно для России, на основе открытых и конкурентных отношений возможно только при развитии малой распределенной генерации.

Вводимая и работающая в составе ЕЭС России генерация на ВИЭ не обеспечивают необходимой потребности в объемах выработки электроэнергии, замещении стареющего и выводимого из эксплуатации оборудования, эффективности и надежности электроснабжения. Масштабное подключение энергорайонов или локальных систем электроснабжения с малой генерацией на основе технологий когенерации, использующей доступные и эффективные современные ГПУ и ГТУ на параллельную работу в ЕЭС России, не происходит из-за существующих технических и административных барьеров совместного функционирования данных систем, а существующие примеры работы отдельных энергоблоков ГПУ и ГТУ в составе ЕЭС России являются единичными частными случаями и не носят широкого явления.

Перспективы более широкого использования малой генерации подтверждаются высоким интересом собственников производственных и промышленных предприятий, которые видят в этом способ возможность оптимизировать собственные затраты на энергоснабжение. Интерес строительной отрасли к локальным объектам энергетики, как правило, является вынужденным шагом, так как электросетевой комплекс не всегда может обеспечить доступную техническую возможность подключения новых потребителей к распределительным центрам питания энергосистемы. Данные по технико-экономическому анализу когенерационной электростанции представлены в Таблице 1.4 [44-45].

Таблица 1.4 - Сравнительный анализ показателей когенерационных электростанций малой генерации в зависимости от состава их установленной мощности энергоблоков

| Когенерационная ТЭС | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Тип и количество блоков: | 3*ГПУ- | 3*ГТУ- | 2*ГПУ- | 2*ГТУ- | ГПУ- | ГТУ |
| | 2,5 | 2,5 | 16 | 16 | 25 | -25 |
| Установленная мощность: | | | | | | |
| электрическая, МВт | 7,5 | 7,5 | 32 | 32 | 25 | 25 |
| тепловая, Гкал | 8,49 | 8,49 | 36 | 36 | 26,1 | 26,1 |
| Инвестиции: | | | | | | |
| суммарные капитальные вложения, млн.руб | 56,6 | 145,5 | 439,8 | 595,1 | 1010,6 | 808,5 |
| срок вложения инвестиций, лет | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Цены и тарифы: | | | | | | |
| тепло, руб/Гкал | 1604 | | | | | |
| электроэнергия, руб/кВт*ч | 3 | | | | | |
| газ руб/кг. у.т | 3,2 | | | | | |
| Отпуск энергии: | | | | | | |
| тепла, Гкал | 44820 | 44820 | 285840 | 285840 | 261800 | 261800 |
| электроэнергии, тыс. кВт*ч | 20250 | 20250 | 129600 | 129600 | 123750 | 123750 |
| Показатели окупаемости: | | | | | | |
| ЧДД, млн. руб | 352,5 | 445,2 | 223,9 | 2575,9 | 3409,8 | 3004,1 |
| ВНД, % | 42% | 29% | 53% | 44% | 28% | 32% |
| срок окупаемости, лет | 2,5 | 4,4 | 1,9 | 2,3 | 4,9 | 4,1 |

Приведенные данные иллюстрируют экономическую эффективность и целесообразность строительства объектов малой генерации для различных субъектов хозяйственной деятельности, что позволяет обеспечить им собственное независимое тепло- и электроснабжение, при небольшом сроке окупаемости и высокой норме доходности для инвесторов и собственников данной составляющей бизнеса.

Основными существующими факторами, стимулирующими развитие малой генерации в современных условиях, являются:

- Адаптация потребителей к существующей рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию;
- Снижение рисков дефицита мощности и повышение энергетической безопасности;
- Доступность новых высокоэффективных энергетических установок (ГТУ и ПГУ);
- Рост доли газа в топливоснабжении территорий и применении его на электростанциях;

- Ужесточение требований к снижению антропогенного (негативного) влияния энергетических объектов на окружающую среду.

Технологии электроснабжения потребителей от распределённой малой генерации при сравнении со стоимостью электроснабжения от централизованной энергосистемы имеют более высокие капитальные затраты на строительство и запуск станции, но эти издержки покрываются возникающими дополнительными преимуществами, такими как:

- когенерация электричества и тепла;
- повышенная надёжность электроснабжения;
- меньшая стоимость конечной электроэнергии и тепла (нет сетевой составляющей);
- независимость и капиталовложения в собственный бизнес.

Выделим преимущества малой генерации, разделив их на две основные группы: для электроэнергетической отрасли и для потребителей.

Основными интересами потребителей являются:

- снижение зависимости потребителя от централизованного энергоснабжения и его состояния;
- высокий коэффициент полезного действия когенерационной энергетики;
- одновременное производство электроэнергии и тепла;
- снижение затрат на энергию, связанное со снижением затрат на транспорт;
- малое отрицательное воздействие на окружающую среду;
- возможность резервирования, что повышает надёжностью энергоснабжения;
- высокая ремонтпригодность (ремонт на месте);
- небольшие сроки окупаемости.

Энергокомпании от работы распределенной малой генерации в сети получают:

- возможность перераспределить высвободившиеся мощности крупной генерации после введения локальных источников в виде малой генерации с быстрыми сроками строительства и окупаемости инвестиций;
- решение проблемы обеспечения энергией отдаленных районов;
- возможность выравнивания графика нагрузок при работе в часы пика;
- разгрузку трансформаторов, снижение потерь и улучшение режимных параметров сети;
- поддержание качества энергии в общей электрической сети и возможности регулирования напряжения;
- снижение затрат на реконструкцию и обновление сетей и подстанций;

- уменьшение затрат на поддержание резервов;
- возможность снижения затрат на покупку электроэнергии для покрытия потерь в сети, возникающих при передаче, за счёт покупки необходимых объемов у малой распределенной генерации.

Проведенный анализ показывает, что оптимальным является разумное сочетание централизованного и децентрализованного энергоснабжения, большой и малой энергетики.

Риски параллельной работы объектов малой синхронной генерации с внешней электрической сетью электроэнергетической системы

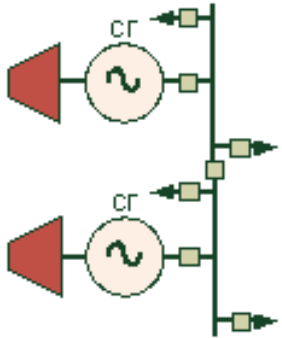
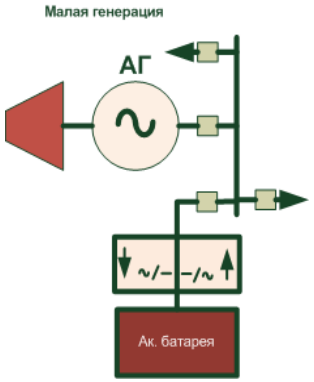
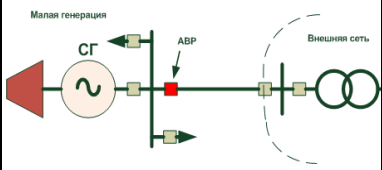
Параллельная работа присоединенной электростанции с сетью сопряжена с рядом рисков, которые должны быть устранены при объединении:

- Риск возникновения недопустимых асинхронных режимов, ударных моментов на валах энергоблоков электростанции малой генерации, отключения энергоблоков по параметрам обратной последовательности и обратной мощности;
- Увеличение токов короткого замыкания, как на подстанции присоединения (незначительно), так и сети ЛСЭ (многократно);
- Влияние токов подпитки от ЛСЭ на чувствительность дистанционной защиты линии электропередач смежных с подстанцией присоединения;
- Риск возникновения недопустимого объединения шин подстанции присоединения и несинхронизированных подсистем на параллельную работу;
- Подпитка отключенных линий и трансформаторов электрической сети.

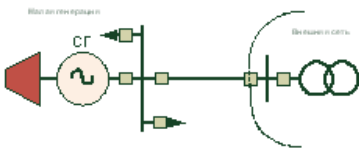
1.3 Существующие способы обеспечения безопасной параллельной работы малой генерации с внешней электрической сетью

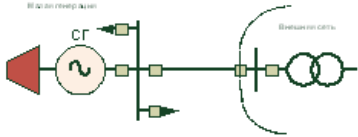
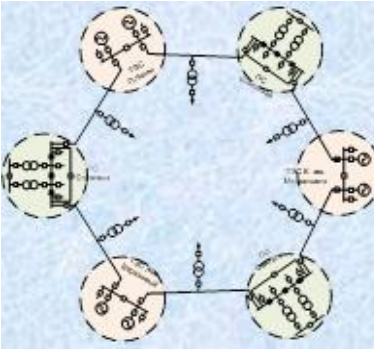
Рассмотрим технические решения, обеспечивающие режим параллельной работы объединяемых синхронных генераторов малой генерации (СМГ) в локальной системе электроснабжения (ЛСЭ) и в сети электроэнергетической системы большой мощности (Таблица 1.5) [5, 46].

Таблица 1.5 – Способы работы ЛСЭ

| № | Техническое решение | Описание | Достоинства | Недостатки |
|---|--|--|--|---|
| 1 | <p>Работа ЛСЭ на базе СМГ в островном режиме</p>  | <p>Источниками являются энергоблоки с синхронными генераторами. По критерию надежности n-1 необходим дополнительный генератор, а с учетом ремонтных работ 2 генератора. Для запуска станции с нуля необходим резервный дизель генератор.</p> | Независимость. | <p>Высокие затраты на надежность. Необходимость регулирования режима и противоаварийного управления в полном объеме. Низкое использование установленных мощностей.</p> |
| 2 | <p>Работа ЛСЭ на базе СМГ с накопителем и преобразователем</p>  | <p>Для выравнивания графика нагрузки, регулирования напряжения, кратковременного резервирования используется накопитель энергии (аккумуляторная батарея) с преобразователем.</p> | <p>Независимость. Кратковременное резервирование от батареи. Возможность использования генератора на постоянных магнитах и асинхронного генератора. Возможность высокого использования мощности генераторов.</p> | <p>Высокие затраты на батарею и преобразователь. Необходимость регулирования режима в полном объеме. Искажение формы синусоиды (появление высших гармоник в собственной сети). Дополнительные потери при накоплении и преобразовании энергии.</p> |
| 2 | <p>Работа ЛСЭ на базе СМГ в островном режиме с автоматическим вводом резерва от сети при погашении станции</p>  | <p>Параллельная работа электростанции с внешней сетью не предусматривается. Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается АВР от внешней сети.</p> | <p>Обеспеченная надежность при наличии сетевого резерва в требуемом объеме.</p> | <p>Необходимость регулирования режима и противоаварийного управления в полном объеме. Низкое использование установленных мощностей.</p> |

| | | | | |
|---|--|---|--|--|
| 3 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ с асинхронным генератором</p>  | <p>Использование асинхронных генераторов в энергоблоках станции.</p> | <p>Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</p> | <p>Надежность и качество электрической энергии определяются внешней сетью. Подпитка коротких замыканий токами от внешней сети. Невозможность автономной работы при нарушениях во внешней сети или связи с ней.</p> |
| 4 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ с асинхронным генератором и накопителем энергии</p>  | <p>Использование асинхронных генераторов в энергоблоках станции в сочетании с накопителями и преобразователями.</p> | <p>Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей. Возможность высокого использования мощности генераторов. Меньшая по отношению к 2 потребность в сетевом резерве.</p> | <p>Высокие затраты на батарею и преобразователь. Искажение формы синусоиды в т.ч. появление гармоник во внешней сети. Подпитка коротких замыканий токами от внешней сети. Дополнительные потери при накоплении и преобразовании энергии.</p> |
| 5 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ через вставку постоянного тока</p>  | <p>Использование несинхронной связи на базе вставки постоянного тока.</p> | <p>Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</p> | <p>Высокие затраты на преобразовательную вставку. Искажение формы синусоиды. Дополнительные потери мощности и энергии.</p> |
| 6 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ через электромеханическую вставку</p>  | <p>Использование несинхронной связи на базе асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты.</p> | <p>Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</p> | <p>Высокие затраты на преобразовательную вставку. Дополнительные потери мощности и энергии.</p> |

| | | | | |
|---|--|--|---|--|
| 7 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ с использованием обычной противоаварийной автоматики</p>  | <p>Использование традиционного комплекса автоматики для обеспечения безопасной и надежной работы энергоузла с электростанцией в составе энергосистемы.</p> | <p>Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть. Повышение качества электрической энергии в районе присоединения станции к сети за счет АРВ генератора.</p> | <p>Рост отключаемых токов КЗ в сети ЛСЭ внешней сети. Возможность нарушения синхронности параллельной работы. Возможность возникновения недопустимых ударных моментов на валах СМГ с повреждением энергоблоков. Взаимное влияние ЛСЭ и внешней сети на работу РЗА и необходимость их согласования. Дополнительные затраты на реконструкцию существующей автоматики и дооснащение дополнительной. Необходимость интеграции системы управления ЛСЭ в систему ОДУ внешней сети. Дополнительные затраты на оснащение автоматикой управления режимом параллельной работы.</p> |
|---|--|--|---|--|

| | | | | |
|---|--|--|--|--|
| 8 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ с использованием автоматики опережающего сбалазированного деления сети и автооператора</p>  | <p>Использование автоматики опережающего сбалазированного деления сети при нарушениях нормального режима и автооператора для автоматического восстановления нормального режима и осуществления режимного управления.</p> | <p>Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть. Повышение качества электрической энергии в районе присоединения станции к сети за счет АРВ генератора.</p> | <p>Дополнительные затраты на оснащение автоматикой.</p> |
| 9 | <p>Объединение ЛСЭ на базе СМГ в малые изолированно работающие энергосистемы</p>  | <p>Создание изолированно работающих энергосистем на базе ЛСЭ.</p> | <p>Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции. Возможность обмена избытками мощности и энергии в сети. Повышение качества электроэнергии за счет системного регулирования и выравнивания суммарного графика нагрузки.</p> | <p>Дополнительные затраты на создание системообразующей сети, оснащение системной автоматикой.</p> |

Систематизируем свойства и технические решения.

В таблице 1.6 систематизация представлена цветовыми обозначениями свойств технических решений. Зеленому цвету соответствует максимально позитивное качество, красному максимально негативное качество. Промежуточные цвета соответствуют степеням приближения к указанным крайним.

Таблица 1.6 - Сводная таблица свойств технических решений

| № | Свойства | Независимость | Надежность | Потребность в регулировании | Потребность в ПА | Использование мощности генерирующих установок | Качество электрической энергии | Токи короткого замыкания | Потери | Затраты на дополнительное силовое оборудование | Затраты на дополнительную автоматику |
|---|--|---------------|------------|-----------------------------|------------------|---|--------------------------------|--------------------------|------------|--|--------------------------------------|
| | Техническое решение | | | | | | | | | | |
| 0 | Автономная работа | Green | Red | Red | LightGreen | Red | Yellow | Green | Green | Red | Green |
| 1 | Автономная работа с АВР от сети | LightGreen | Green | Red | Green | Red | Yellow | LightGreen | Green | Green | Green |
| 2 | Автономная работа с накопителем | Green | LightGreen | Yellow | LightGreen | LightGreen | LightGreen | LightGreen | LightGreen | Red | LightGreen |
| 3 | Работа с сетью асинхронного генератора | Red | LightGreen | Green | Green | Green | Green | Yellow | LightGreen | Green | Green |
| 4 | Работа с сетью асинхронного генератора с накопителем | LightGreen | LightGreen | Yellow | Green | Green | Yellow | Yellow | LightGreen | Red | LightGreen |
| 5 | Работа с сетью через вставку | LightGreen | Green | Yellow | LightGreen | Green | Yellow | Green | Red | Red | Green |
| 6 | Работа с сетью через АСЭМПЧ | LightGreen | Green | Yellow | LightGreen | Green | LightGreen | Green | Red | Red | Green |
| 7 | Работа с сетью и обычной ПА | Red | Yellow | Green | Red | Green | Green | Red | Green | Yellow | Red |
| 8 | Работа с сетью с АОСД | Red | Green | Green | Yellow | Green | Green | Yellow | Green | Green | Yellow |
| 9 | Объединение в малые ИРЭС | Green | LightGreen | Red | Red | LightGreen | LightGreen | LightGreen | Green | Green | Red |

1.4 Характеристика объекта исследования – локальной системы энергоснабжения на базе когенерационной электростанции малой мощности

Тепловая электрическая станция малой мощности жилого массива «Березовое» (ТЭС) расположена в городе Новосибирске. Энергоснабжающей организацией осуществляющая эксплуатацию электростанции, электро- и теплоснабжение потребителей жилищной, социальной и производственной сферы прилегающего района является ООО «Генерация Сибири» [47].

От ТЭС в островном режиме осуществляется электро- и теплоснабжение потребителей в прилегающем к жилому массиву районе, в том числе и небольших промышленных предприятий. Энергоблок включает в себя 5 газо-поршневых установок (ГПУ) «Caterpillar G3520C» мощностью 2000 кВт каждая. ГПУ подключены к распределительному устройству (РУ) 10 кВ ТЭС – закрытому распределительному устройству (ЗРУ) ГПУ, выполненному по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин». ЗРУ ГПУ имеет связь с РУ 10 кВ электростанции - ЗРУ дизель-генераторных установок (ДГУ) по двум кабельным линиям, выполненным счетверённым кабелем марки ААБ2л-10-3х120, протяженностью 0,08 км. К ЗРУ ДГУ подключены два резервных дизельных генератора мощностью по 1600 кВт. Распределительные сети 10 кВ питаются от ЗРУ ДГУ.

Схема выдачи мощности на ТЭС ж/м «Березовое» представлена на рисунке 1.7.

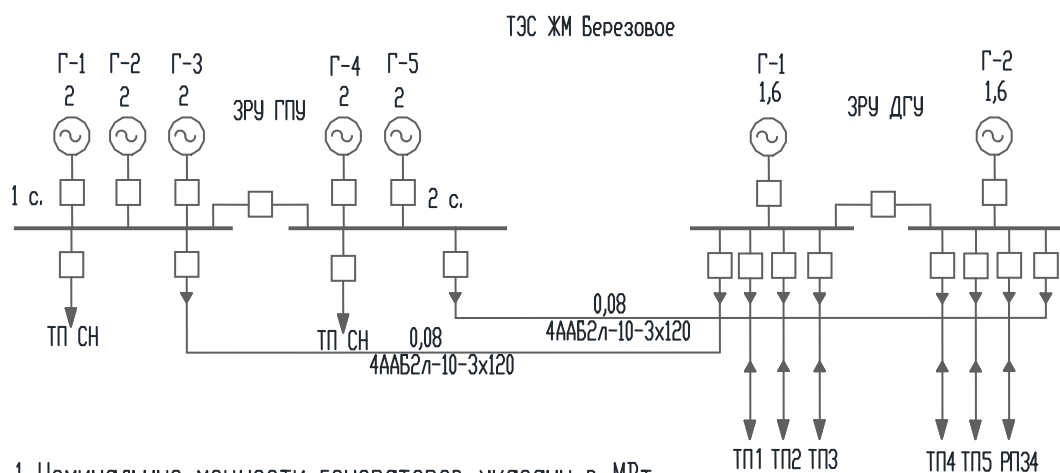


Рисунок 1.7 – Схема выдачи мощности ТЭС ж/м «Березовое»

Внешний вид ТЭС представлен на Рисунке 1.8.



Рисунок 1.8 - Внешний вид ТЭС ж/м «Березовое»

Потребители электроэнергии преимущественно жилые дома, величина нагрузки которых составляет порядка 2,9 МВт, а также завод железобетонных изделий и строительные механизмы мощностью 2,4 МВт (в том числе двигательная нагрузка в объеме 0,53 МВт). Процентное соотношение потребителей электроэнергии в районе представлено в Таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Характер нагрузки (электропотребителей) в районе ж/м «Березовое»

| № | Характер | Доля |
|---|--|------|
| 1 | Коммунально-бытовая нагрузка | 50% |
| 2 | Промышленная нагрузка (завод железобетонных изделий (ЖБИ)) | 35% |
| 3 | Двигательная нагрузка (асинхронные двигатели) | 10% |
| 4 | Осветительная нагрузка | 5% |

Характерный суточный график нагрузки представлен на Рисунке 1.9, а его показатели в Таблице 1.8.

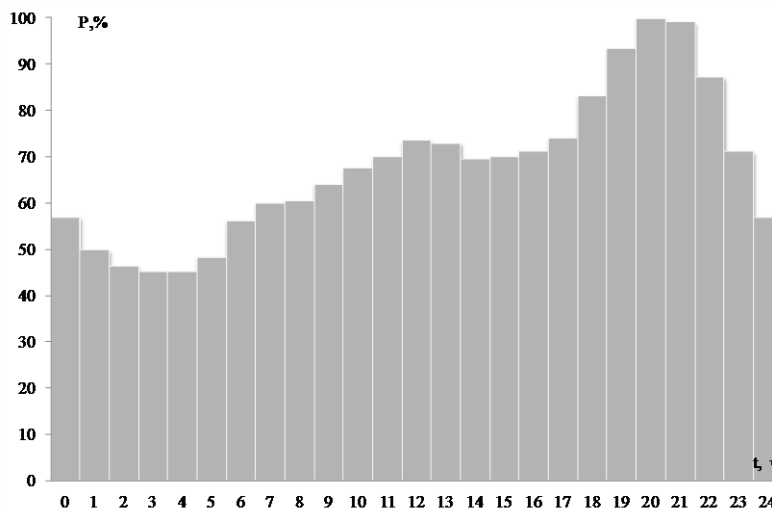


Рисунок 1.9 – Суточный график нагрузки ТЭС ж/м «Березовое»

Таблица 1.8 - Показатели графика нагрузки

| Объект | P_{\max} , МВт | P_{\min} , МВт | $P_{\text{ср}}$, МВт | $K_{\text{зап}}$ | $K_{\text{форм}}$ | T_{\max} , ч |
|----------------------|------------------|------------------|-----------------------|------------------|-------------------|----------------|
| Сеть ж/м «Березовое» | 5,3 | 2,5 | 3,9 | 0,74 | 0,47 | 2196 |

Годовой график потребления электроэнергии представлен на Рисунке 1.10.

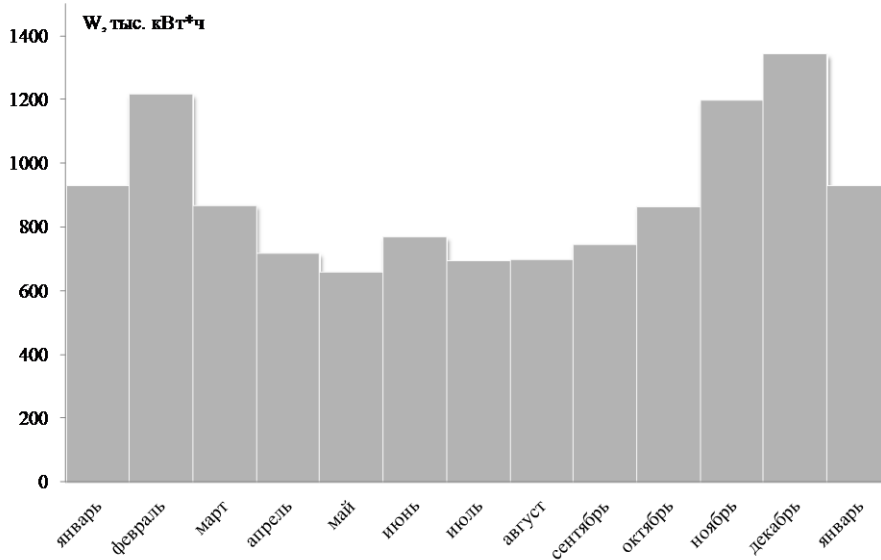


Рисунок 1.10 – Годовой график нагрузки ТЭС ж/м «Березовое»

За несколько лет эксплуатации ТЭС в составе автономной системы энергоснабжения возник ряд трудностей, связанных с особенностями работы ГПУ и островного режима.

Существенным для надежности энергоснабжения стало ограничение - «минимальное значение нагрузки», обусловленное увеличением износа поршневой группы при снижении нагрузки. Величина минимальной загрузки ГПУ зависит от ее марки и может варьироваться от 20 до 50%. При снижении нагрузки ниже минимума система управления агрегатом в течение определенного времени (не более 45 минут) сигнализирует о недопустимо низкой величине нагрузки. Если нагрузка не возросла больше нижней границы загрузки агрегата, то после 60 минут с начала оповещения система управления (ее защитные блоки) агрегата инициирует останов ГПУ.

Защита агрегата предотвращает закоксовывание выпускных клапанов и маслосъемных (поршневых) колец. Закоксовывание этих элементов может повлечь за собой детонацию (и, как следствие, останов машины, возможен даже выход из строя подшипников), который вызван тем, что нагретые частицы в цилиндрах воспламеняют газоздушную смесь раньше момента зажигания свечей [48-49].

Поскольку состав потребителей в исследуемом районе неоднородный и имеет место ночной провал суточного графика нагрузки, было принято решение об установке электрического котла мощностью 2 МВт в качестве дополнительной нагрузки во избежание отключения ГПУ.

Кроме того, ГПУ имеют еще одну характерную особенность: скачкообразный наброс/сброс активной мощности, который не вызывает перегрузки генератора, может привести к перегреву двигателя и к его отключению технологическими защитами. В первую очередь это связано с конструктивными особенностями компрессора и системы подачи воздуха в двигатель, то есть, при набросе нагрузки необходимо увеличить подачу топлива в двигатель, что соответствует увеличению подачи воздуха в двигатель от компрессора. Однако, быстрое увеличение скорости вращения компрессора невозможно, поэтому существует опасность отключения двигателя. Кроме того, завод-изготовитель определяет уставки релейной защиты ГПУ, не подлежащие изменению, для сохранения гарантийных обязательств. Так, защита может сработать при сбросах и набросах нагрузки, даже при отсутствии угрозы механического или термического повреждения ГПУ.

Внезапное отключение генератора, особенно в режиме максимальных нагрузок, может иметь каскадное развитие с полным погашением ТЭС, что уже неоднократно происходило.

Необходимость выполнения требований и обязательств по обеспечению надежного электроснабжения потребителей, а также повышения экономичности работы ТЭС за счет повышения загрузки и улучшения режимов работы электростанции, привели к желанию технологического присоединения ТЭС к электрическим сетям Новосибирской энергосистемы через подстанцию (ПС) 110/10 кВ ПС «Силикатная». Подстанция двухтрансформаторная. Трансформаторы по 16 МВА. Подстанция запитана отпайками от линий 110 кВ, одна из которых является тупиковой, а вторая входит с системообразующий контур сети Новосибирской энергосистемы. Подстанция разделена на стороне 110 кВ и 10 кВ. На шинах 10 кВ предусмотрен АВР.

Для электрической связи на напряжении 10 кВ распределительного пункта сети 10 кВ распределительной сети ТЭС с шинами 10 кВ ПС 110 кВ Силикатная выполнены две цепи кабельной линии (КЛ) протяженностью 2,4 км.

В настоящее время связь используется исключительно для целей аварийного резервирования питания электропотребителей при полном погашении электростанции. Режим параллельной работы электростанции с внешней сетью недопустим.

Ожидаемые последствия объединения ЛСЭ ж/м «Березовый» с внешней электрической сетью на параллельную работу

Положительные стороны режима параллельной работы с внешней сетью для ЛСЭ ж/м «Березовый»:

- ЛСЭ ж/м «Березовый» имеет возможность выдачи избыточных мощностей (до 6 МВт);
- Возникающие аварийные небалансы и небалансы, связанные с изменением нагрузки, оперативными коммутациями берет на себя электрическая сеть (максимальная величина – 2 МВт при отключении одного энергоблока, в исключительном случае – 6 МВт – при погашении шины с 3-мя энергоблоками). Тем самым устраняется основная причина погашения станции и нарушений электроснабжения.

Положительные стороны для электрической сети энергосистемы:

- Снижение потерь за счет разгрузки сети при выдаче мощности ЛСЭ в региональную энергосистему;
- Стабильное напряжение на шинах ПС «Силикатная» за счет регуляторов напряжения на ТЭС (нет необходимости в работе РПН на подстанции);
- Возможность использования оперативного резерва мощности ЛСЭ на ПС «Силикатная» (возможность перевода на питание от ЛСЭ до 6 МВт нагрузки как в режиме параллельной работы, так и при переводе ЛСЭ в островной режим).

Негативные стороны:

- Увеличение токов КЗ на ПС «Силикатная» – до 20%, в сети 10 кВ ЛСЭ до 4-х кратного, однако, повышение не превышает допустимых значений для всего используемого в региональных электрических сетях коммутационного оборудования;
- Влияние токов подпитки от ЛСЭ на чувствительность дистанционных защит ЛЭП 110 кВ, питающих ПС «Силикатная»;
- Риск возникновения недопустимых асинхронных режимов, ударных моментов на валах энергоблоков ТЭС, отключения энергоблоков по параметрам обратной последовательности и обратной мощности;
- Риск возникновения недопустимого объединения полустанций и несинхронизированных подсистем на параллельную работу.

Более подробно риски объединения ЛСЭ на параллельную работу с внешней электрической сетью систем энергоснабжения на базе малой генерации и способы их снижения представлены в Таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Риски при параллельной работе ЛСЭ с электрической сетью региональной энергосистемы (РЭС)

| № | Факторы процесса | Риски | | Способы ослабления или устранения |
|---|---|--|--|---|
| | | Для сети РЭС | Для сети ЛСЭ | |
| 1 | Недопустимые токи и динамические моменты при несинхронном включении на параллельную работу. | Термическое и динамическое воздействие на оборудование (шины, обмотки трансформаторов), ложная работа РЗА. | Механическое повреждение энергоблоков. | Использование точной синхронизации. Блокировка несинхронного включения по всем сечениям сети при параллельной работе. |
| 2 | Повышение вынужденных токов КЗ в режиме параллельной работы за счет дополнительных ЭДС. | Термическое воздействие на оборудование. Увеличение отключаемых токов КЗ. Усложнение условий работы РЗА. | Термическое воздействие на оборудование. Увеличение отключаемых токов КЗ. Усложнение условий работы РЗА. | Опережающее деление связей с переводом сети ЛСЭ в островной режим. Разделение шин ЛСЭ. Токоограничение на серийных реакторах. |
| 3 | Увеличение свободной (апериодической) составляющей тока КЗ за счет дополнительных ЭДС. | Дополнительное динамическое воздействие на оборудование отходящих фидеров. | Дополнительное динамическое воздействие на оборудование отходящих фидеров. | Разделение шин ЛСЭ. Токоограничение на серийных реакторах. |
| 4 | Возникновение уравнивающего тока при включении ЛСЭ на две шины ПС Силикатная. | Рост потерь в сети из-за уравнивающих перетоков при замыкании контура по шинам ЛСЭ. | Рост потерь в сети из-за уравнивающих перетоков при замыкании контура по шинам сети ЛСЭ. | Разделение шин сети ЛСЭ. Блокировка объединения шин при работе на 2 шины ПС Силикатная. |
| 5 | Рост токов замыкания на землю в сети 10 кВ ПС Силикатная и ЛСЭ. | Снижение безопасности и надежности сети, в т.ч. повышение повреждаемости оборудования. | Снижение безопасности и надежности сети, в т.ч. повышение повреждаемости оборудования. | Компенсация собственных токов замыкания на землю в сети ЛСЭ установкой 2-х дугогасительных катушек. |

| | | | | |
|---|--|--|--|---|
| 6 | Снижение $\cos\phi$ на ПС Силикатная в режиме выдачи мощности от сети ЛСЭ. | Неэффективная нагрузка ПС Силикатная по реактивной мощности. | - | Использование адаптивного регулирования напряжения (Возбуждения синхронного генератора) для снижения потерь в сети, в т.ч. повышение $\cos\phi$. |
| 7 | Воздействие отказов оборудования, в т.ч. автоматики сети ЛСЭ на режим сети ПС Силикатная. | Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров. | - | Применение УРОВ. Резервирование комплекса автоматики. Применение независимого оперативного тока на РП. |
| 8 | Воздействие отказов оборудования, в т.ч. РЗА сети ПС Силикатная на режим сети ЛСЭ. | - | Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров. | Использование резервированной автоматики опережающего сбалансированного деления. Использование комплекса автоматики обеспечения живучести ЛСЭ в островном режиме. |
| 9 | Непредсказуемость процесса при нарушении каналов передачи данных и связи оперативного персонала. | Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров. | Снижение надежности электроснабжения, вероятность повреждения оборудования вследствие превышения критических параметров. | Автоматическое деление связей с переводом сети ЛСЭ в островной режим при нарушении каналов связи. |

Выводы по главе 1

Решение задач по созданию эффективной, конкурентоспособной экономики требует проведения комплексной и системной реконструкции объектов электроэнергетического комплекса, строительства новых генерирующих, распределительных мощностей и серьезных инвестиций в отрасль. Одним из альтернативных вариантов решения проблемы локального энергодефицита в короткие сроки является строительства объектов малой генерации преимущественно на базе когенерационных установок

Малая генерация направлена на решение локальных проблем основной энергетики из-за недостаточности электрических мощностей, отсутствия их резервирования, когда строительство генерирующих производств малой мощности является экономически более эффективным, чем реконструкция и строительство электrorаспределительных сетей. Вследствие небольших мощностей энергоблоки устанавливаются в распределительной сети в непосредственной близости от потребителей, формируя распределенную генерацию, которая разгружает электрические сети, что способствует повышению надежности, качества электроэнергии и дает дополнительные возможности для реализации электроэнергии и развития.

Развитие технологий на основе концепции «SmartGrid» в России с ее климатическими условиями и географическими особенностями идет на основе создания интеллектуальной автоматики и систем управления преимущественно для когенерационных установок топливной распределенной малой синхронной генерации.

Интеграция объектов малой генерации в электрические сети содержит высокий потенциал технической и экономической выгоды для всех участников и субъектов объединения: генерации, распределительных электрических сетей и потребителей энергии и электроэнергетических услуг.

В данной главе был проведен анализ технических решений, обеспечивающих режим автономной и параллельной работы объединяемых генераторов малой генерации в разных конфигурациях, рассмотрены их достоинства, недостатки и особенности.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РАЙОНАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ПУТЕМ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО СБАЛАНСИРОВАННОГО ДЕЛЕНИЯ

В электроэнергетических системах, электрических сетях для управления режимами работы синхронных генераторов малой генерации и электрической сети локальной системы электроснабжения предлагается *новое решение и способ управления* для снижения отключаемых токов короткого замыкания, предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы с возникновением асинхронных режимов и возникновения недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов и асинхронных режимов, снижения мощности отключаемых нагрузок и исключения необходимости согласования защит внешней сети с защитами и автоматикой присоединяемой сети локальной системы электроснабжения на базе малой генерации.

2.1 Способ опережающего сбалансированного противоаварийного деления. Предпосылки и возможности осуществления

В научной литературе [50-55], нормативных документах и стандартах АО «СО ЕЭС» описываются существующие способы противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях, так, например, известен способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях (*СТО 59012820.29.240.001-2011 стандарт организации АО «СО ЕЭС» Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования*) [56, С.19-23] при котором, при возникновении аварийных небалансов мощности для предотвращения нарушений устойчивости с возникновением асинхронных режимов, снижают электропотребление в дефицитной части сети, как правило, путем отключения нагрузки, и генерации в избыточной части сети, путем отключения части генераторов или импульсной разгрузки турбин. После затухания переходного электрохимического процесса восстанавливают электроснабжение отключенных потребителей и нормальный режим сети.

Указанный способ обладает следующими недостатками:

- Способ малоэффективен при малой инерционности роторов генераторов, характерной для частей сети малой мощности, т.к. при высокой скорости изменения взаимного движения роторов генераторов частей сети большой и малой

мощности неизбежные задержки ввода управляющих воздействий на изменение мощности в дефицитной и избыточной частях сети не позволяют обеспечить устойчивость их параллельной работы;

- При сильной связи между частями сети на валах роторов генераторов части сети малой мощности в динамическом процессе возникают недопустимые моменты, многократно превышающие их номинальные значения и способные повредить энергоблоки;
- При возникновении коротких замыканий в электрической сети параллельная работа частей сети малой и большой мощности приводит к значительному увеличению отключаемых токов короткого замыкания в части электрической сети малой мощности, что повышает требования к ее коммутационным аппаратам.

Кроме того, известен способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях (*СТО 59012820.29.240.001-2011 стандарт организации АО «СО ЕЭС». Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования*) [56, С.17-18], при котором при возникновении аварийных небалансов мощности для предотвращения нарушений устойчивости с возникновением асинхронных режимов, в доаварийном режиме определяют сечение сети для деления из числа технологически возможных по критерию минимального небаланса мощности в подсистемах в доаварийном режиме. При возникновении аварийного возмущения осуществляют деление сети по заранее определенному сечению путем отключения входящих в него выключателей. При возникновении в отделившихся частях существенных небалансов мощности балансируют отделившиеся части путем отключения нагрузки в дефицитной части сети, импульсной разгрузки турбин или отключения части генераторов в избыточной части сети. После восстановления условий для синхронизации разделенных частей, включают отключенные связи, восстанавливают электроснабжение отключенных потребителей и нормальный режим сети.

Указанный способ обладает следующими недостатками:

- Деление сети происходит после отключения короткого замыкания, что за счет подпитки места короткого замыкания в части сети малой мощности от сети большой мощности приводит к значительному увеличению отключаемых токов короткого замыкания;

- Часто возникает недопустимый динамический момент на валах генераторов части сети малой мощности из-за их значительного относительного выбега при коротких замыканиях и попадания на максимум угловой характеристики мощности при отключении короткого замыкания;
- Ограниченный набор возможных сечений для деления не позволяет достаточно точно сбалансировать разделяемые части сети, что приводит к отключению нагрузок, генераторов для ограничения недопустимого снижения или повышения частоты;
- Необходим значительный объем телеметрической информации и технологических возможностей деления сети по переменным сечениям, т.к. нужное сечение носит случайный характер, что усложняет управление и снижает его надежность;
- Затруднено восстановление нормального режима сети, т.к. синхронизация разделенных частей в неподготовленном для этого сечении невозможна.

Предложенный способ управления параллельной работой с опережающим сбалансированным делением системы (делением до срабатывания релейной защиты, автоматик и выключателей внешней сети) по фиксированным сечениям сети (с переходом отделяемой части сети в островной режим с последующим восстановлением) [57]

Задачей (техническим результатом) предлагаемого способа, в отличие от представленных выше прототипов, является предотвращение возникновения недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов части сети малой мощности и асинхронных режимов при их параллельной работе, снижение отключаемых токов короткого замыкания, снижение величин мощностей (объемов) отключаемых нагрузок и генераторов для предотвращения развития аварий, снижение потребности в телеметрической информации и в целом упрощение релейной защиты и автоматики.

Базовые идеи способа – опережающее сбалансированное деление системы по связям (деление до срабатывания релейной защиты и выключателей внешней сети) по заранее подготовленным сечениям при нарушениях нормального режима с переходом отделяемой части в сбалансированный по мощности островной режим с последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой загрузкой оборудования [57-60].

Принципиальное описание.

Рассмотрим предлагаемый способ на простейшем принципиальном примере (Рисунок 2.1), соответствующем присоединению электростанции с малой генерацией и собственной системой электроснабжения, включающей фидеры с нагрузкой и электрическую сеть с распределительным пунктом (РП). Цвет выключателя – красный, соответствует его включенному положению, зеленый – отключенному положению выключателя.

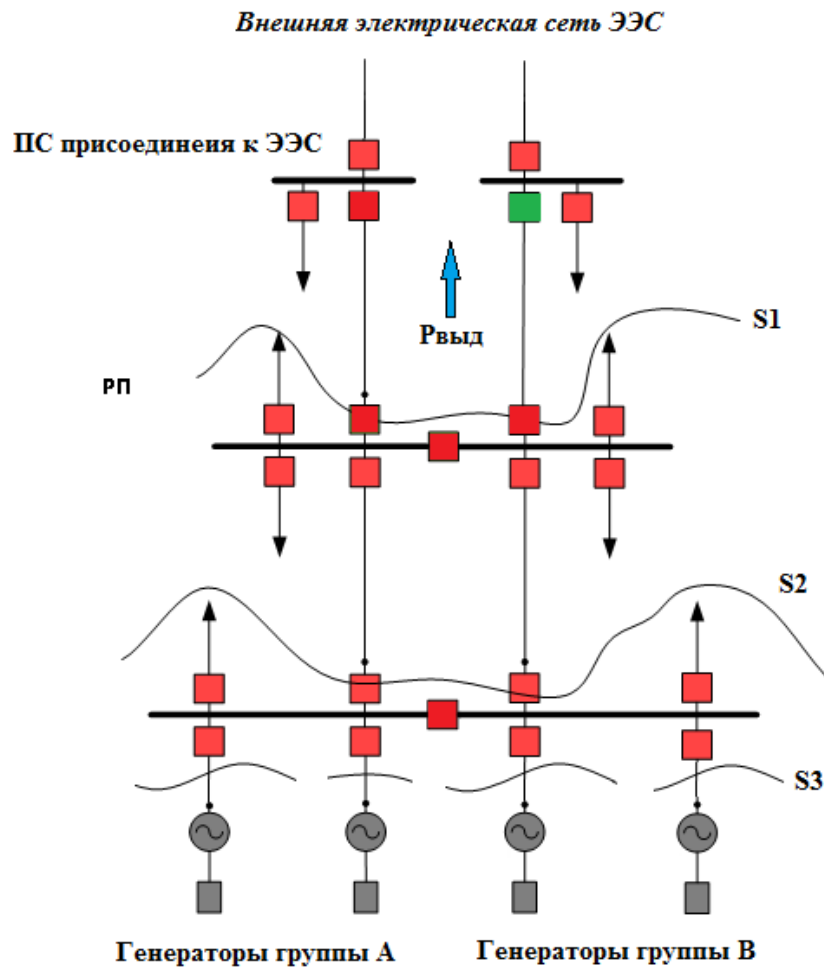


Рисунок 2.1 - Принципиальная схема, отражающая условия параллельной работы сети локальной системы электроснабжения с электростанцией малой генерации с внешней сетью электроэнергетической системы

Система на основе электростанции малой генерации (МГ) с собственной локальной системой электроснабжения («островной» сетью и нагрузкой) может работать синхронно с электрической сетью ЭЭС в одном из трёх режимов:

1. Без выдачи значимой мощности во внешнюю сеть ($P_{\text{ввд}} = 0$).
2. С выдачей значимой мощности во внешнюю сеть ($P_{\text{ввд}} = P_{\text{зад}}$).
3. С потреблением значимой мощности из внешней сети ($P_{\text{ввд}} = -P_{\text{зад}}$).

Первый режим является частным случаем второго при ($P_{\text{вуд}} = P_{\text{зад}} = 0$).

Рассмотрим второй режим, как основной и наиболее интересный:

В этом режиме один из генераторов электростанции (или несколько генераторов, образующих группу А) несет собственную нагрузку $P_{\text{г}} = P_{\text{вуд}}$, т.е. равную выдаваемой во внешнюю электрическую сеть ЭЭС мощность. Данное условие постоянно поддерживается режимной автоматикой в устройстве управления при нормальных условиях работы системы.

При возникновении внешнего или внутреннего в сети ЛСЭ короткого замыкания, по факту импульсного снижения напряжения (фиксируемого, например, на РП) или появления напряжения обратной последовательности (при несимметричном КЗ), опережающим образом (быстрее уставок срабатывания защит внешней сети (за время не более 0,1 с)) выдается команда на отключение выключателя сечения S1 и одновременно генератора (выключателя генераторов группы А, сечение S3), обеспечивающих выдачу мощности во внешнюю сеть. Отключение выключателя снимает ток подпитки короткого замыкания от генераторов электростанции, при этом электростанция отделяется с балансом по активной мощности, что сохраняет ее нормальный режим работы.

Если КЗ для системы электроснабжения с МГ было внешним, то при таком делении сохранился баланс мощности в отделившейся части сети с электростанцией и его работоспособность при переходе оставшихся генераторов в режим регулирования частоты. После устранения причин КЗ (или аварийного возмущения) во внешней сети ЭЭС восстанавливаются условия работы её релейной защиты и автоматики соответствующие отсутствию параллельной работы с сетью электростанции малой генерации, далее для возобновления параллельной работы разделившихся частей, решающий блок и блок выдачи управляющих воздействий автоматики воздействуют на режим генератора, добиваясь выполнения условий точной синхронизации подсистем, и включается выключатель сечения S1 и отключившегося генератора (группы генераторов сечения S3). При этом во внешней сети после деления восстанавливаются условия работы релейной защиты и автоматики, соответствующие отсутствию параллельной работы, вследствие этого не требуется согласование работы защит системы электроснабжения с электростанцией малой генерацией и РЗиА внешней сети ЭЭС.

Если КЗ для системы электроснабжения с МГ было внутренним отключается ток подпитки короткого замыкания от сети большой мощности ЭЭС, автоматика действует на отключение выключателя сечения S1, сеть с электростанцией отделяется с небалансом по активной мощности в послеаварийном режиме, равном мощности отключенного фидера нагрузки места КЗ. Возникший небаланс, в зависимости от его величины, ликвидируется

регуляторами скорости вращения роторов генераторов и частоты в сети электростанции, а также, при необходимости, штатной автоматикой ограничения снижения частоты (в том числе и включением дополнительной нагрузки). Этим обеспечивается сохранение работоспособности отделившейся части. После ликвидации возникшего небаланса восстанавливаются условия для возобновления параллельной работы систем, решающий блок и блок выдачи управляющих воздействий автоматически воздействуют на режим генератора, добиваясь выполнения условий точной синхронизации частей сети (по напряжению и частоте с обеих сторон выключателя сечения для деления), и включают выключатель сечения S1. Далее этой же автоматикой с сетью синхронизируется отключенный генератор (выключателем сечения S3) выдававший в сеть внешней ЭЭС мощность и восстанавливается его первоначальная загрузка.

Рассмотрим третий режим:

Если в исходном режиме сеть ЛЭС была дефицитной ($P_{\text{выд}} = -P_{\text{зад}}$), то деление будет происходить по сечению S2 с ликвидацией основного дефицита мощности отделившегося района путем отнесения части нагрузки (нагрузки РП) к внешней сети ЭЭС.

Устройство противоаварийного управления режимом параллельной работы (Рисунок 2.2) содержит измерительное устройство сбора и обработки данных (УСОД), решающий блок и блок выдачи управляющих воздействий (УВ).

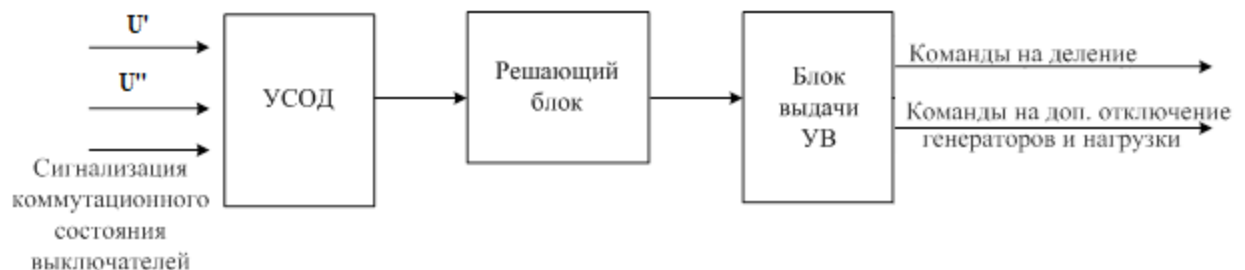


Рисунок 2.2 – Блок схема устройства противоаварийного управления режимом параллельной работы, реализующего предлагаемый способ

На Рисунке 2.3 представлены графики переходного процесса при управлении предлагаемым способом. Можно увидеть достижение целей предлагаемого способа, т.к. изменение режимных параметров в послеаварийном режиме не является аварийным, изменение частоты вызвано возникновением кратковременного динамического небаланса мощности на валу генератора и ликвидируется работой штатного регулятора скорости энергоблока.

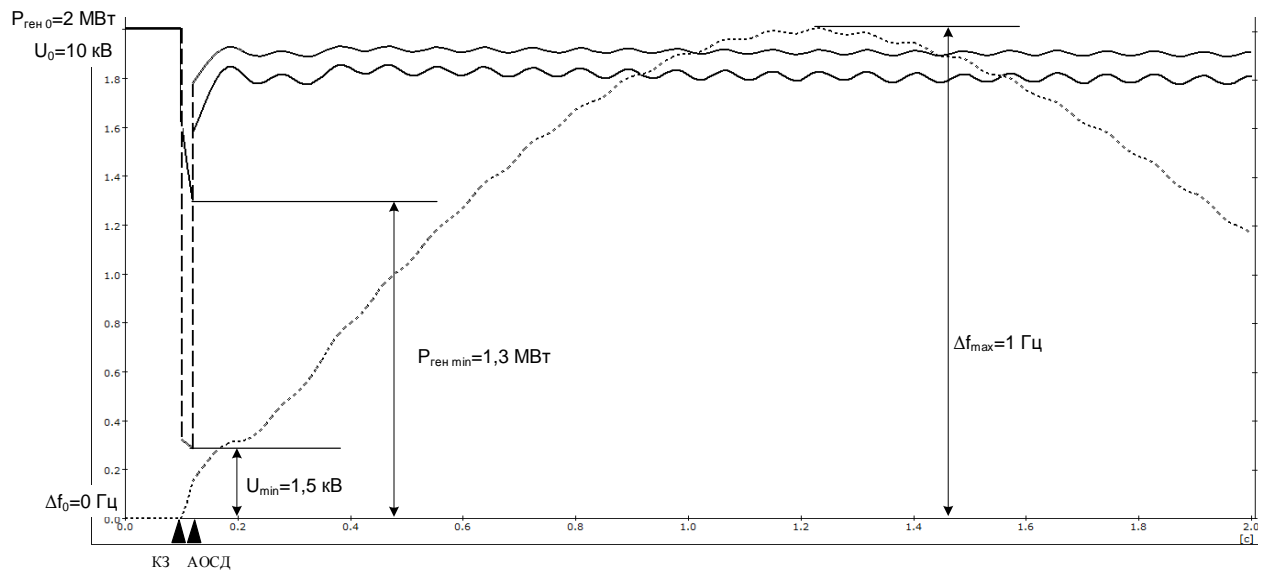


Рисунок 2.3 – Переходный процесс, соответствующий предлагаемому способу управления

Таким образом, быстродействующее опережающее деление (деление до срабатывания релейной защиты и выключателей внешней сети) по фиксированным сечениям позволяет:

- полностью восстановить условия работы релейной защиты внешней сети после деления, соответствующие отсутствию подключения к сети ЛСЭ, т.е. исключить необходимость изменения релейной защиты и автоматики внешней сети,
- сохранить неизменными отключаемые выключателями токи КЗ (кроме двух выключателей в сечении S1 и S2),
- радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ЛСЭ с сетью,
- исключить возникновение на валах синхронных машин разрушительных динамических моментов из-за больших электромагнитных моментов, возникающих при восстановлении напряжения в сети после отключения КЗ с учетом выбега роторов генераторов электростанции МГ ЛСЭ.

Данный способ предлагается использовать для осуществления режима безопасной параллельной работы локальной системы энергоснабжения, на базе синхронной малой распределенной генерации с централизованной (мощной) электрической сетью.

2.2 Методика расчета уставок пускового органа опережающего деления

Автоматика опережающего сбалансированного деления (АОСД) *должна срабатывать*:

- При всех КЗ с глубоким снижением напряжения прямой последовательности в приемной или передающей части энергосистемы (ниже $0,7 U_{ном}$), т.к. это приводит к ускорению роторов синхронных генераторов энергоблока и увеличению их взаимного угла по отношению к эквивалентному вектору ЭДС приемной системы (внешней сети), вероятности возникновения ударных моментов при отключении КЗ;
- При всех автоматических отключениях, питающих ПС присоединения ЛСЭ линий 110 кВ по условию обязательности отключения подпитки поврежденной линии;
- При КЗ в общей распределительной сети 10 кВ ПС присоединения и сети ЛСЭ продолжительностью более 0,02 с, т.к. это приводит к ускорению ротора синхронного генератора энергоблока и увеличению угла, вероятности возникновения ударных моментов при отключении КЗ;
- При возникновении напряжений обратной последовательности на шинах генераторов энергоблоков ЛСЭ (на шинах близлежащих распределительных пунктов и подстанций, практически то же самое) выше уставки их защиты по напряжению обратной последовательности продолжительностью более 0,02 с, т.к. это может приводить к отключению генераторов внутренними защитами.

Примечание. Отключение токов КЗ при выгорании плавких вставок в сети 10 кВ в режиме параллельной работы происходит за время менее 0,01 секунды с учетом больших токов подпитки от сети внешней энергосистемы.

Расчетными условиями для определения уставок срабатывания пускового органа АОСД являются:

- симметричные и несимметричные КЗ в сети 110 кВ в районе ПС присоединения ЛСЭ.
- симметричные и несимметричные КЗ в общей сети 10 кВ ПС присоединения ЛСЭ.
- режим двухстороннего отключения питающих линий 110 кВ электроэнергетической системы.

АОСД *не должна* срабатывать при любых оперативных коммутациях в сети 10 кВ локальной системы электроснабжения и 110 кВ прилегающего района сети внешней энергосистемы, хотя срабатывание не приводит к аварийным последствиям, но является излишним.

Пример определения настройки пускового органа автоматики опережающего сбалансированного деления

В качестве примера использованы условия присоединения на параллельную работу с электрической сетью Новосибирской энергосистемы (к подстанции 110/10 кВ ПС «Силикатная») энергоблоков электростанции ЛСЭ жилого массива «Березовое» в городе Новосибирске. Схема фрагмента электрической сети присоединения ЛСЭ к энергосистеме для определения уставок пускового органа АОСД по напряжениям прямой и обратной последовательностей представлена на рисунке 2.4.

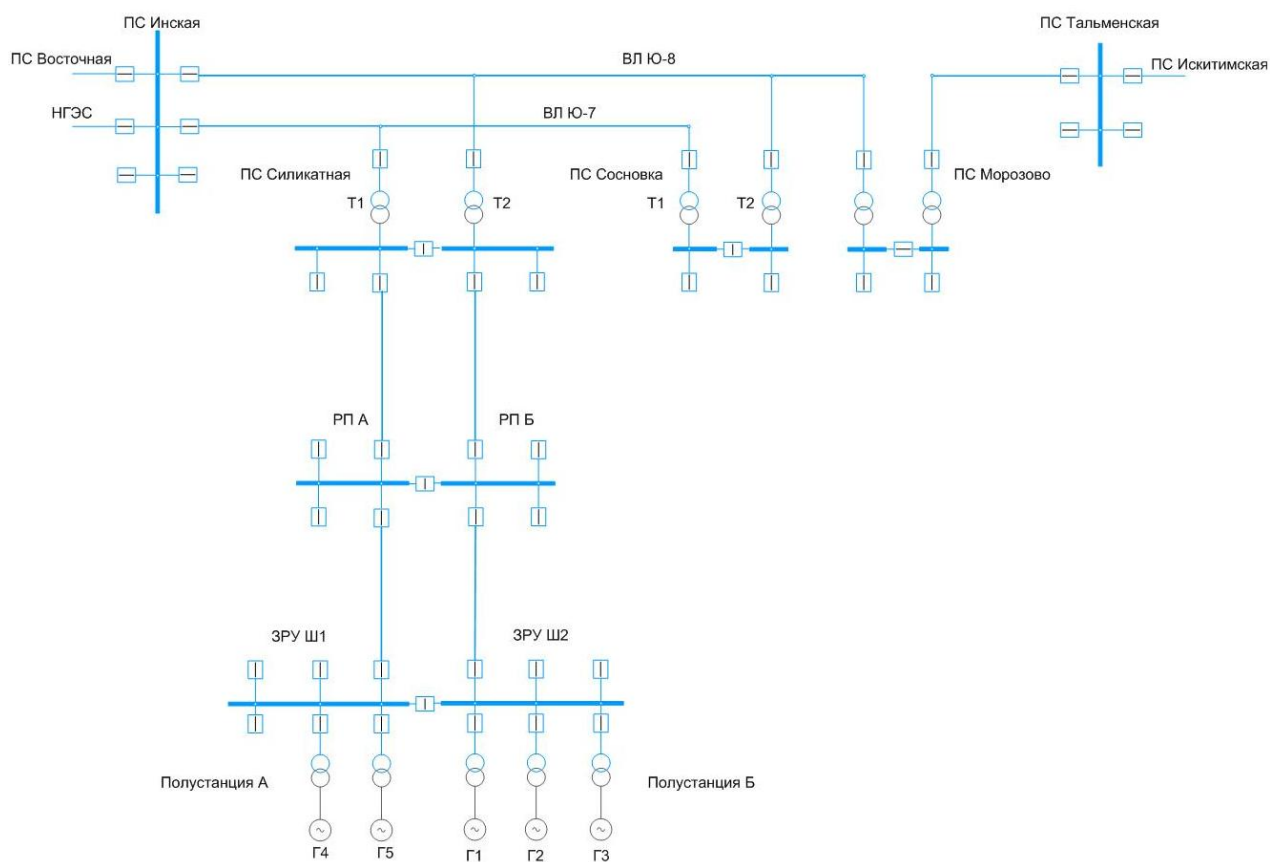


Рисунок 2.4 - Схема фрагмента электрической сети энергосистемы Новосибирской области ЕЭС России с подключенной ЛСЭ жилого массива «Березовое»

Условия параллельной работы:

- ЛСЭ практически не влияет на работу дистанционных защит ЛЭП 110 кВ Ю-7, Ю-8 (доказано расчетами),
- присоединение энергоблоков ЛСЭ стабилизирует напряжения в сети 10 кВ ПС Силикатная (в виду наличия синхронных генераторов и АРВ),
- время срабатывания АОСД с отключением выключателя порядка 0,1 с,

- срабатывание АОСД осуществляется по снижению напряжения прямой последовательности ниже уставки прямой последовательности или возникновения обратной последовательности выше уставки обратной последовательности за 1-2 периода промышленной частоты 0,02-0,04 с,
- ввиду большой мощности системы в районе ПС «Инская», снижение напряжения на её шинах и на шинах ПС «Силикатная» при КЗ на ПС «Морозово», «Тальменская» незначительное.

Расчетные условия для определения уставки:

1) Одно-, двух-, трехфазные КЗ в сети 110 кВ на ПС Инская (для отключения подпитки от энергоблока при КЗ на линиях 110 кВ Ю-7, Ю-8, для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов).

2) Одно-, двух-, трехфазные КЗ в сети 110 кВ на ПС Силикатная (для отключения подпитки от энергоблока при КЗ на линиях 110 кВ Ю-7, Ю-8, для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов).

3) Двух-, трехфазные КЗ в сети 10 кВ ПС Силикатная (для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов, а также для отключения подпитки КЗ генераторами энергоблока).

4) Двух-, трехфазные КЗ в сети 10 кВ энергоблока (для безопасности энергоблока в связи с возможностью возникновения ударных моментов на валах синхронных генераторов, а также для отключения мощной подпитки КЗ со стороны РЭС).

5) Отключение линий Ю-7, Ю-8 любыми защитами, в том числе резервными защитами, или при ложном срабатывании.

Физическая картина снижений напряжения на шинах распределительного пункта сети для всех приведенных случаев:

- П.п. 1), 2) - напряжение на шинах РП снижается в виду КЗ вблизи мощных источников питания (ПС Инская);
- П.п. 3), 4) - напряжение снижается во всем районе сети 10 кВ ввиду малых длин и, соответственно, сопротивлений линий, использования КЛ в сети энергоблоков;
- П.п. 5) – после отключения линий Ю-7, Ю-8 от ПС Инская и ПС Тальменская сохраняется подпитка линий от энергоблока, однако, напряжение, тем не менее, снижается в результате наброса нагрузки ПС Силикатной, ПС Сосновки, ПС Морозово, подключенных к этим линиям при работающем энергоблоке и

ограниченности его возможности поддержания напряжения. Срабатывание АОСД происходит после отключения линий Ю-7, Ю-8 (задержка на отключение порядка 0,1 секунды).

Выбор уставки срабатывания АОСД по напряжению:

- Уставка должна быть ниже (отстраивается от) максимальных снижений напряжения прямой последовательности при нормальном оперировании сетью (режимных изменений напряжения, изменении напряжения при коммутациях нагрузки и энергоблоков в сети 10 кВ ПС примыкания). Срабатывания не должно быть;
- Уставка по напряжению прямой последовательности должна быть выше максимально допустимого снижения напряжения прямой последовательности (по условию вероятного возникновения недопустимых динамических моментов на валах генераторов ТЭС – около 0,65 от номинального), а уставка по напряжению обратной последовательности ниже уставки срабатывания защиты от напряжения обратной последовательности генераторов энергоблока для всех случаев;
- Коэффициент чувствительности не должен быть ниже 1,2.

С учетом этих условий рекомендуются уставки АОСД, удовлетворяющие всем требованиям, по напряжению прямой последовательности на РП – 8,0 кВ, по напряжению обратной последовательности – 1,6 кВ.

Проверка эффективности рекомендованных уставок

Снижения напряжений прямой последовательности и возникновение напряжений обратной последовательности в сети по результатам расчета для всех случаев (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Значения напряжения в сети при расчетных условиях

| № | Расчетное условие | Снижение напряжения прямой последовательности, возникновение напряжения обратной последовательности для срабатывания АОСД | Примечание |
|---|---|---|-----------------------------|
| 1 | Режимное снижение напряжения прямой последовательности, в т.ч. при оперативных коммутациях в сети | 0.5 кВ, минимальное 9.5 кВ | Не должно быть срабатывания |

| | | | |
|---|------|--|---|
| 2 | 1 | <p>3х фазное кз U A (1.67 кВ), B (2.48 кВ) 2-х фазное кз U(1) A (6.03 кВ), B (6.41 кВ) U(2) A (4.45 кВ), B (4.01 кВ) 1-о фазное U(1) A (7.78 кВ), B (7.99 кВ) U(2) A (2.7 кВ), B (2.43 кВ)</p> | <p>Должно быть, срабатывание при снижении напряжения прямой последовательности ниже 0.65 ном. или возникновении напряжения обратной последовательности более 0.2 ном.</p> |
| 3 | 2 | <p>При кз на Ю-7 3х фазное кз U A (1.66 кВ), B (3.94 кВ) 2-х фазное кз U(1) A (6.04 кВ), B (7.12 кВ) U(2) A (4.44 кВ), B (3.3 кВ) 1-о фазное U(1) A (7.79 кВ), B (8.42 кВ) U(2) A (2.69 кВ), B (2.00 кВ) При кз на Ю-8 3х фазное кз U A (3.14 кВ), B (2.32 кВ) 2-х фазное кз U(1) A (6.8 кВ), B (6.36 кВ) U(2) A (3.68 кВ), B (4.06 кВ) 1-о фазное U(1) A (8.25 кВ), B (7.96 кВ) U(2) A (2.23 кВ), B (2.46 кВ)</p> | <p>Должно быть, срабатывание при снижении напряжения прямой последовательности ниже 0.65 ном. или возникновении напряжения обратной последовательности более 0.2 ном.</p> |
| 4 | 3, 4 | <p>Полустанция А 3х фазное кз U A (0.55 кВ) 2-х фазное кз U(1) A (5.39 кВ) U(2) A (5.09 кВ) Полустанция В 3х фазное кз U B (0.76 кВ), 2-х фазное кз U(1) B (5.44 кВ) U(2) B (4.98 кВ)</p> | <p>Должно быть, срабатывание при снижении напряжения прямой последовательности ниже 0.65 ном. или возникновении напряжения обратной последовательности более 0.2 ном.</p> |
| 5 | 5 | <p>A (6.6 кВ), B (6.2 кВ)</p> | <p>Должно быть, срабатывание при отключении Ю-7, Ю-8 от питающих ПС</p> |

В таблице 2.1 обозначения А и В относятся к полустанциям, образующимся при делении ТЭС секционным выключателем для осуществления режима параллельной работы с сетью без шунтирования внешней сети по шинам 10 кВ ПС Силикатная.

Можно сделать вывод, что требуемая надежность срабатывания ПО АОСД обеспечивается во всех расчетных случаях.

Таблица 2.2 - Токи в месте КЗ, напряжения прямой и обратной последовательностей на шинах РП при КЗ в сети 110 кВ РЭС

| Место воздействия | ПС Восточ ная | Новосибирская ГЭС | | ПС Барыше вская | ПС Инская | ПС Силикатная | | ПС Сосновка | | ПС Морозов о | ПС Тальменс кая | ПС Искитим ская |
|--|---------------------|----------------------|-----------|-----------------------|--------------|------------------|-------------------|---------------|----------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | 110 кВ | 220 кВ | | | тупиков ая, А | транзитна я, В | тупико вая | транзи тная | | | |
| I 3-ф КЗ, кА | 22,709 | 20,21 | 8,904 | 10,858 | 20,195 | 16,591 | 17,172 | 12,878 | 14,031 | 7,805 | 7,218 | 14,755 |
| I 2-ф КЗ, кА | 18,33 | 16,944 | 7,366 | 8,682 | 16,452 | 13,536 | 13,974 | 10,541 | 11,414 | 5,828 | 5,847 | 11,973 |
| I 1-ф КЗ, кА | 20,643 | 19,308 | 8,112 | 9,978 | 18,576 | 15,291 | 15,789 | 11,901 | 12,885 | 7,14 | 6,597 | 13,524 |
| На РП полустанции А (подключена к Ю-7) | | | | | | | | | | | | |
| U _{рп} при 3-х КЗ, кВ | 3,23 | 5,65 | 7,87 | 5,75 | 1,67 | 1,66 | 3,14 | 3,66 | 4,66 | 7,85 | 8,35 | 8,34 |
| Кч | 2,786 | 1,593 | 1,143 | 1,565 | 5,389 | 5,422 | 2,866 | 2,459 | 1,931 | 1,146 | 1,078 | 1,079 |
| U _{рп} при 2-х КЗ, кВ | 7,06 | 8,14 | 9,23 | 8,25 | 6,33 | 6,34 | 7,02 | 7,24 | 7,74 | 9,26 | 9,5 | 9,48 |
| Кч | 1,275 | 1,106 | - | 1,09 | 1,422 | 1,419 | 1,282 | 1,243 | 1,162 | - | - | - |
| U _{рп} при 1-но КЗ, кВ | 8,28 | 8,93 | 9,69 | 9,03 | 7,77 | 7,79 | 8,23 | 8,38 | 8,7 | 9,69 | 9,84 | 9,84 |
| Кч | 1,087 | 1,008 | - | - | 1,158 | 1,155 | 1,094 | 1,074 | 1,034 | - | - | - |
| На РП полустанции Б (подключена к Ю-8) | | | | | | | | | | | | |
| U _{рп} при 3-х КЗ, кВ | 3,89 | 6,01 | 8,03 | 6,16 | 2,48 | 3,94 | 2,32 | 5,43 | 4,01 | 7,56 | 8,12 | 8,29 |
| Кч | 2,314 | 1,497 | 1,121 | 1,461 | 3,629 | 2,284 | 3,879 | 1,657 | 2,244 | 1,19 | 1,108 | 1,086 |
| U _{рп} при 2-х КЗ, кВ | 7,34 | 8,29 | 9,28 | 8,41 | 6,67 | 7,33 | 6,6 | 8,02 | 7,4 | 9,09 | 9,36 | 9,43 |
| Кч | 1,226 | 1,086 | - | 1,07 | 1,349 | 1,228 | 1,364 | 1,122 | 1,216 | - | - | - |
| U _{рп} при 1-но КЗ, кВ | 8,44 | 9 | 9,7 | 9,11 | 7,97 | 8,42 | 7,94 | 8,86 | 8,46 | 9,57 | 9,73 | 9,78 |
| Кч | 1,066 | 1 | - | - | 1,129 | 1,069 | 1,134 | 1,016 | 1,064 | - | - | - |

Таблица 2.3 - Токи в месте КЗ и остаточные напряжения на шинах РП при двух- и однофазных КЗ на линии Ю-8 и последующим её отключении дистанционной защитой на ПС Инская

| Место воздействия | ПС Сосновка | | ПС Морозово | ПС Тальменская | ПС Искитимская |
|---|-------------|------------|-------------|----------------|----------------|
| | тупиковая | транзитная | | | |
| 1) до КЗ | | | | | |
| Урп А = 10,48 кВ Урп В = 10,42 кВ | 111,6 кВ | 111,23 кВ | 110,39 кВ | 110,14 кВ | 110,86 кВ |
| 2) КЗ на участках линии Ю-8: | | | | | |
| I 2-ф КЗ, кА | | | | 5,847 | |
| I 1-ф КЗ, кА | | | | 6,597 | |
| Урп А 2-ф КЗ, кВ Урп В 2-ф КЗ, кВ | | | | 9,5 9,36 | |
| Урп А 1-ф КЗ, кВ Урп В 1-ф КЗ, кВ | | | | 9,84 9,73 | |
| 2) Работа дистанционной защиты на ПС Инская со своей стороны отключение Ю-8 | | | | | |
| I 2-ф КЗ, кА | | | | 3,992 | |
| I 1-ф КЗ, кА | | | | | |
| На РП полустанции А (подключена к Ю-7) | | | | | |
| Урп при 2-ф КЗ, кВ Кч | | | | 10,37 | |
| Урп при 1-ф КЗ, кВ Кч | | | | | |
| На РП полустанции Б (подключена к Ю-8) | | | | | |
| Урп при 2-ф КЗ, кВ Кч | | | | 5,44 | |
| Урп при 1-ф КЗ, кВ Кч | | | | | |
| 3) Работа АОД на полустанции Б | | | | | |
| Урп А = кВ Урп В = кВ | | | | 10,40 9,33 | |

Таблица 2.4 - Остаточные напряжения на шинах РП при КЗ в общей сети 10 кВ

| Вид воздействия | 3-х и 2-х фазные КЗ в сети ТЭС 10 кВ | | | | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| | ПС Силикатная | | ПС Сосновка | | ПС Морозово |
| Место воздействия | А | В | тупиковая | транзитная | |
| На РП подстанции А (подключена к Ю-7) | | | | | |
| Урп 3-х КЗ, кВ | 0,57 | 10,38 | 10,32 | 10,39 | 10,35 |
| Кч | 17,56 | | | | |
| Урп А 2-х КЗ, кВ | 5,66 | 10,44 | 10,41 | 10,46 | 10,43 |
| Кч | 1,47 | | | | |
| На РП подстанции Б (подключена к Ю-8) | | | | | |
| Урп 3-х КЗ, кВ | 10,31 | 0,68 | 10,31 | 10,26 | 10,2 |
| Кч | | | | | |
| Урп 2-х КЗ, кВ | 10,37 | 5,7 | 10,37 | 10,37 | 10,32 |
| Кч | | 1,46 | | | |

Таблица 2.5 - Изменения напряжения на шинах РП при коммутации фидеров нагрузки в сети ЛСЭ ТЭС ж/м «Березовое»

| Место коммутации; Рн, МВт | Коммутация фидера присоединения в сети ЛСЭ | | | |
|-------------------------------------|--|-----------------------|---------------------------|-----------------------|
| | Отключение фидера нагрузки | | Включение фидера нагрузки | |
| | Урп А, кВ до/после | Урп В, кВ до/после | Урп А, кВ до/после | Урп В, кВ до/после |
| Фидер на ПС Силикатная А (Рн = 0,9) | 10,5/10,53 | 10,42/10,42 | 10,52/10,49 | 10,42/10,42 |
| Фидер на ПС Силикатная В (Рн = 3,3) | 10,5/10,5 | 10,42/10,53 | 10,5/10,5 | 10,53/10,42 |
| РП А (Рн = 2) | 10,5/10,58 | 10,42/10,42 | 10,55/10,47 | 10,42/10,42 |
| РП В (Рн = 2) | 10,5/10,5 | 10,42/10,5 | 10,5/10,5 | 10,5/10,42 |
| ЗРУ2 А (Рн = 2) | 10,5/10,56 | 10,42/10,42 | 10,5/10,44 | 10,42/10,42 |
| ЗРУ2 В (Рн = 2) | 10,5/10,5 | 10,42/10,51 | 10,5/10,5 | 10,51/10,42 |
| ЗРУ1 А (Рн = 2) | 10,5/10,5 | 10,42/10,51 | 10,5/10,5 | 10,51/10,42 |
| ЗРУ1 В (Рн = 2) | 10,5/10,56 | 10,42/10,42 | 10,5/10,44 | 10,42/10,42 |

Таблица 2.6 - Изменения напряжения на шинах РП при отключении блок-генератора в сети ТЭС ж/м «Березовое»

| Место коммутации; РГ, МВт | Коммутация блока станции ТЭС | |
|------------------------------|------------------------------|--------------------|
| | Отключение блок-генератора | |
| | Урп А, кВ до/после | Урп В, кВ до/после |
| ЗРУ1 А (РГ = 2) | 10,5/10,49 | 10,42/10,42 |
| ЗРУ1 В (РГ = 2) | 10,5/10,5 | 10,42/10,418 |

Из таблиц 2.5 и 2.6. следует, что при технологических включениях/отключениях фидеров нагрузки ЛСЭ и генераторов ТЭС срабатываний пускового органа АОСД не происходит.

Определение требований по быстродействию и осуществимости опережающего деления. Параметры срабатывания, время отключения выключателей

На рисунке 2.5 приведена схема согласования настроек релейной защиты ПС Силикатная и автоматики опережающего сбалансированного деления.

При определении требований по быстродействию к АОСД используем следующие характеристики защит коммутационных аппаратов [61-63]:

- время отключение выключателя деления (ВД) $\Delta t_{\text{откл ВД}} = 0,06 \text{ с}$
- время отключение выключателя присоединения (ВП) $\Delta t_{\text{откл ВП}} = 0,1 \text{ с}$
- срабатывание основной АОД(о) $\Delta t_{\text{сраб АОД(о)}} = 0,05 \text{ с}$
- срабатывание токовой отсечки (ТО) с учетом задержки $\Delta t_{\text{сраб ТО}} = 0,15 \text{ с}$
- срабатывание ВП $\Delta t_{\text{сраб ВП}} = 0,25 \text{ с}$
- срабатывание ВД_{1(о)} от основной АОД(о) $\Delta t_{\text{сраб ВД1(о)}} = 0,06 + 0,05 = 0,11 \text{ с}$
- срабатывание ВД_{1(р)} от резервной АОД(р) $\Delta t_{\text{сраб ВД1(р)}} = 0,06 + 0,05 + 0,02 = 0,13 \text{ с}$
- срабатывание ВД₂ (как УРОВ) $\Delta t_{\text{сраб ВД1(р)}} = 0,06 + 0,05 + 0,02 + 0,02 + 0,06 = 0,21 \text{ с}$

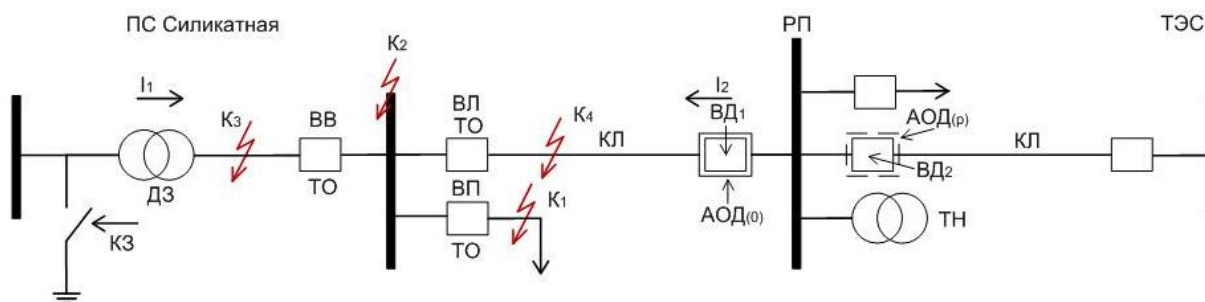


Рисунок 2.5 - Схема к логике выбора уставок АОСД

Карта блокировки оперативных действий и автоматик

Таблица 2.7 - Карта срабатывания автоматик

| № | Возмущение | АОСД | | | АПВ ВЛ 110 кВ | АПВ шин ПС Силикат ная | Блокировки |
|---|---|--|--------------|---|---------------------|---------------------------------|---|
| | | выявитель ный орган | основ ная | резервная | | | |
| 1 | КЗ в сети 10 кВ ПС Силикатная | $\Delta U^{(1)}$ | + | а) при отказе основной б) УРОВ | - | - | - |
| 2 | КЗ в сети ТЭС | $\Delta U^{(1)}$ | + | а) при отказе основной б) УРОВ | - | - | - |
| 3 | Отказ канала связи ПС Силикатная - ТЭС | не поступле ние сигнала готовнос ти (5 с) | + | + | - | - | блокировка автоматичес кого восстановле ния |
| 4 | Ложное отключение ВЛ 110 кВ | $\Delta P^{(1)}$ | + | + | + | - | - |
| 5 | Отключение трансформатора ПС Силикатная (без КЗ) | $\Delta P^{(1)}$ | + | + | - | + | блокировка автоматичес кого восстановле ния |

Таблица 2.8 - Условия и согласование работы защит и автоматики опережающего деления при параллельной работе

| Точка кз | Коммутируемый аппарат | Ударный ток | Отключаемый ток | Чувствительность основной защиты | Чувствительность резервной защиты | Примечание |
|--|-----------------------|-------------------------------|------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---|
| Работа основных защит и основной автоматики опережающего деления | | | | | | |
| К1 | ВП | Увеличивается (на 20%) | Не меняется (I1) | Повышается | Снижается на время отключения ВД | Необходима отстройка ВП по условию $\Delta t_{откл. ВП} = k_{зап} * \Delta t_{ВД1}$ |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется (I2) | Не меняется | Не меняется | |
| К2 | ВВ | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| К3 | ВВ | Определяется подпиткой от ТЭС | Не работает | Ниже уставок срабатывания | Ниже уставок срабатывания | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| К4 | ВЛ | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| Работа основных защит и резервной автоматики опережающего деления | | | | | | |
| К1 | ВП | Увеличивается (на 20%) | Не меняется (I1) | Повышается | Снижается на время отключения ВД | Необходима отстройка ВП по условию $\Delta t_{откл. ВП} = k_{зап} * \Delta t_{ВД2}$ |
| | ВД2 | Не меняется | Не меняется (I2) | Не меняется | Не меняется | |
| К2 | ВВ | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| | ВД2 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| К3 | ВВ | Определяется подпиткой от ТЭС | Не работает | Ниже уставок срабатывания | Ниже уставок срабатывания | |
| | ВД2 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| К4 | ВЛ | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| | ВД2 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |

| Работа резервных защит и основной автоматики опережающего деления | | | | | | |
|---|-----|-------------------------------------|------------------------|--|---|--|
| К1 | ВП | Увеличивается (на 20%) | Не меняется (I1) | Повышается | Снижается на время отключения ВД | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется (I2) | Не меняется | Не меняется | |
| К2 | ВВ | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| К3 | ВВ | Определяется подпиткой от ТЭС | Не работает | <i>Ниже уставок срабатывания</i> | <i>Ниже уставок срабатывания</i> | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| К4 | ВЛ | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |
| | ВД1 | Не меняется | Не меняется | Не меняется | Не меняется | |

2.3 Исследование эффективности автоматики опережающего сбалансированного деления на цифровых моделях электроэнергетических систем

2.3.1 Ударные моменты на валах синхронных машин

Максимальный ударный момент на валах синхронной машины может возникнуть при включении на параллельную работу локальной системы электроснабжения с энергоблоками небольшой мощности и внешней электрической сетью или при отключении проходящего короткого замыкания в сети при фазовом рассогласовании эквивалентной ЭДС внешней энергосистемы и ЭДС генераторов ЛСЭ, соответствующем выдаче максимальной (предельной) электрической мощности.

Определим минимальное время выбега роторов синхронных генераторов электростанции малой генерации ЛСЭ в режиме параллельной работы с внешней электрической сетью при коротком замыкании до угла с максимальным моментом на валу синхронных машины или близким к нему, при котором при отключении короткого замыкания возникнет максимальный (динамический) момент на валах синхронных генераторов.

Рассмотрим процесс при 3-х фазном коротком замыкании вблизи шин присоединения синхронных генераторов ЛЭЭ с отключением короткого замыкания через время Δt (Рисунок 2.6) [64-66].

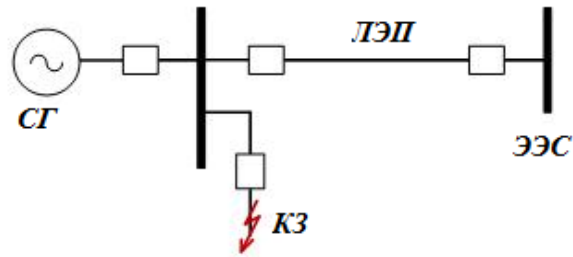


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема для оценки времени выбега роторов генераторов

Уравнение движения ротора генератора :

$$\frac{T_j}{\omega_0} * \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{\text{мех}} - P_{\text{эл}},$$

где P в относительных единицах (о.е.), δ в радианах (рад), T_j в секундах (с).

При КЗ $P_{\text{эл}}=0$, при номинальной загрузке генератора энергоблока:

$$\Delta P = P_{\text{мех}} - P_{\text{эл}} = 1 \text{ о.е.},$$

соответственно преобразуем выражение уравнения движения ротора:

$$a = \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P * \frac{\omega_0}{T_j} = \frac{\omega_0}{T_j}.$$

Изменение угла от начального δ_0 (до КЗ) до максимального $\delta_{\text{макс}}$ составляет $\Delta \delta \approx 1,42$ рад. (Рисунок 2.7).

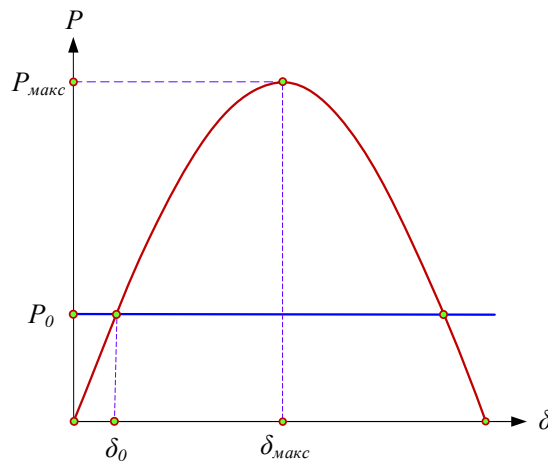


Рисунок 2.7 - Угловая характеристика мощности генератора

Выразим длительность короткого замыкания Δt и изменение угла от δ_0 до $\delta_{\text{макс}}$:

$$\Delta t = \sqrt{\frac{2T_j \Delta \delta}{\omega_0}}.$$

Определим времена достижения угла максимальных ударных (динамических) моментов на валу синхронного генератора в зависимости от его постоянной времени инерции (T_j) и длительности короткого замыкания (Таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Предельные времена достижения угла максимальных ударных моментов на валу генераторов в зависимости от длительности КЗ

| T_j, c | α | $\Delta t, c$ |
|----------|----------|---------------|
| 1 | 314 | 0,1 |
| 2 | 157 | 0,14 |
| 3 | 104,6 | 0,175 |
| 4 | 78,5 | 0,195 |

Из экспериментально полученных данных [67] следует, что постоянная времени инерции (T_j) энергоблоков электростанции малой синхронной генерации локальной системы электроснабжения находится в диапазоне 1-2 с.

Можно сделать вывод, что проходящее короткое замыкание в электрической сети способно вызвать возникновение ударного (динамического) момента на валах синхронного генератора малой генерации в составе локальной системы электроснабжения кратностью 4-6 от номинального в момент после его устранения, т.е. отключения короткого замыкания, что может быть причиной их механического повреждения и/или отключения.

2.3.2 Токи подпитки короткого замыкания и остаточные напряжения в узлах сети системы электроснабжения с малой генерацией при параллельной работе в электрической сети энергосистемы

Оценка токов подпитки КЗ и остаточных напряжений на шинах распределительного пункта (РП) ЛСЭ и генераторов ТЭС выполнена посредством моделирования электрической схемы района сети Новосибирской энергосистемы при параллельной работе в ней ЛСЭ с электростанцией ТЭС ж/м «Березовое».

На Рисунке 2.8 приведена однолинейная схема электрической сети моделируемого района Новосибирской энергосистемы ЕЭС России с эквивалентным замещением внешней части в узлах примыкания, а на Рисунке 2.9 представлена схема замещения электрической сети для выполнения расчетов и моделирования [68-69].

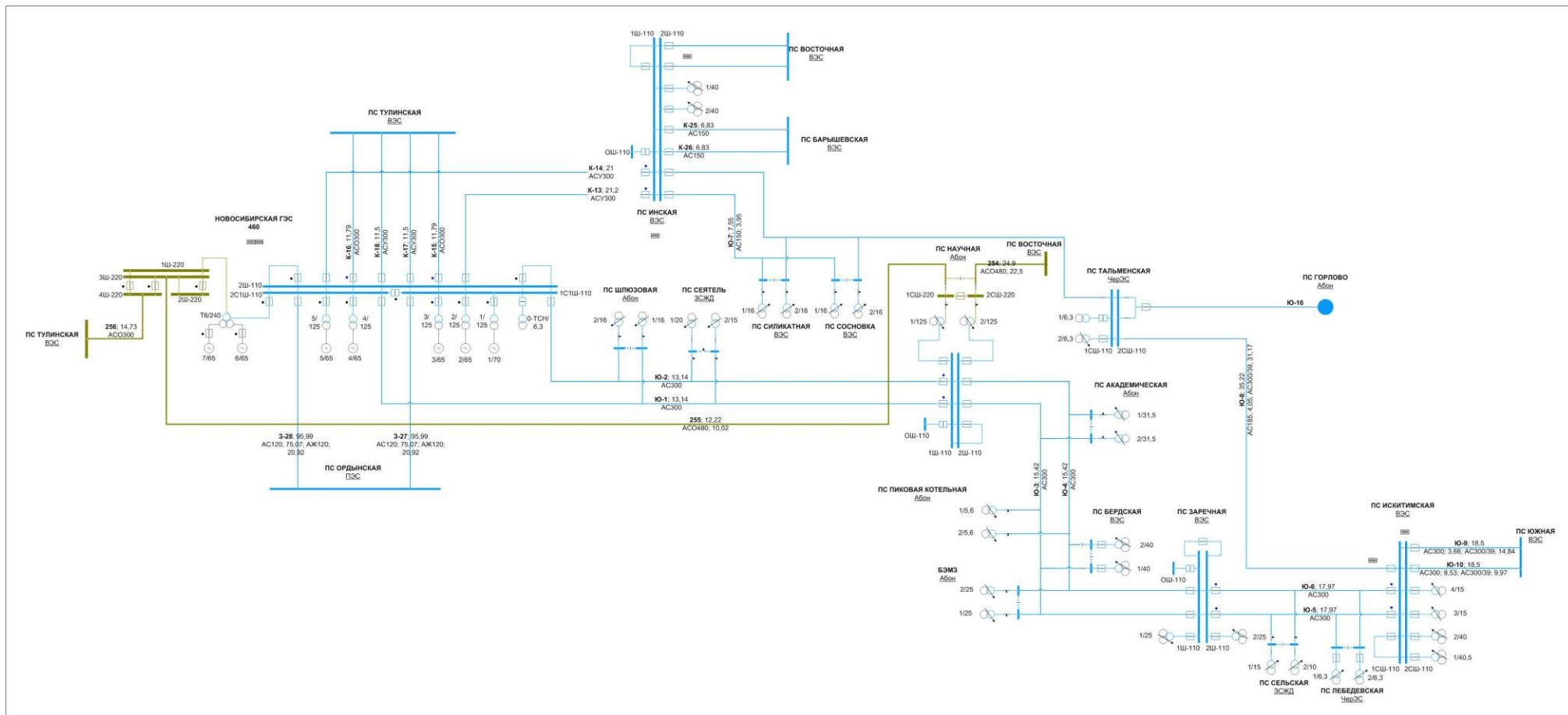


Рисунок 2.8 – Схема района сети Новосибирской энергосистемы

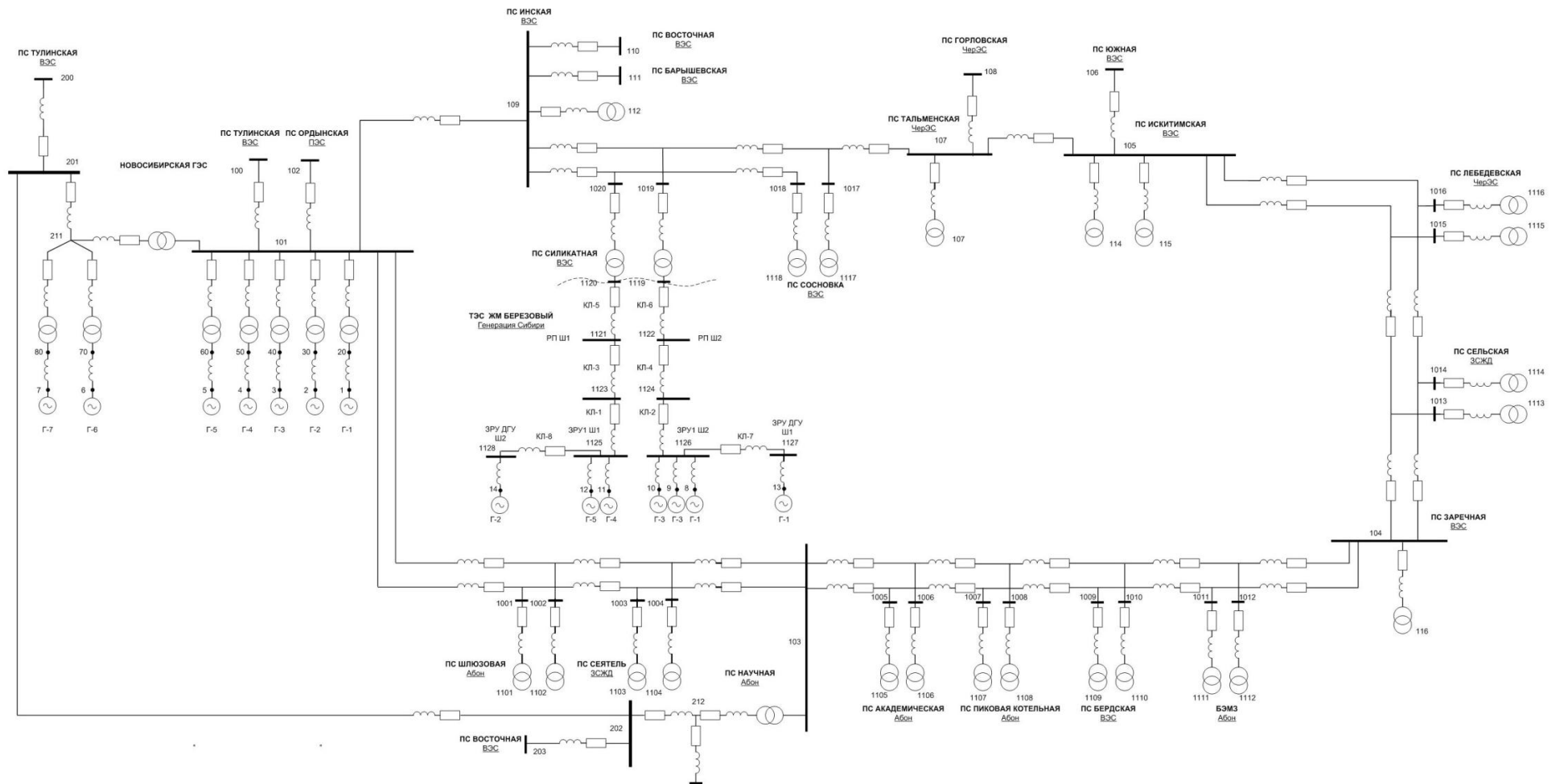


Рисунок 2.9 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания и моделирования переходных процессов

Расчет переходных процессов для определения остаточного напряжения на шинах генераторов МГ выполнены в ПВК «Мустанг». Результаты расчетов сведены в Таблице 2.10, где обозначены напряжения: прямой последовательности – U , обратной последовательности – U^2 , остаточное в месте КЗ – $U_{ост}$. Режим работы локальной системы электроснабжения сбалансированный.

Таблица 2.10 - Токи короткого замыкания и остаточные напряжения в сети ЛСЭ ж/м «Березовый» полустанции А с двумя работающими генераторами (Г4 и Г5, Рисунок 2.9)

| Место КЗ в электрической сети ЭЭС | Вид КЗ: Параметры КЗ | 1 фазное | 2 фазное | 3 фазное |
|---|----------------------------------|--------------------|--------------------|----------|
| | | | | |
| 1) На шинах 110 кВ ПС Силикатная $U_c=111,6$ кВ $U_{ген}$ ном= $10,5$ кВ (Рисунки 2.10 - 2.11) | $R_{ш}$, Ом | 7 | 3 | 0 |
| | $U_{ост}$, кВ | 78,95 | 55,58 | 0 |
| | $I_{кз}$, кА | 6,512 | 10,854 | 21 кА |
| | $I_{кз}$ подпитки с ТЭС, кА | 0,256 (0,419) | 0,438 (0,769) | 0,902 |
| | $U_{ген}$, кВ | 7,98 (8,12) | 6,22 (6,41) | 2,12 |
| | $U^2_{ген}$, кВ | 2,52 (2,38) | 4,28 (4,09) | 0 |
| 2) На отходящем фидере ПС Силикатная 10 кВ (Рисунок 2.12) | $R_{ш}$, Ом | | 0,73 | 0 |
| | $U_{ост}$, кВ | | 5,3 | 0 |
| | $I_{кз}$, кА | | 4,189 | 8,471 |
| | $I_{кз}$ подпитки с ТЭС, кА | | 0,507 (0,592) | 1,021 |
| | $U_{ген}$, кВ | | 5,8 (5,94) | 1,33 |
| | $U^2_{ген}$, кВ | | 4,66 (4,52) | 0 |
| 3) На отходящем фидере РП (Рисунок 2.13) | $R_{ш}$, Ом | | 0,85 | 0 |
| | $U_{ост}$, кВ | | 5,33 | 0 |
| | $I_{кз}$, кА | | 3,623 | 7,256 |
| | $I_{кз}$ подпитки с ТЭС, кА | | 0,507 (0,703) | 1,049 |
| | $U_{ген}$, кВ | | 5,62 (5,76) | 0,91 |
| | $U^2_{ген}$, кВ | | 4,83 (4,69) | 0 |
| 4) На отходящем фидере ЗРУ (Рисунок 2.14) | $R_{ш}$, Ом | | 1,05 | 0 |
| | $U_{ост}$, кВ | | 5,26 | 0 |
| | $I_{кз}$, кА | | 2,891 | 5,514 |
| | $I_{кз}$ подпитки с ТЭС, кА | | 0,541 (1,052) | 1,103 |
| | $U_{ген}$, кВ | | 5,29 (5,32) | 0,07 |
| | $U^2_{ген}$, кВ | | 5,21 (5,18) | 0 |
| 5) На отходящем фидере ДГУ (Рисунок 2.15) | $R_{ш}$, Ом | | 1,1 | 0 |
| | $U_{ост}$, кВ | | 5,31 | 0 |
| | $I_{кз}$, кА | | 2,786 | 5,368 |
| | $I_{кз}$ подпитки от системы, кА | | 2,256 (2,59) | 4,308 |
| | $I_{кз}$ подпитки с ТЭС, кА | | 2,786 (2,806) | 5,368 |
| | $U_{ген}$, кВ | | 5,36 (5,4) | 0,12 |
| $U^2_{ген}$, кВ | | 5,14 (5,1) | 0 | |

Графики переходных процессов к таблице представлены на Рисунках 2.10 – 2.15. На графиках приняты следующие обозначения: $U_{ост}$, ген – напряжения в соответствующем узле схемы (остаточное в месте КЗ) и на генераторе ТЭС, $I_{лин}$ – ток в сечении линии с соответствующими узлами, $I_{ша}$ и $I_{шг}$ – токи шунта, соответственно, его активная и реактивная составляющие.

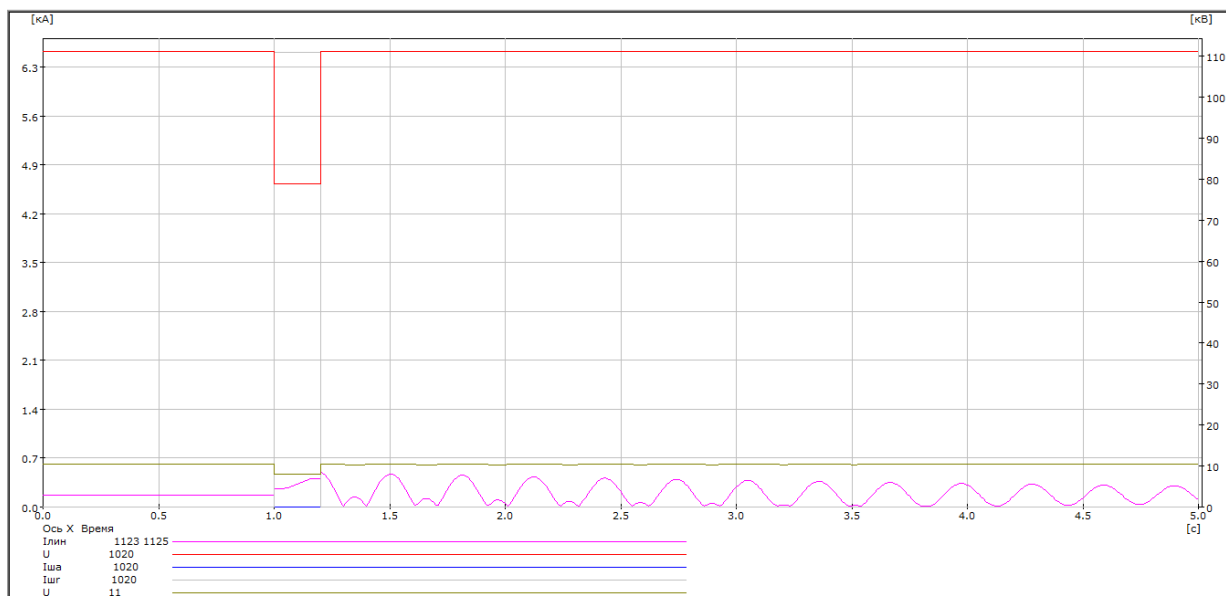


Рисунок 2.10 – Переходный процесс при однофазном КЗ в узле 1020

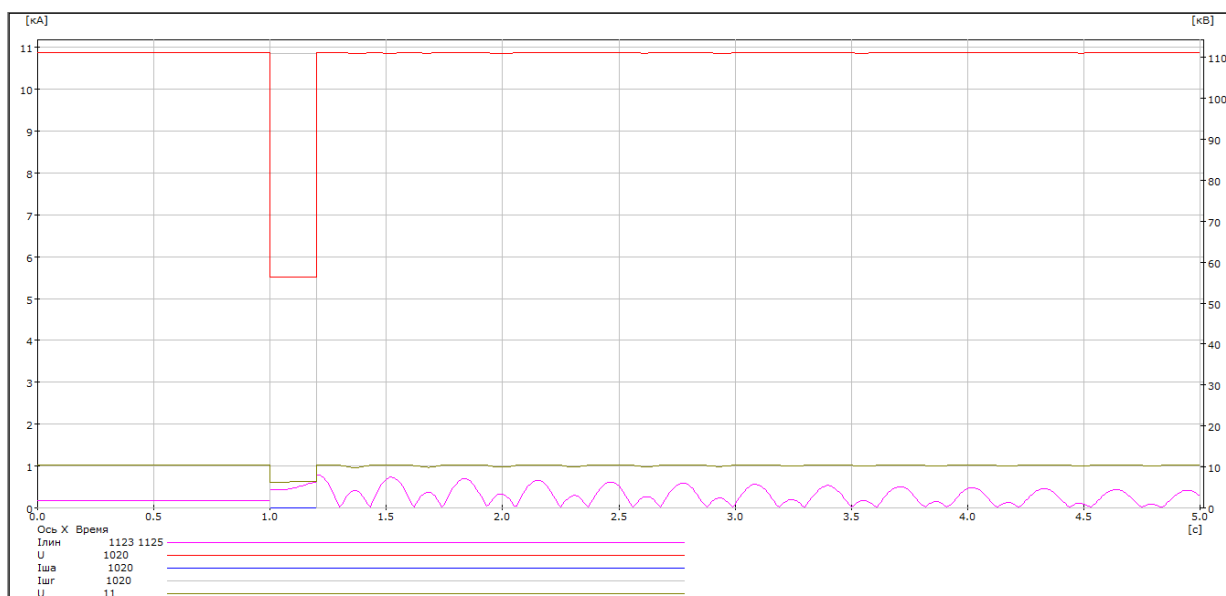


Рисунок 2.11 – Переходный процесс при двухфазном КЗ в узле 1020

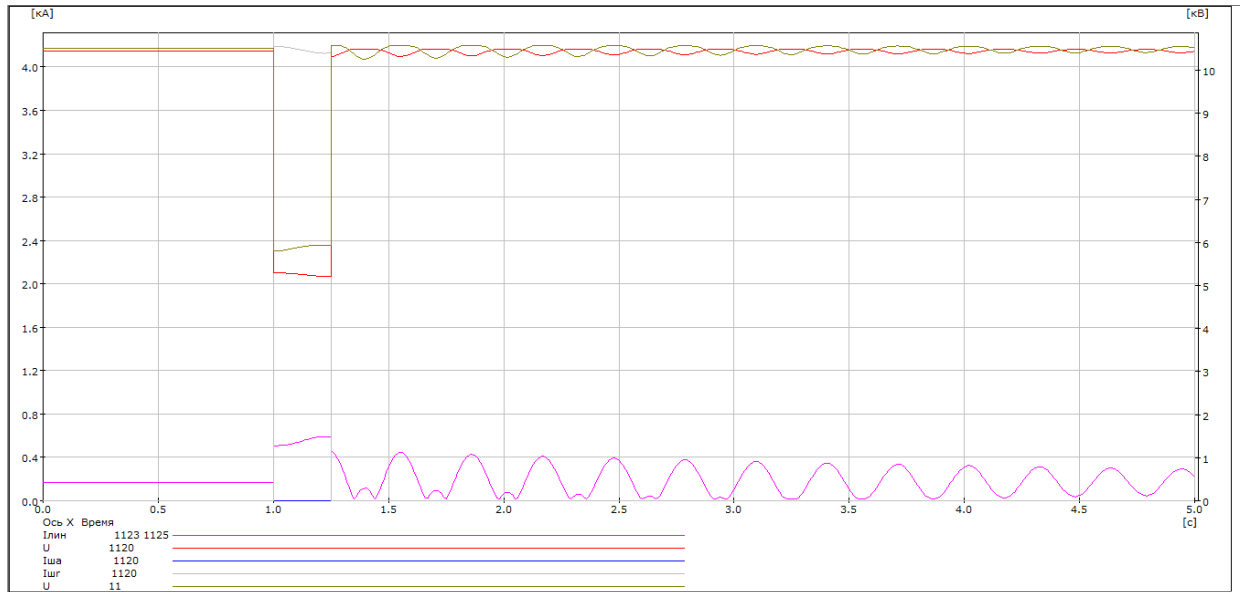


Рисунок 2.12 – Переходный процесс при двухфазном КЗ в узле 1120

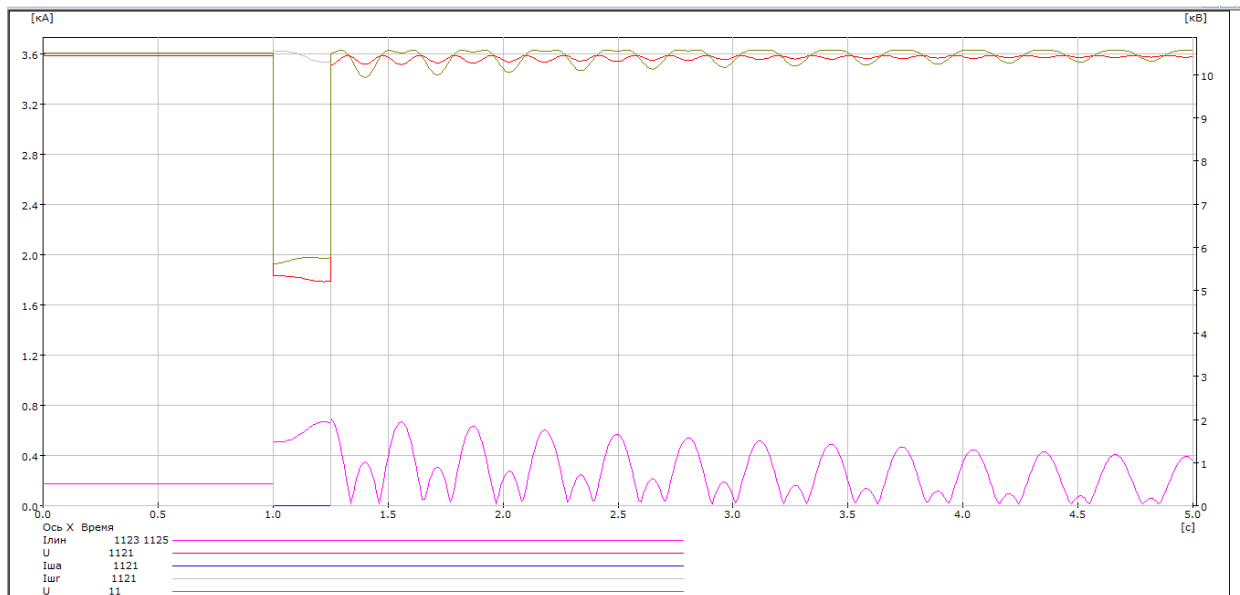


Рисунок 2.13 – Переходный процесс при двухфазном КЗ в узле 1121

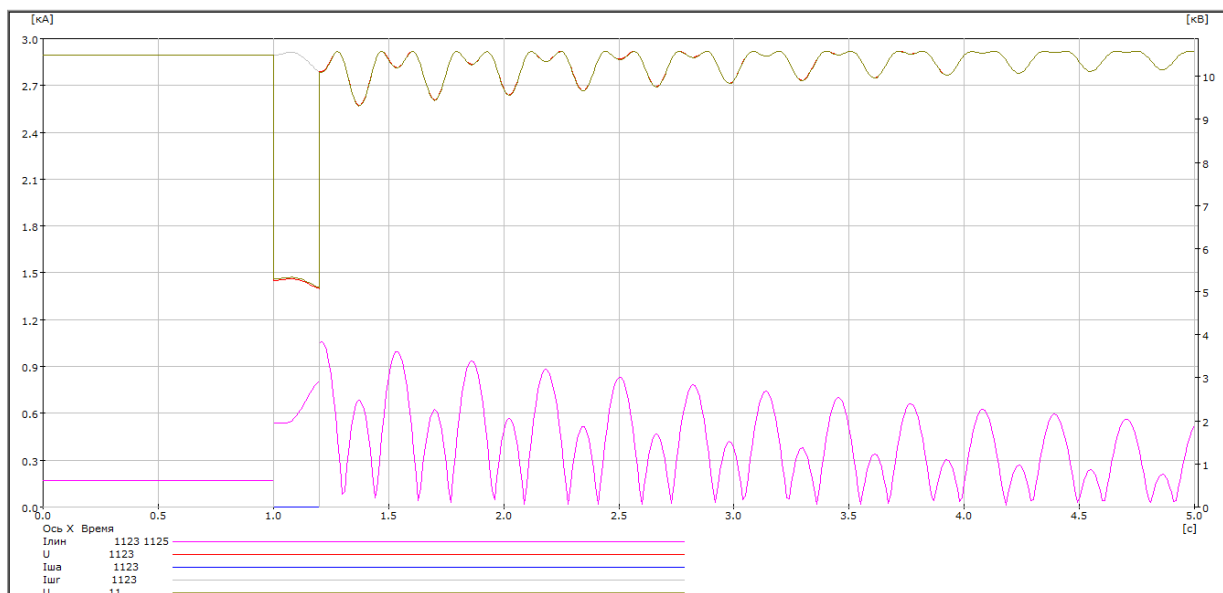


Рисунок 2.14 – Переходный процесс при двухфазном КЗ в узле 1123

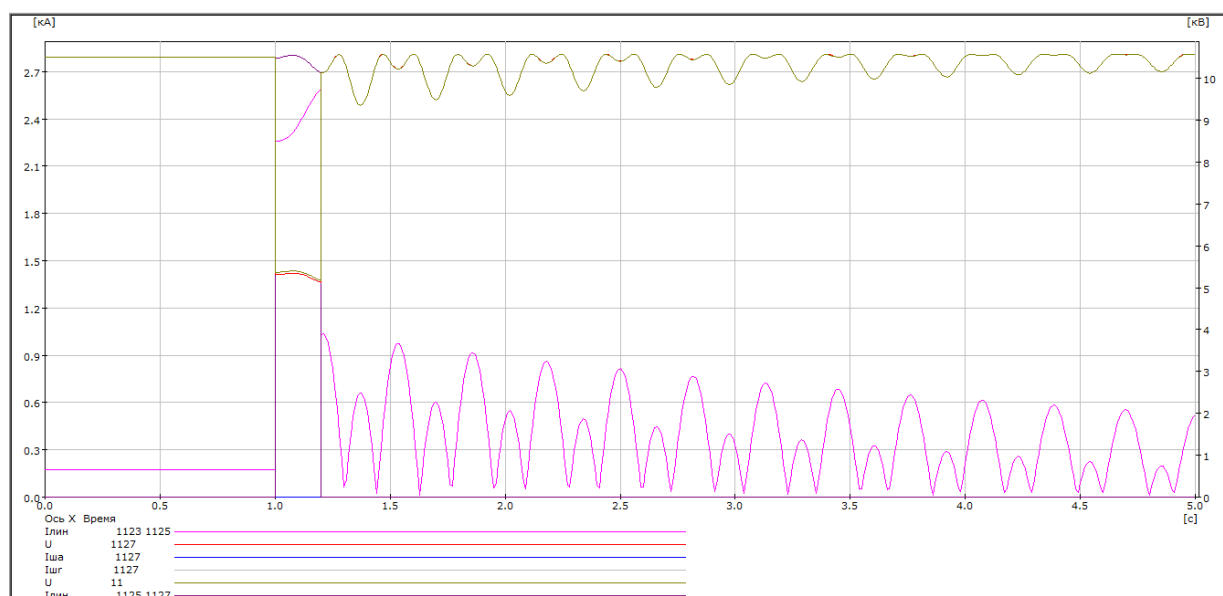


Рисунок 2.15 – Переходный процесс при двухфазном КЗ в узле 1127

По результатам расчетов можно сделать вывод о достаточном снижении величины напряжения, в том числе и на шинах генераторов энергоблока электростанции малой генерации ЛСЭ, при КЗ в сети 110 кВ на ПС присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети. В электрической сети на шинах генераторов ЛСЭ при однофазном КЗ в сети 110 кВ ПС присоединения происходит снижение напряжения прямой последовательности с 10,5 кВ до 8 кВ (при остальных видах КЗ значения снижения напряжения прямой последовательности ещё ниже), при несимметричных КЗ напряжения обратной последовательности выше 2,4 кВ. Изменение данных значений вполне достаточно для их чёткой фиксации и срабатывания пускового органа АОСД.

2.3.3 Электромеханические переходные процессы в локальной системе электроснабжения при противоаварийном управлении автоматикой опережающего сбалансированного деления

Существуют технические трудности и особенности при интеграции объектов распределенной малой генерации в электрические сети энергосистем [70-76]. Основными причинами отключения энергоблоков станций малой генерации, обычно являются: превышение номинального тока, перегрузка по активной мощности, снижение напряжения ниже допустимого, возникновение напряжения обратной последовательности выше допустимого, набросы или сбросы электрической нагрузки на шинах генераторов, а также возникновение асинхронных режимов.

Представим результаты моделирования динамических процессов при присоединении ЛСЭ с малой генерацией на параллельную работу к электроэнергетической системе большой мощности. Моделирование динамических процессов при присоединении локальной системы электроснабжения с малой генерацией на параллельную работу к внешней электроэнергетической системе выполнялось в ПВК «Мустанг». Схема электрической сети и её схема замещения с принятыми обозначениями нумерации узлов была представлены выше на Рисунках 2.8 - 2.9.

Переходные процессы при возмущениях в режиме параллельной работы ЛСЭ с сетью ЭЭС

Моделирование и анализ процессов выполнены для оценки возможных динамических моментов на валах синхронных генераторов ТЭС ЛСЭ при отключениях КЗ и в асинхронных режимах, а также для оценки взаимного влияния переходных процессов одной из полустанций (А или В) при работе ЛСЭ с разделением на две части для исключения шунтирования внешней сети.

Присоединение ЛСЭ к сети региональной ЭЭС осуществляется через подстанцию присоединения (ПС «Силикатная») 110/10 кВ, подстанция двухтрансформаторная, шиносоединительный выключатель ПС отключен, ЛСЭ разделена на полустанции (А или В) и каждая подключена отдельно на фидеры транзитной и питающей частей ПС.

Короткие замыкания в распределительной сети ЛСЭ:

1) График переходного процесса при возмущениях в режиме параллельной работы (А. Подсистема с двумя генераторами) представлен на Рисунке 2.16.

Возмущения на ПС Силикатная: 3-х фазное КЗ на отходящем фидере 10 кВ ПС Силикатная (узел 1120) полустанция А. Длительность КЗ: 0,25 с. Контролируемые узлы полустанции А: ТЭС ЗРУ1 Ш1 генератор Г11 (узел 11), РП (узел 1121).

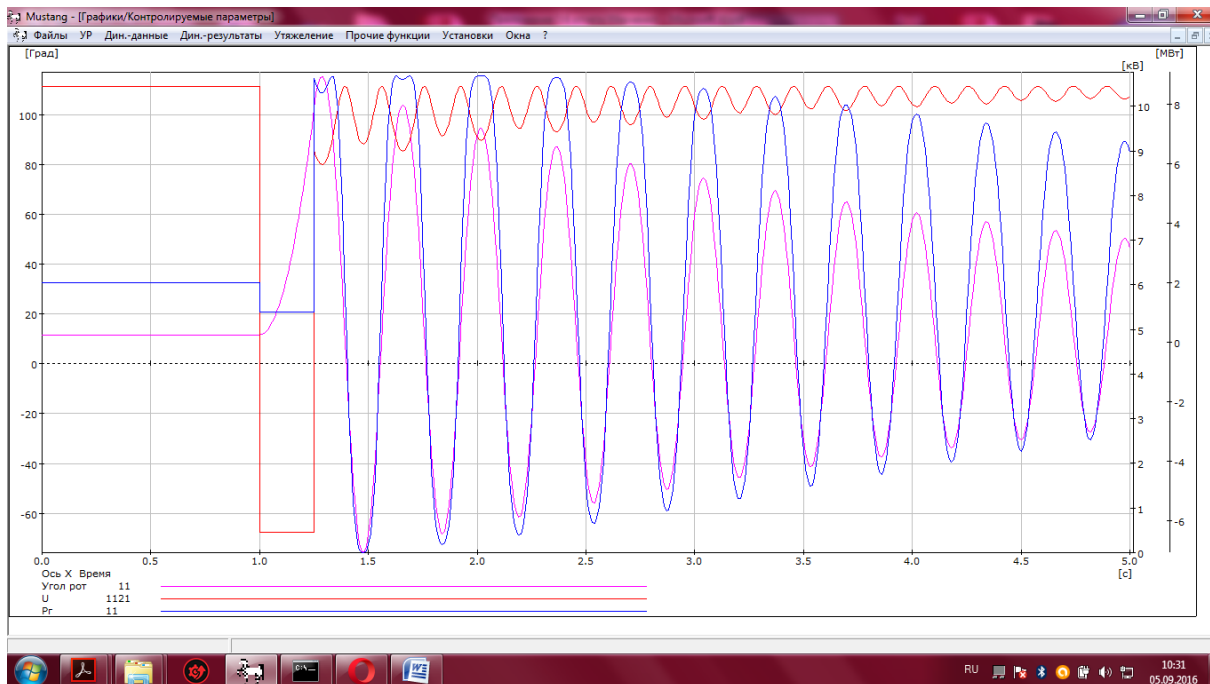


Рисунок 2.16 – Осциллограмма переходного процесса при параллельной работе электростанции в электрической сети и возникновении возмущения в виде 3-фазного КЗ на стороне 10 кВ ПС Силикатная с фиксацией значений выдаваемой мощности синхронным генератором, относительного угла ротора и напряжения на распределительном пункте полустанции А

Характеристики процесса:

- сохранение устойчивости параллельной работы полустанции А (части ЛСЭ в составе РЭС),
- снижение напряжения на РП при КЗ $10,45 - 0,46 = 9,99$ кВ,
- максимальная мощность генерации 8,97 МВт,
- мощность при отключении КЗ (динамический момент) 8,87 МВт,
- колебания мощности в синхронном режиме $8,97 + 7,09 = 16,06$ МВт,
- частота синхронного режима переходного процесса 2,78 Гц.

Контролируемые узлы полустанции В: ТЭС ЗРУ1 Ш2 генератор Г8 (узел 8), РП (узел 1122). График переходного процесса представлен на Рисунке 2.17.

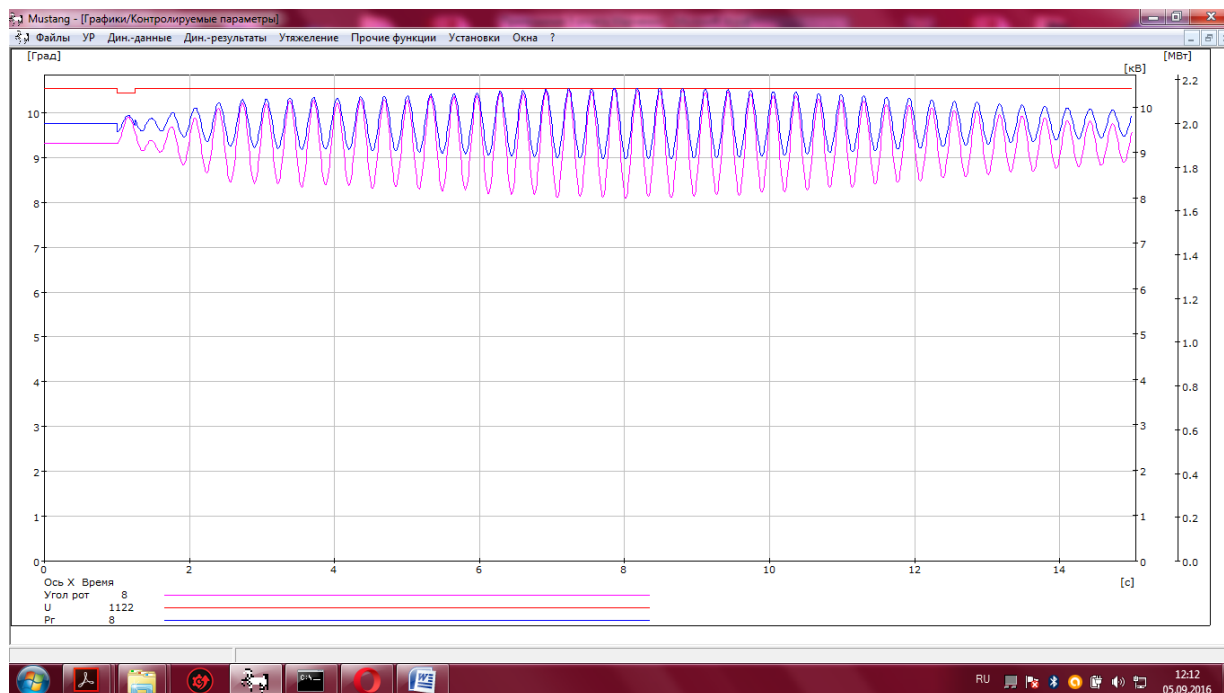


Рисунок 2.17 – Осциллограмма переходного процесса при параллельной работе электростанции в электрической сети и возникновении возмущения в виде 3-фазного КЗ на стороне 10 кВ ПС Силикатная, фиксацией значений выдаваемой мощности синхронным генератором, относительного угла ротора и напряжения на распределительном пункте полустанции В

Характеристики процесса:

- сохранение устойчивости параллельной работы полустанции В (части ЛСЭ в составе РЭС_,
- снижение напряжения на РП при КЗ $10,42 - 10,32 = 0,1$ кВ,
- максимальная мощность генерации 2,16 МВт,
- мощность при отключении КЗ (динамический момент) 2,02 (2,04) МВт,
- колебания мощности в синхронном режиме $2,16 - 1,84 = 0,32$ МВт,
- частота синхронного режима переходного процесса 3,12 Гц.

Из анализа осциллограмм видно сохранение устойчивости параллельной работы электростанции малой генерации ЛСЭ в распределительной сети, но при этом возникают колебания мощности большой амплитудой 8-ми кратные от номинальной мощности генератора, с 2 МВт до 16 МВт.

Из анализа полученных результатов следует, что из-за малой инерционности ротора синхронного генератора малой генерации возникающий на валу динамический момент 8,8 МВт после отключения короткого замыкания будет для него разрушающим.

2) График переходного процесса при возмущениях в режиме параллельной работы (Полустанция В. Подсистема с двумя генераторами) представлен на Рисунке 2.18.

Возмущения на ПС Силикатная: 3-х фазное КЗ на отходящем фидере 10 кВ ПС Силикатная (узел 1119) полустанция В. Длительность КЗ: 0,44 с. Контролируемые узлы полустанции В: ТЭС ЗРУ1 Ш2 генератор Г8 (узел 8), РП (узел 1122).

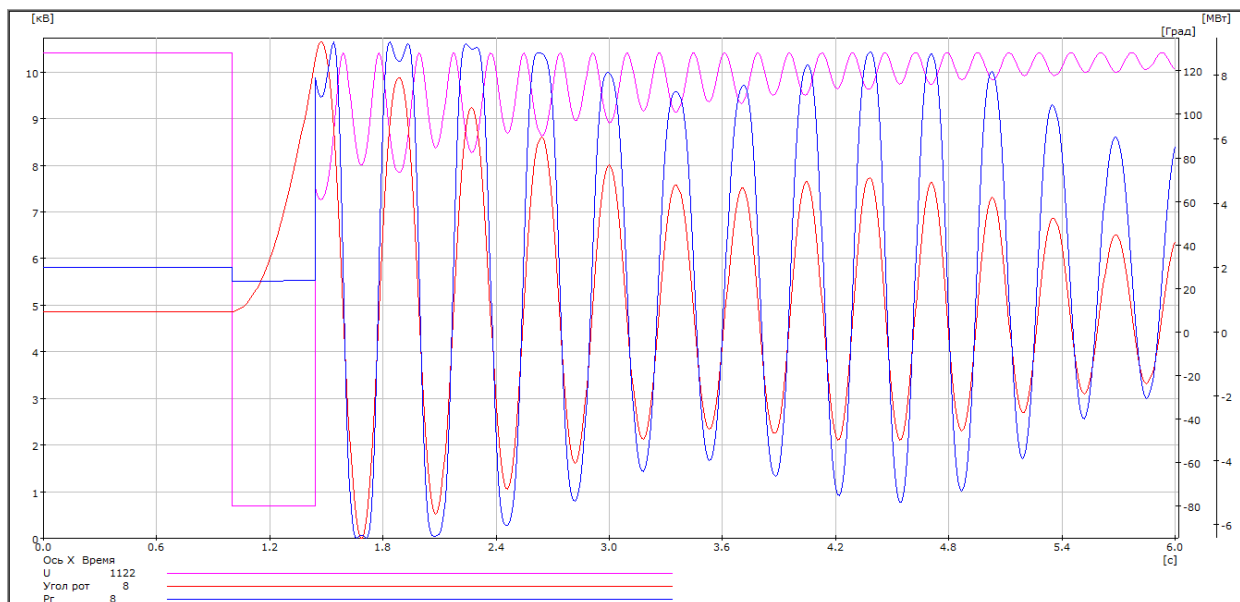


Рисунок 2.18 – Осциллограмма переходного процесса при параллельной работе электростанции в электрической сети и возникновении возмущения в виде 3-фазного КЗ на стороне 10 кВ ПС Силикатная, фиксацией значений выдаваемой мощности синхронным генератором, относительного угла ротора и напряжения на распределительном пункте полустанции В

Характеристики процесса:

- сохранение устойчивости параллельной работы полустанции В (части ЛСЭ в составе РЭС)
- снижение напряжения на РП при КЗ $10,42 - 0,69 = 9,73$ кВ,
- максимальная мощность генерации 9,04 МВт,
- мощность при отключении КЗ (динамический момент) 7,92 МВт,
- колебания мощности в синхронном режиме $9,04 + 6,43 = 15,47$ МВт,
- частота синхронного режима переходного процесса 2,5 (3,03) Гц.

Контролируемые узлы полустанции А: ТЭС ЗРУ1 Ш1 генератор Г11 (узел 11), РП (узел 1121). График переходного процесса представлен на Рисунке 2.19.

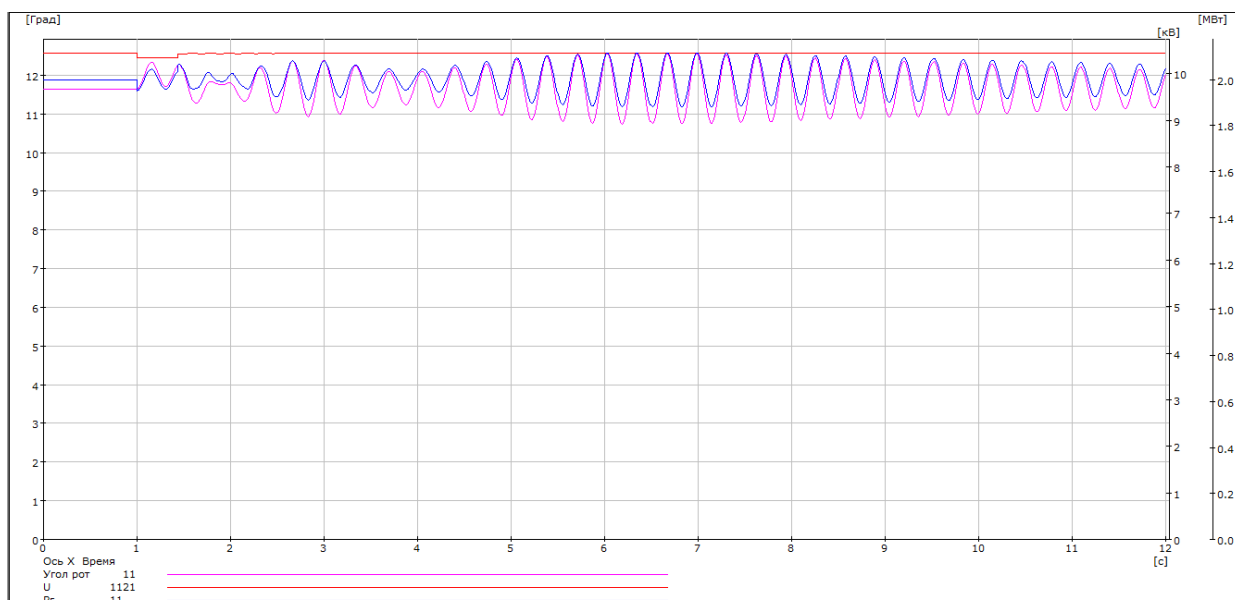


Рисунок 2.19 – Осциллограмма переходного процесса при параллельной работе электростанции в электрической сети и возникновении возмущения в виде 3-фазного КЗ на стороне 10 кВ ПС Силикатная, фиксацией значений выдаваемой мощности синхронным генератором, относительного угла ротора и напряжения на распределительном пункте полустанции А

Характеристики процесса:

- сохранение устойчивости параллельной работы полустанции А части ЛСЭ в составе РЭС,
- снижение напряжения на РП при КЗ $10,45 - 10,34 = 0,11$ кВ,
- максимальная мощность генерации 2,12 МВт,
- мощность при отключении КЗ (динамический момент) 2,06 МВт,
- колебания мощности в синхронном режиме $2,12 - 1,88 = 0,24$ МВт,
- частота синхронного режима переходного процесса 3,13 Гц.

Из анализа осциллограмм видно также сохранение устойчивости параллельной работы электростанции малой генерации ЛСЭ в распределительной сети при более длительном КЗ, колебания мощности 8-ми кратные номинальной мощности генератора, с 2 МВт до 15,47 МВт. Из-за малой инерционности ротора генератора возникающий на валу динамический момент 7,9 МВт после отключения короткого замыкания будет для него разрушающим. Необходимо решение задачи недопустимости угрожающих оборудованию режимов, позволяющее напрямую присоединять объекты малой генерации в составе ЛСЭ в электрические сети посредством синхронных связей при обеспечении безопасности и надежности параллельной работы.

Переходные процессы при коротких замыканиях в распределительной сети ЭЭС в схеме без разделения ЛСЭ на две части (параллельная работа по одной линии связи)

В базовом расчетном режиме ЛСЭ работает параллельно с энергосистемой по одной линии через шины 10 кВ подстанции присоединения в режиме выдачи избыточной мощности 3,6 МВт (2 блока электростанции по 1,8 МВт) во внешнюю электрическую сеть Новосибирской энергосистемы. Остальные 3 блока ТЭС с нагрузкой 5,4 МВт (по 1,8 МВт каждый) работают в режиме следования за собственной нагрузкой ЛСЭ.

Осциллограмма переходного процесса при проходящем 3-х фазном коротком замыкании на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции без отделения ТЭС от внешней электрической сети представлена на Рисунке 2.20.

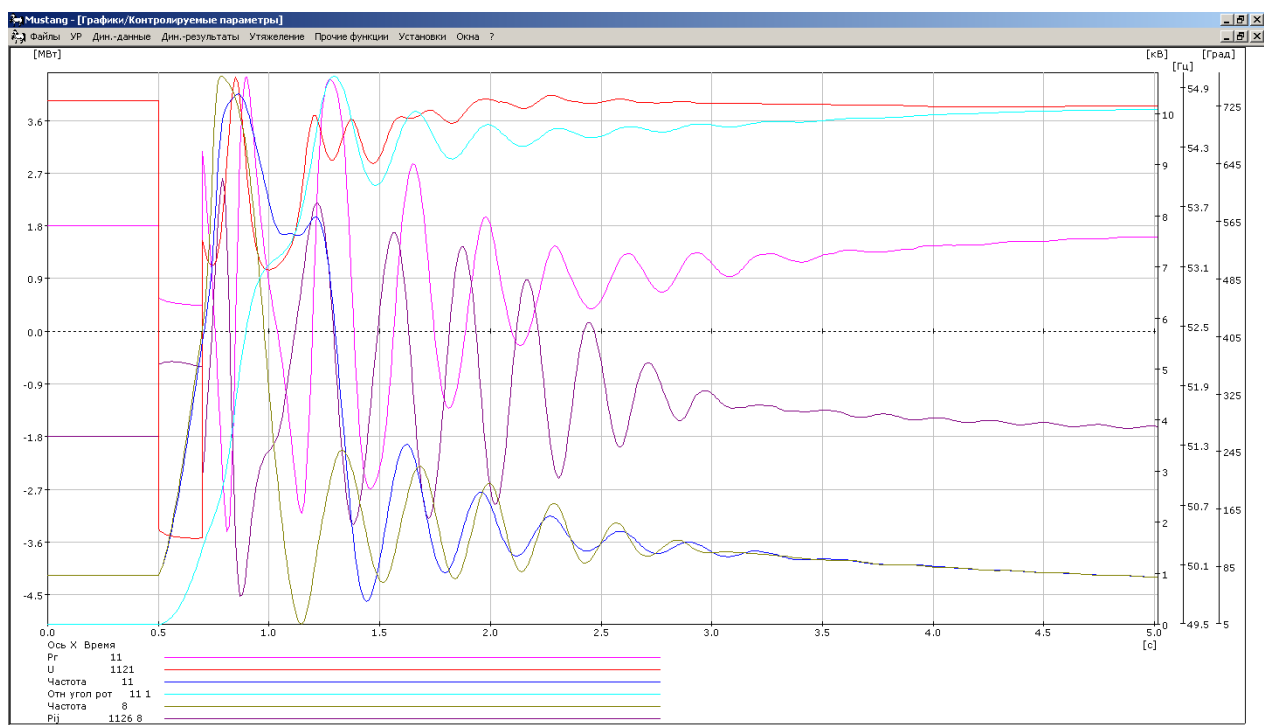


Рисунок 2.20 - Переходный процесс в ЛСЭ при проходящем 3-х фазном коротком замыкании на шинах 110 кВ основной питающей подстанции (в узле №109) с нарушением устойчивости режима (без отделения ЛСЭ от внешней электрической сети)

Контролируемые параметры: Pг в 11 узле схемы – выдаваемая активная мощность одного блока (генератора) ТЭС. U в 1121 узле схемы – измеряемое напряжение на шинах распределительного пункта ЛСЭ, т.е. в месте расположения пускового органа делительной автоматики. Частота в 11 узле схемы – частота на блоке (генераторе) ТЭС. Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно опорного узла 1.

График мощности приведен для одного генератора электростанции. При произошедшем возмущении возникает снижение напряжения на шинах распределительного пункта локальной системы электроснабжения до 1.6 кВ (При уставке срабатывания пускового органа противоаварийного управления автоматики - 8 кВ). Из осциллограммы видно, что устойчивость параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью нарушилась, возник краткосрочный асинхронный режим с двумя проворотами роторов генераторов ТЭС относительно внешней сети, произошла ресинхронизация. Колебания мощности каждого генератора в переходном процессе от 4.5 до - 3.2 МВт, что приведет к отключению энергоблока и погашению в целом электростанции ЛСЭ ее защитами.

Результаты расчета переходных процессов в сети свидетельствуют об их недопустимости и должны предотвращаться автоматическим опережающим делением сети. По представленным результатам можно сделать вывод о необходимости решения задачи недопущения угрожающих оборудованию режимов. Для этого предлагается применение вышеописанного способа автоматического противоаварийного управления режимом подобных объектов.

Ниже представлены результаты исследования эффективности данного способа при трех вариантах реализации опережающего сбалансированного отделения ЛСЭ при возмущении нормального режима:

- Балансирующее отключение части энергоблоков ТЭС ЛСЭ сигналом пускового органа делительной автоматики без дополнительной задержки (время отключения с учетом времени срабатывания пускового органа и выключателя энергоблока (генератора) ТЭС 0,09 с).
- Балансирующее отключение части энергоблоков с задержкой на передачу сигнала от пускового органа до выключателя энергоблока (генератора) ТЭС.
- Отделение локальной системы электроснабжения от внешней электрической сети с балансирующим отключением части энергоблоков по факту повышения частоты на 0,1 Гц от номинальной (50 Гц) с учетом времени срабатывания выключателя генератора ТЭС (0,07 с).

Ниже представлены результаты моделирования второго варианта, как технически наиболее вероятного.

Характеристика режима - балансирующее отключение части энергоблоков с задержкой на передачу сигнала от пускового органа до выключателя энергоблока (генератора) ТЭС. Длительность короткого замыкания составляет $t_{кз} = 0,2$ с.

Пусковой орган делительной автоматики срабатывает через $t_{по} = 0,02$ с, а отключение ЛСЭ происходит за время менее 0,09 с. Балансирующее отключение 2-х генераторов происходит с задержкой 0,09 с.

В результате действия автоматики ЛСЭ переходит в режим изолированной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками. Переходный процесс данного режима при 3-ех фазном коротком замыкании на шинах подстанции 110 кВ (в узле №109) представлен на Рисунке 2.21.

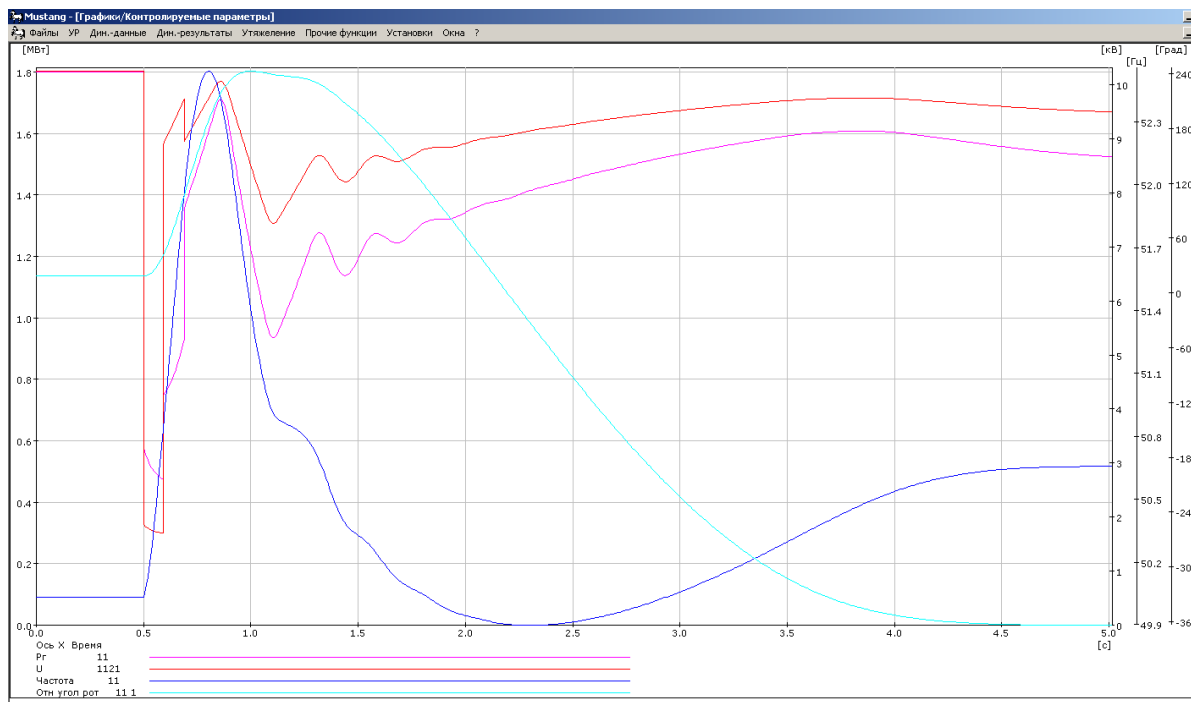


Рисунок 2.21 – Переходный процесс в локальной системе электроснабжения без нарушения устойчивости режима при проходящем 3- х фазном коротком замыкании на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции с отделением ТЭС от внешней электрической сети под действием разработанной автоматики

Из полученной осциллограммы следует, что максимальное повышение частоты составило 2,8 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в автономном режиме.

В Приложении «А» представлены расчетные варианты и результаты моделирования переходных процессов в режимах параллельной работы топливной ЛСЭ жилмассива «Березовое» с внешней электрической сетью эквивалентного района электрической сети Новосибирской энергосистемы ЕЭС России.

Выводы по главе 2

При подключении на параллельную работу ЛСЭ с малой синхронной генерацией, она не оказывает опасных возмущающих воздействий, угрожающих нарушениями устойчивости региональной электроэнергетической системы, однако, возникающие динамические моменты на валу энергоблоков малой генерации в переходных процессах могут приводить к их разрушению, поэтому необходимо принимать специальные меры, обеспечивающие работоспособность энергоблоков малой генерации без потери электроснабжения присоединенной нагрузки ЛСЭ.

Предложен новый способ для прямого безопасного для оборудования включения ЛСЭ на параллельную работу с внешней энергосистемой, основанный на использовании противоаварийного опережающего сбалансированного отделения ЛСЭ по специально поддерживаемым сечениям. Способ обеспечивает ограничение отключаемых токов короткого замыкания, предотвращение нарушений устойчивости параллельной работы с возникновением асинхронных режимов, исключение ударных моментов на валах синхронных машин, исключение необходимости согласования защит внешней сети с защитами и автоматикой присоединяемой сети ЛСЭ с электростанцией малой генерации. При восстановлении условий для нормальной работы производится автоматическое восстановление нормального режима работы.

Срабатывание АОСД определяется уставками по напряжению прямой и обратной последовательностей напряжения в некотором контрольном узле сети (на шинах РП с выключателями, используемыми для деления). Определены условия срабатывания АОСД:

1) Уставка по напряжению прямой последовательности должна быть ниже (отстраивается от) максимальных снижений напряжения прямой последовательности при нормальном оперировании сетью (режимных изменений напряжения, изменении напряжения при коммутациях нагрузки и энергоблоков в сети 10 кВ ПС примыкания).

2) Уставка по напряжению прямой последовательности должна быть выше остаточного напряжения при отключении питающих ПС примыкания линий 110 кВ при ложном срабатывании их защит или отключении резервными защитами.

3) Уставка по напряжению прямой последовательности должна быть выше допустимого снижения напряжения прямой последовательности (по условию вероятного возникновения недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов энергоблока – около 0,65 от номинального значения), а уставка по напряжению обратной последовательности ниже уставки срабатывания защиты от напряжения обратной последовательности генераторов ТЭС при: одно, двух, трех фазных КЗ в сети 110 кВ; двух, трех фазных КЗ в сети 10 кВ продолжительностью более 0,1 с.

ГЛАВА 3 РЕАЛИЗАЦИЯ СПОСОБА ОПЕРЕЖАЮЩЕГО СБАЛАНСИРОВАННОГО ДЕЛЕНИЯ В СХЕМЕ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ПРОТОТИПЕ АВТОМАТИКИ

Разрабатываемая в Новосибирском государственном техническом университете совместно с ООО «Модульные системы Торнадо» и АО «Институт автоматизации энергетических систем» (г. Новосибирск) при непосредственном участии автора автоматика является режимно-противоаварийной, а также автоматическим оператором изменений структуры системы, включая разделение ЛСЭ на части, их объединение между собой, с сетью внешней электроэнергетической системы [77-79]. Таким образом, она является автоматикой полного цикла управления ЛСЭ в нормальных и аварийных режимах работы.

Безопасная работа объединяемых на параллельную работу ЛСЭ и внешней электрической сети, обеспечивается за счёт опережающего сбалансированного отделения всей системы энергоснабжения или её части от внешней сети при возникновении нарушений нормального режима в энергосистеме. При восстановлении условий для нормальной работы производится автоматическая синхронизация генераторов энергоблоков между собой и восстановление нормального режима их работы, а также синхронизация ЛСЭ для параллельной работы с электрической сетью внешней энергосистемы. Автоматика содержит:

- измерительную подсистему, в основе которой лежат векторные измерения режимных параметров в центрах питания ЛСЭ и на их связях с общей электрической сетью,
- подсистему режимного управления генерацией ЛСЭ, обеспечивающую в т.ч. постоянное поддержание ее готовности к противоаварийному или оперативному сбалансированному по мощности переходу в режим автономной работы и наоборот,
- автооператорную подсистему, осуществляющую все действия по реконфигурации системы, изменению состава включенного в работу оборудования, изменению характера действий регуляторов возбуждения генераторов и мощностей первичных двигателей, использующую предложенный в работе способ активной синхронизации центров питания в разных вариантах их объединения с одновременным включением всех выключателей в цепи замыкания источников,
- подсистему противоаварийного управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней сетью, обеспечивающую экспресс выявление необходимости и выдающей команду на прекращение режима параллельной работы с переходом в автономный режим работы.

3.1 Прототип автоматики управления режимами локальной системы энергоснабжения и его подсистема опережающего сбалансированного деления

Общее описание прототипа автоматики. Рабочее название устройства «Автоматика беспилотных объектов электрических сетей с малой синхронной генерацией».

Назначение. Автоматика предназначена для осуществления полностью автоматического управления режимами объектов электрических сетей с малой синхронной генерацией по активной и реактивной мощности в нормальных и аварийных условиях с выбором состава работающего оборудования и вариантов работы – островном или параллельном с внешней электрической сетью [80-82].

Основными объектами управления являются:

- Локальные системы электроснабжения на базе многоагрегатных электростанций малой синхронной генерации, способные к островной работе и включаемые напрямую (т.е. при синхронных связях) на параллельную работу с внешними электрическими сетями;
- Районы существующих электрических сетей, образуемые при включении электростанций малой мощности, способных сохранить электроснабжение всех или части потребителей при отключении от остальной электрической сети. Подобные районы обладают потенциалом создания на их основе полноценных областей (зон) SmartGrid.

Ключевые функции автоматики:

- Управление составом и загрузкой генераторов при автономной и параллельной работе с сетью;
- Опережающее сбалансированное противоаварийное деление системы;
- Автооперирование нормальным режимом, оперативными и противоаварийными переходами между режимами автономной и параллельной работой с сетью.

Автоматика управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью подразделяется на технологическую и противоаварийную. К последней относится и автоматика опережающего сбалансированного деления (АОСД).

Основными функциями противоаварийной подсистемы автоматики являются блокировка возникновения недопустимых коммутационных состояний сети,

сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети энергосистемы при внутренних и внешних КЗ.

Для блокировки используются данные о топологии сети, а для деления - измерения напряжения прямой и обратной последовательностей на шинах электростанции малой генерации, распределительных пунктах сети и подстанциях присоединения к внешней энергосистеме.

При снижении напряжения прямой последовательности ниже уставки или возникновении напряжения обратной последовательности выше уставки выдается сигнал на деление электрической сети. Деление сети происходит не более чем за 0,1 секунду, что позволяет исключить недопустимое влияние аварийного режима при параллельной работе на станционное и электросетевое оборудование и необходимость его модернизации или замены.

Общий вид прототипа стойки автоматики, размещенной в машинном зале электродинамической модели энергосистем Новосибирского государственного технического университета, представлен на Рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Общий вид стойки автоматики

Функционал автоматики управления режимом параллельной работы локальной энергосистемы с сетью внешней энергосистемы:

Оперирование:

- ввод в работу/вывод энергоблоков (вывод на номинальные параметры регуляторами),
- синхронизация генераторов и подсистем,
- выбор состава включенных генераторов, их функционализация и загрузка,
- восстановление нормального режима регуляторами,
- перевод группы энергоблоков в режим регулирования мощности
- перевод однородной группы энергоблоков в режим регулирования частоты,
- оперативный и аварийный перевод полустанции в островной режим,
- перевод полной электростанции в режим островной работы,
- перевод станции в режим параллельной работы с разделением на полустанции;

Режимное управление:

- регулирование частоты в островном режиме,
- регулирование перетока мощности по разным сечениям в режиме параллельной работы,
- регулирование напряжения в островном режиме,
- Регулирование напряжения в режиме параллельной работы;

Противоаварийное управление:

- опережающее сбалансированное деление системы,
- измерение прямой и обратной последовательностей напряжений в узлах с выключателями сечений для деления,
- предотвращение и ликвидация нарушений режимных ограничений в стационарных режимах (регуляторами);

Контроль и измерение:

- контроль текущего коммутационного состояния схемы сети,
- измерение режимных параметров оборудования и поддержание их допустимости,
- векторное измерение параметров в опорных узлах сети,
- достоверизация коммутационного состояния схемы сети, измеряемых параметров,
- идентификация классов состояния электростанции,
- идентификация установившихся режимов для всех процессов управления состояниями;

Блокировка и превентивные действия:

- блокировка включений на параллельную работу несинхронизированных частей по всем сечениям сети,
- блокировка оперативных включений/отключений с недопустимыми сбросами/набросами мощности в островных режимах,
- перевод подсистем в островной режим работы при нарушениях, связи и автоматики;

Сигнализация и визуализация:

- визуализация текущего коммутационного состояния,
- визуализация режимных параметров и ограничений,
- визуализация функциональной готовности (неготовности),
- подсистемы управления,
- сигнализация о нарушениях в объекте и системе управления.

Описание функции противоаварийного управления ЛСЭ

1. Опережающее сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети.

Требование к отделению определяется рядом факторов:

- Необходимостью исключения возникновения недопустимых динамических моментов на валах ГПУ при КЗ в электрической сети (преимущественно внешней, т.к. их частота возникновения выше) вследствие выбега роторов генераторов ГПУ при просадках напряжения из-за сброса активной мощности;
- Необходимостью исключения влияния ЛСЭ на работу средств защиты и автоматики на подстанции присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети;
- Необходимостью исключения подпитки КЗ, как со стороны ЛСЭ, так и внешней электрической сети.

Пусковой орган АОСД программно-технического комплекса отстроен от снижений напряжения в сети при ведении нормальных и послеаварийных режимов и срабатывает по опасному снижению напряжения прямой последовательности или возникновению недопустимой обратной последовательности на шинах РП.

Время срабатывания ПО < 20 мс.

Время отключения ЛСЭ от внешней электрической сети < 100 мс.

Сбалансированность ЛСЭ при отделении достигается одним из двух способов, а для надежности - их одновременным использованием:

- практически одновременным с отделением ЛСЭ отключением части генераторов (генераторов, работающих на выдачу мощности во внешнюю электрическую сеть);
- селективным опережающим отключением указанных генераторов за счет выбора и реализации соответствующих уставок по времени при увеличении частоты.

Так, отключаемые генераторы должны иметь, например, нулевую задержку на отключение при увеличении частоты на 0,1-0,2 Гц, а остальные генераторы в этом диапазоне более 1 с., а без задержки при повышении частоты более 3-5 Гц.

2. Предотвращение и ликвидация нарушений ограничений на режимные параметры энергоблоков и линий в схеме выдачи мощности.

Автооператор поддерживает допустимость режима энергоблоков в автономном режиме путем изменения состава включенных в работу генераторов. При этом обеспечивается загрузка каждого из энергоблоков выше технологического минимума и ниже допустимой загрузки по условию устойчивости распределения нагрузки между энергоблоками.

Отключение дополнительного энергоблока производится при условиях:

- Загрузки работающих блоков ниже технологического минимума;
- Наличии тренда на снижение загрузки работающих энергоблоков и достижении загрузки на 5% выше технологического минимума.

Запуск и включение дополнительного энергоблока осуществляется при условиях:

- Загрузки работающих блоков выше технологического минимума;
- Наличии тренда на увеличение загрузки работающих энергоблоков и достижении их загрузки на 5% ниже технологического минимума.

В режиме параллельной работы с внешней электрической сетью автооператор предотвращает превышение выдаваемой в сеть мощности по сечению (линии на РП) выше установленного предела (4500 кВт). Для этого:

- Постоянно производится определение нерегулярных колебаний перетока мощности в скользящем режиме на часовом интервале;
- Определяют допустимую максимальную задаваемую суммарную загрузку генераторов путем вычитания из установленного предела величины нерегулярных колебаний.

- Исходя из желаемой выдачи мощности в сеть и текущего собственного электропотребления, определяют состав включенных энергоблоков и их уставки по выдаче мощности.

Также, при определении состава включенных энергоблоков должны быть учтены допустимые в режиме автономной работы набросы мощности на работающие блоки.

По совокупности данных требований определяется, как состав работающих блоков, так и число отключаемых блоков для балансирования ЛСЭ автоматикой АОСД.

Контрольно-измерительная подсистема автоматики:

Автоматика может использовать существующие системы телесигнализации, телеуправления и телеизмерений, осуществляя обмен данными по стандартным протоколам, либо осуществлять самостоятельно опрос датчиков положения, трансформаторов тока и напряжения с последующим анализом достоверности, расчетом электрических параметров режима (напряжения, активной и реактивной мощности в точках контроля). Кроме того, в центрах питания контролируемой сети осуществляются векторные измерения токов и напряжений. Векторные измерения напряжений используются автоматикой при синхронизации центров питания.

Режимная подсистема автоматики:

Режимная автоматика обеспечивает регулирование напряжения, активной мощности и частоты (в режиме автономной работы электрической станции), как индивидуальное (при работе одного энергоблока), так и групповое (при параллельной работе нескольких энергоблоков). В групповом режиме один из энергоблоков является ведущим, остальные – ведомыми, принимая долевое участие в его активной и реактивной мощности. На рисунках 3.2 - 3.3 представлены характерные осциллограммы процессов, полученные на физической модели ЛСЭ в НГТУ, при возмущениях режима ЛСЭ, работающей автономно и параллельно с внешней электрической сетью.

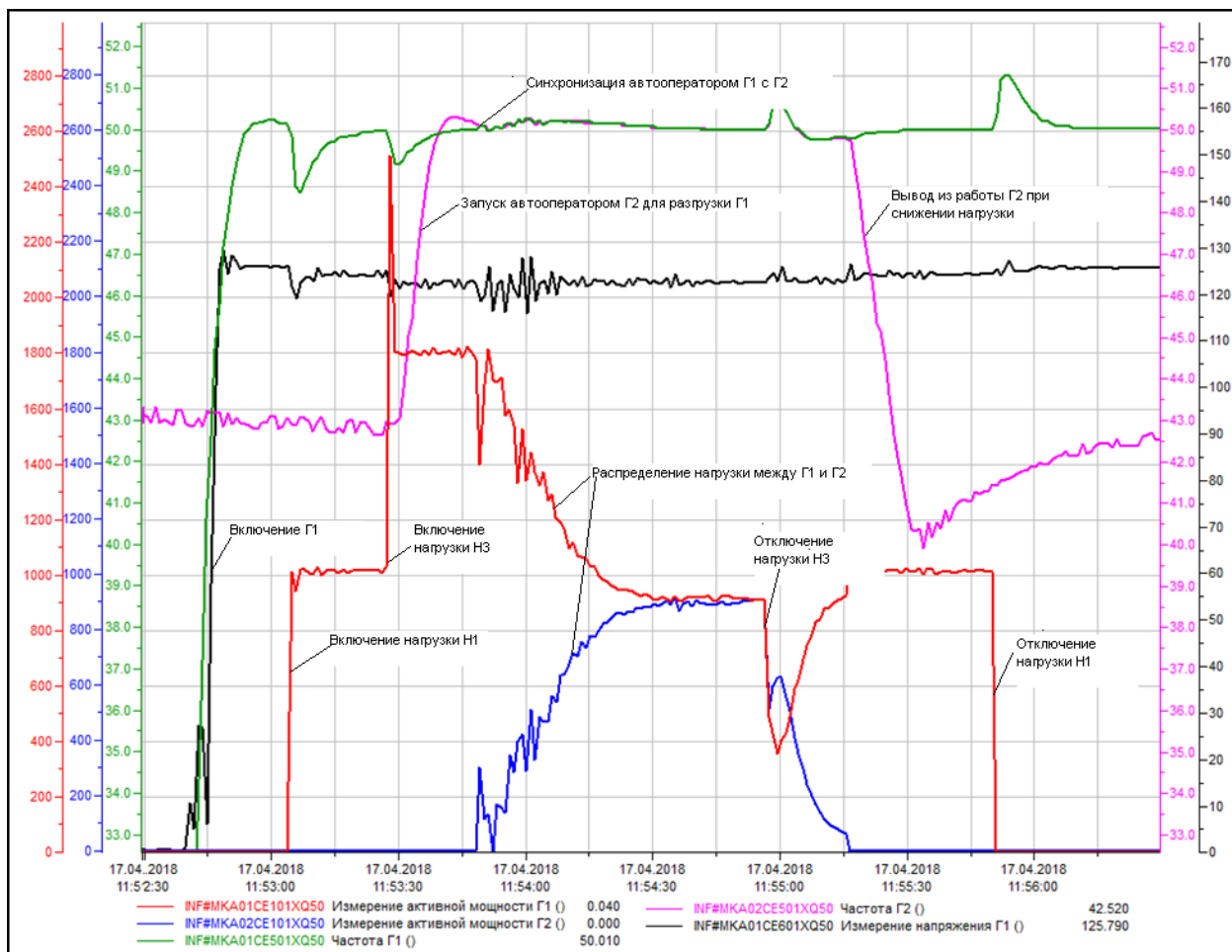


Рисунок 3.2 - Переходные процессы возмущенных режимов ЛЭС, работающей изолированно и управляемой автоматикой с автооператором

Противоаварийная подсистема автоматики:

Модуль противоаварийной автоматики (ПА) осуществляет выдачу команды на опережающее деление связей с внешней электрической сетью. Пусковой орган ПА выявляет факт снижения (провала) напряжения прямой последовательности ниже уставки срабатывания и выдает сигнал на отключение выключателя(лей) за время менее 20 мс.

Сигнал на отключение проходит по заранее подготовленным маршрутам с воздействием на отключение либо одного из выключателей в цепи связи с внешней электрической сетью, либо дополнительно на отключение генераторов, осуществляющих выдачу мощности во внешнюю сеть. Совместное действие (поддержание условий сбалансированного деления) режимной автоматики и быстрого деления (отключение сетевого выключателя и, при необходимости, генераторных) при КЗ в электрической сети приводит к сбалансированному делению без нарушения электроснабжения потребителей.

Автооператор:

Назначение автооператора – автоматический перевод текущего состояния (структуры и режима локальной системы энергоснабжения, ее режимной и противоаварийной автоматик) в одно из двух нормальных состояний:

- состояние с параллельной работой ЛСЭ с внешней сетью (при наличии всех условий параллельной работы),
- состояние автономной работы (при запрете параллельной работы со стороны дежурного персонала ЛСЭ или внешней электрической сети).

Безусловным предпочтением обладает режим параллельной работы с внешней сетью, обеспечивающий повышение надежности работы электростанции при сбросах/набросах нагрузки, экономичности за счет использования свободных генерирующих мощностей для выдачи электроэнергии во внешнюю сеть.

3.2 Структурные состояния и переходы между состояниями локальной системы электроснабжения при автономной и параллельной работе с внешней электрической сетью

Схематическое представление состояний системы энергоснабжения при управлении ее режимом параллельной работы с внешней сетью, а также маршруты переходов ЛСЭ с указанием двух конечных состояний и 11 промежуточных приведено на рисунке 3.3, а принятые обозначения состояний представлены в таблице 3.1 и 3.2 [83].

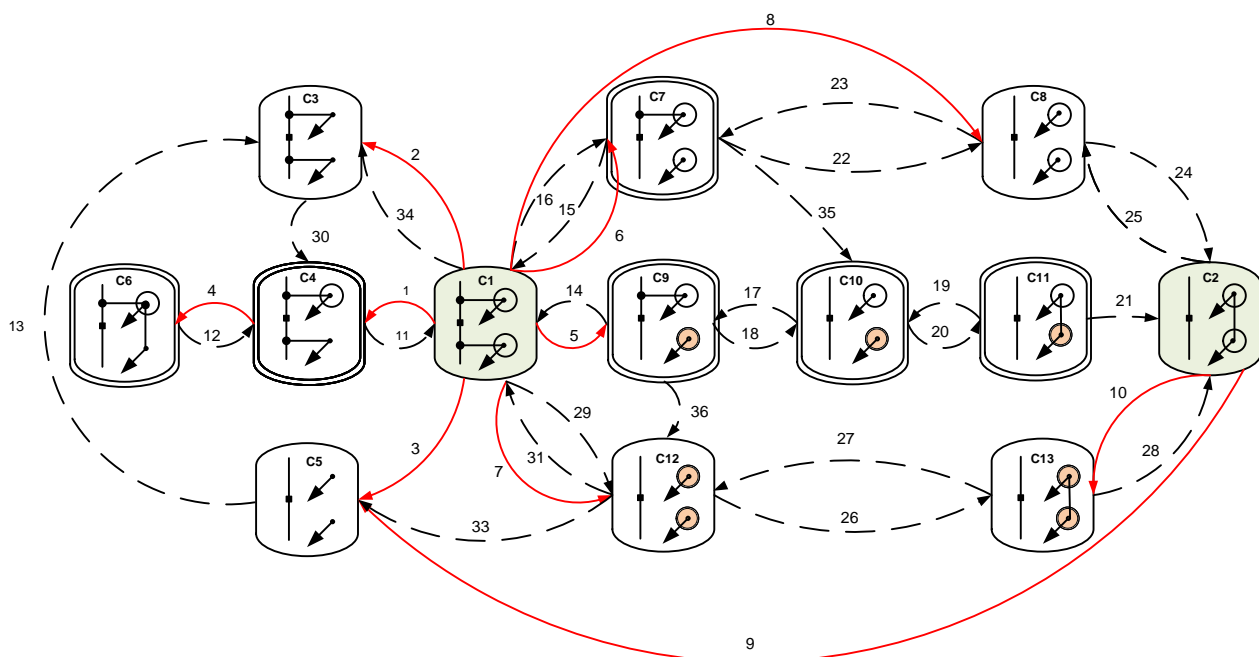


Рисунок 3.3 - Схемно-режимные состояния системы энергоснабжения

Таблица 3.1 - Принятые обозначения

| Режимы и состояния | | |
|--------------------|---|---|
| № | Наименование | Обозначение |
| C1 | Нормальный с параллельной работой |  |
| C2 | Нормальный автономный |  |
| C3 | Резервное питание от внешней сети при отключенных генераторах |  |
| C5 | С полным погашением нагрузки |  |
| C7 | Со сбалансированным отделением одной из полустанций с нагрузкой |  |
| C9 | С несбалансированным отделением одной из полустанций с нагрузкой |  |
| C12 | С несбалансированным отделением двух изолированных полустанций с нагрузкой |  |
| C13 | С несбалансированным отделением параллельно работающих полустанций с нагрузкой |  |
| C10 | С отделением сбалансированной и несбалансированной полустанций |  |
| C11 | С отделением параллельно работающих сбалансированной и несбалансированной полустанций |  |
| C8 | С отделение двух сбалансированных полустанций |  |
| C4 | С погашением одной полустанции без потери электроснабжения |  |
| C6 | С погашением одной полустанции и связи с сетью без потери электроснабжения |  |

Таблица 3.2 - Принятые символы

| Символы элементов | | |
|-------------------|---|---|
| № | Наименование | Обозначения |
| 1 | Секционированная шина с отключенным секционного выключателя |  |
| 2 | Нагрузка |  |
| 3 | Генерация полустанции |  |
| 4 | Уникальный (единственный) режим |  |
| 5 | Два зеркальных (с учетом двух полустанций) режима |  |
| 6 | Сбалансированная нагрузкой полустанция |  |
| 7 | Несбалансированная нагрузкой полустанция |  |
| 8 | Электрическая связь (линия или включенный выключатель) |  |
| 9 | Переход в процессе режимного управления |  |
| 10 | Переход в процессе автоматического противоаварийного управления |  |

Состояния системы и условия их идентификации подсистемой автооператора (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Условия для идентификации состояния системы энергоснабжения

| № | Состояние | Описание | Условия идентификации |
|---|-----------|--------------------------------|---|
| 1 | C1 | Нормальная параллельная работа | <ul style="list-style-type: none"> • Выключатели по связям включены • ШСВ станции отключен • На каждой из шин есть генератор(ы) Для достоверизации ($f1 = f2$) |
| 2 | C2 | Нормальная автономная работа | <ul style="list-style-type: none"> • Связи разорваны • ШСВ станции включен • На каждой из шин есть генератор(ы) Для достоверизации ($f1 = f2, U1 = U2$) |

| | | | |
|----|-----|--|---|
| 3 | C3 | Резервное питание от внешней сети при отключенных генераторах | <ul style="list-style-type: none"> • Выключатели по связям включены • ШСВ станции отключен • Все генераторы отключены <p>Для достоверизации ($f_1 = f_2$, $U_1 > U_{min}$, $U_2 > U_{min}$)</p> |
| 4 | C4 | Одна полустанция в режиме параллельной работы, потребители второй запитаны от внешней сети, генераторы отключены | <ul style="list-style-type: none"> • Выключатели по связям включены • ШСВ станции отключен • На одной из шин есть генератор(ы) <p>Для достоверизации ($f_1 = f_2$)</p> |
| 5 | C5 | Нагрузки полустанций обесточены, шины разделены | <ul style="list-style-type: none"> • Связи разорваны • ШСВ станции отключен • Все генераторы отключены <p>Для достоверизации ($f_1 = f_2 = 0$, $U_1 = U_2 = 0$)</p> |
| 6 | C6 | Одна полустанция работает параллельно с сетью с подключенной полной нагрузкой станции | <ul style="list-style-type: none"> • Одна из связей разорвана • ШСВ станции включен • Все генераторы одной из шин отключены <p>Для достоверизации ($f_1 = f_2$, $U_1 = U_2$)</p> |
| 7 | C7 | Одна полустанция работает параллельно с сетью, вторая автономно | <ul style="list-style-type: none"> • Одна из связей разорвана • ШСВ станции отключен • На каждой шине есть генератор (ы) • $\Delta f < \Delta f_{доп}$, $\Delta U < \Delta U_{доп}$ <p>Для достоверизации ($f_1 \neq f_2$, $U_1 \neq U_2$)</p> |
| 8 | C8 | Обе полустанции работают независимо, автономно | <ul style="list-style-type: none"> • Обе связи разорваны • ШСВ станции отключен • На каждой шине есть генератор (ы) • $\Delta f < \Delta f_{доп}$, $\Delta U < \Delta U_{доп}$ <p>Для достоверизации ($f_1 \neq f_2$, $U_1 \neq U_2$)</p> |
| 9 | C9 | Одна полустанция работает параллельно с сетью, вторая ущербно автономно | <ul style="list-style-type: none"> • Одна из связей разорвана • ШСВ станции отключен • На каждой шине есть генератор (ы) • Для автономной полустанции $\Delta f > \Delta f_{доп}$ или $\Delta U > \Delta U_{доп}$ или есть погашенные автоматикой фидеры <p>Для достоверизации ($f_1 \neq f_2$, $U_1 \neq U_2$)</p> |
| 10 | C10 | Обе полустанции работают автономно, одна из них - ущербна | <ul style="list-style-type: none"> • Обе связи разорваны • ШСВ станции отключен • На каждой шине есть генератор (ы) • Для одной полустанции $\Delta f > \Delta f_{доп}$ или $\Delta U > \Delta U_{доп}$ или есть погашенные автоматикой фидеры <p>Для достоверизации ($f_1 \neq f_2$, $U_1 \neq U_2$)</p> |
| 11 | C11 | Полустанции объединены и работают автономно, одна из них ущербна | <ul style="list-style-type: none"> • Обе связи разорваны • ШСВ станции включен • На каждой шине есть генератор (ы) • На одной полустанции есть погашенные автоматикой фидеры <p>Для достоверизации ($f_1 = f_2$, $U_1 = U_2$)</p> |

| | | | |
|----|-----|---|---|
| 12 | C12 | Обе полустанции работают раздельно, автономно и ущербно | <ul style="list-style-type: none"> • Обе связи разорваны • ШСВ станции отключен • На каждой шине есть генератор (ы) • Для каждой полустанции $\Delta f > \Delta f_{доп}$ или $\Delta U > \Delta U_{доп}$ или есть погашенные автоматикой фидеры Для достоверизации ($f1 \neq f2$, $U1 \neq U2$) |
| 13 | C13 | Станция работает автономно, обе части ущербны | <ul style="list-style-type: none"> • Обе связи разорваны • ШСВ станции включен • На каждой шине есть генератор (ы) • На станции $\Delta f > \Delta f_{доп}$ или $\Delta U > \Delta U_{доп}$ или на каждой полустанции есть погашенные автоматикой фидеры Для достоверизации ($f1 = f2$, $U1 = U2$) |

Условия выполнимости переходов между состояниями ЛСЭ при автономной и параллельной работе с внешней электрической сетью (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 - Условия выполнимости переходов

| № | Переход | Описание | Условия выполнимости |
|---|------------|---|---|
| 1 | 15, 17, 23 | Перевод автономно работающей полустанции в режим параллельной работы | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателей. Готовность к синхронизации. |
| 2 | 14, 31 | Перевод автономно ущербно работающей полустанции в режим параллельной работы | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателей. Готовность к синхронизации. |
| 3 | 25 | Разделение автономно работающей станции | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателей. |
| 4 | 19, 29 | Разделение автономно ущербно работающей станции | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателей. |
| 5 | 33 | Погашение ущербно работающих полустанций | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателей. Невозможность синхронизации с сетью. |
| 6 | 13 | Восстановление питания шин от внешней сети | Готовность автоматики и выключателей. |
| 7 | 1,30 | Включение генераторов на шины, питаемые от сети | Наличие команды. Готовность автоматики и выключателей. Готовность к синхронизации. |
| 8 | 12 | Переключение питания шин нагрузки | Наличие команды. Готовность автоматики и выключателей. Параллельная работа полустанции с сетью. |
| 9 | 5, 29, 35 | Перевод полустанции(й) из режима параллельной работы в ущербно автономный режим | Наличие команды перевода. Отсутствие возможности сбалансировать полустанцию по сечению S1 или S2. Готовность автоматики и выключателей. |

| | | | |
|----|------------|---|--|
| 10 | 16, 18, 22 | Перевод подстанции из режима параллельной работы в автономный режим | Наличие команды перевода. Наличие возможности сбалансировать подстанцию по сечению S1 или S2. Готовность автоматики и выключателей. |
| 11 | 20 | Объединение автономно работающих подстанций одна из которых ущербна | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателей. |
| 12 | 21, 28 | Восстановление нормального режима автономно работающей станции | Наличие команды перевода. Наличие возможности сбалансировать станцию по активной и реактивной мощностям. Готовность автоматики и выключателей. |
| 13 | 24 | Объединение автономно работающих подстанций | Наличие команды перевода. Готовность автоматики и выключателя. |
| 14 | 26 | Объединение автономно ущербно работающих подстанций | Наличие команды перевода. Отсутствие возможности сбалансировать подстанцию. Готовность автоматики и выключателей. |

На рисунке 3.4 представлена осциллограмма одного из характерных процессов в ЛСЭ под управлением автооператора, полученная на физической модели ЛСЭ НГТУ.

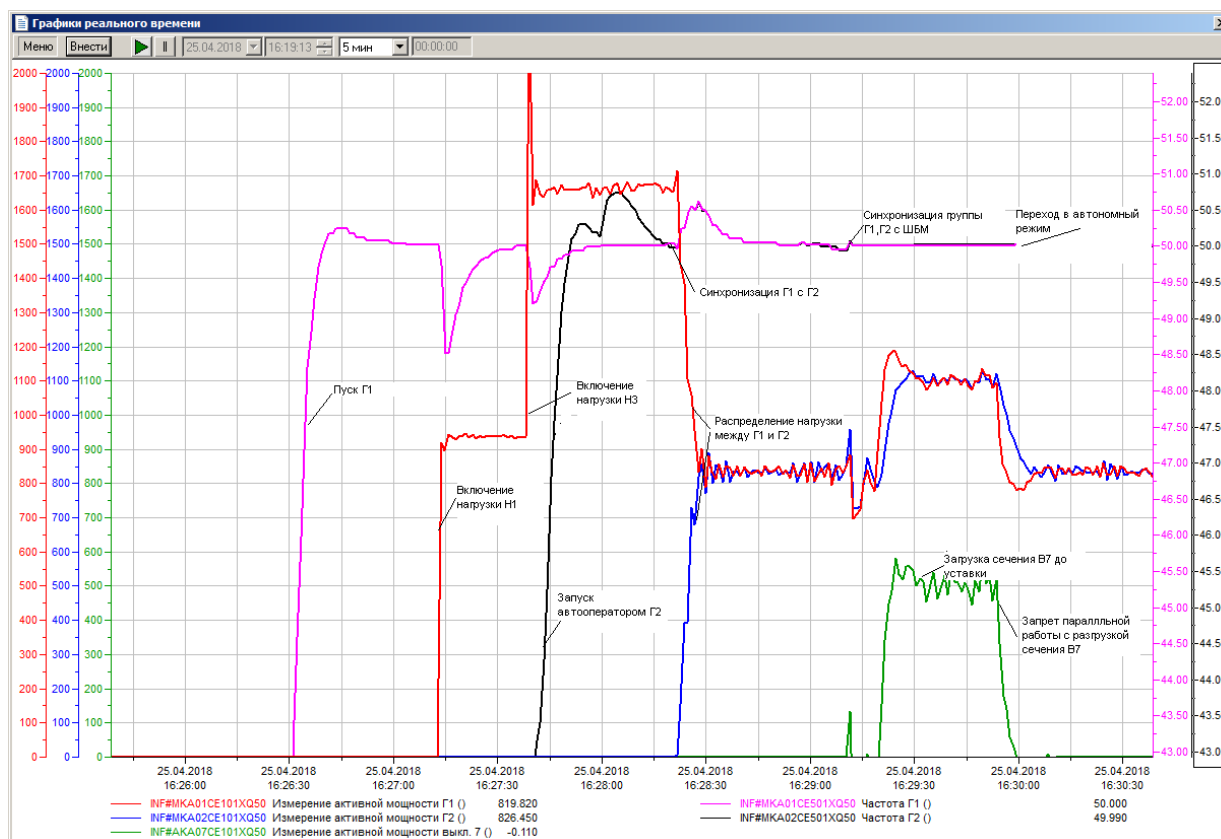


Рисунок 3.4 - Переходный процесс при запуске генератора Г1, набросе нагрузки, вводе Г2 для разгрузки Г1, синхронизации Г1, Г2 с ШБМ (переход к режиму параллельной работы), запрете параллельной работы с разгрузкой сечения В7 и отделением Г1, Г2 от ШБМ (переход в автономный режим) под управлением автоматики

Структура аппаратных средств для ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией малой генерации приведена на рисунке 3.5.

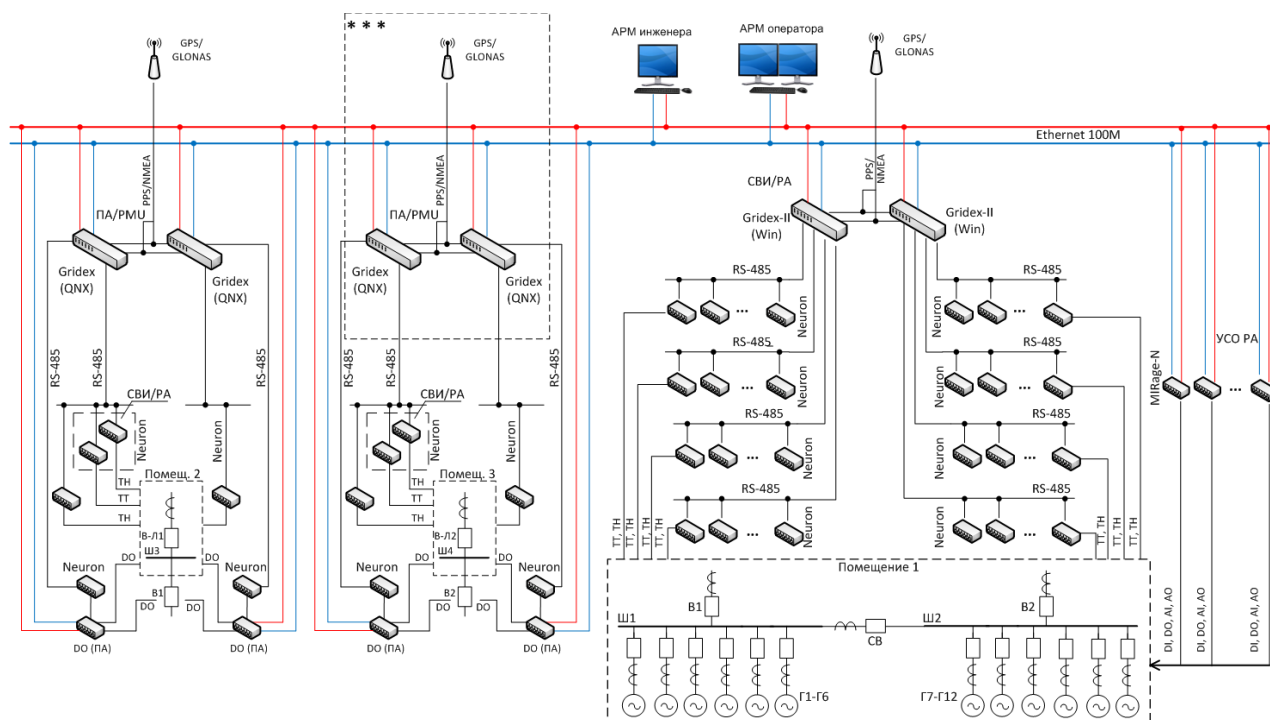


Рисунок 3.5 - Структура аппаратных средств автоматики

Конструктивное исполнение:

Конструктивно автоматика выполнена в виде стандартного шкафа автоматики. Основные технические характеристики автоматики даны в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Основные технические характеристики

| Наименование | Значение |
|---|--|
| Размеры щита (шкафа) автоматики, не более | 3*800*2200*800 мм |
| Вес, не более | 3*300 кг |
| Потребляемая мощность | 3*300 Вт |
| Число энергоблоков электростанции | ≤ 12 |
| Подключение телесигнализации | Потенциальные входы 220В AC/DC |
| Подключение к измерительным ТТ и ТН | 3-х фазное, стандартное |
| Сигналы управления выключателями | цепи выходных реле |
| Сигналы управления возбуждения и мощностью энергоблоков | Аналоговые ±10 В или (4 – 20) мА |
| Максимальная продолжительность цикла автоматики | 50 мс |
| Погрешность измерения угла основной гармоники | 0,1 |
| Время срабатывания ПО ПА на опережающее деление от внешней электрической сети | ≤ 20 мс |
| Законы регулирования возбуждения и мощности | Пропорционально-интегральное |
| Групповое регулирование активной и реактивной мощности энергоблоков | По принципу ведущего и ведомого генератора |

Автоматизированное рабочее место оператора электростанции:

В составе автоматики предусмотрено автоматизированное рабочее место (АРМ) оперативного персонала, технолога и сервисного инженера (Рисунок 3.6).

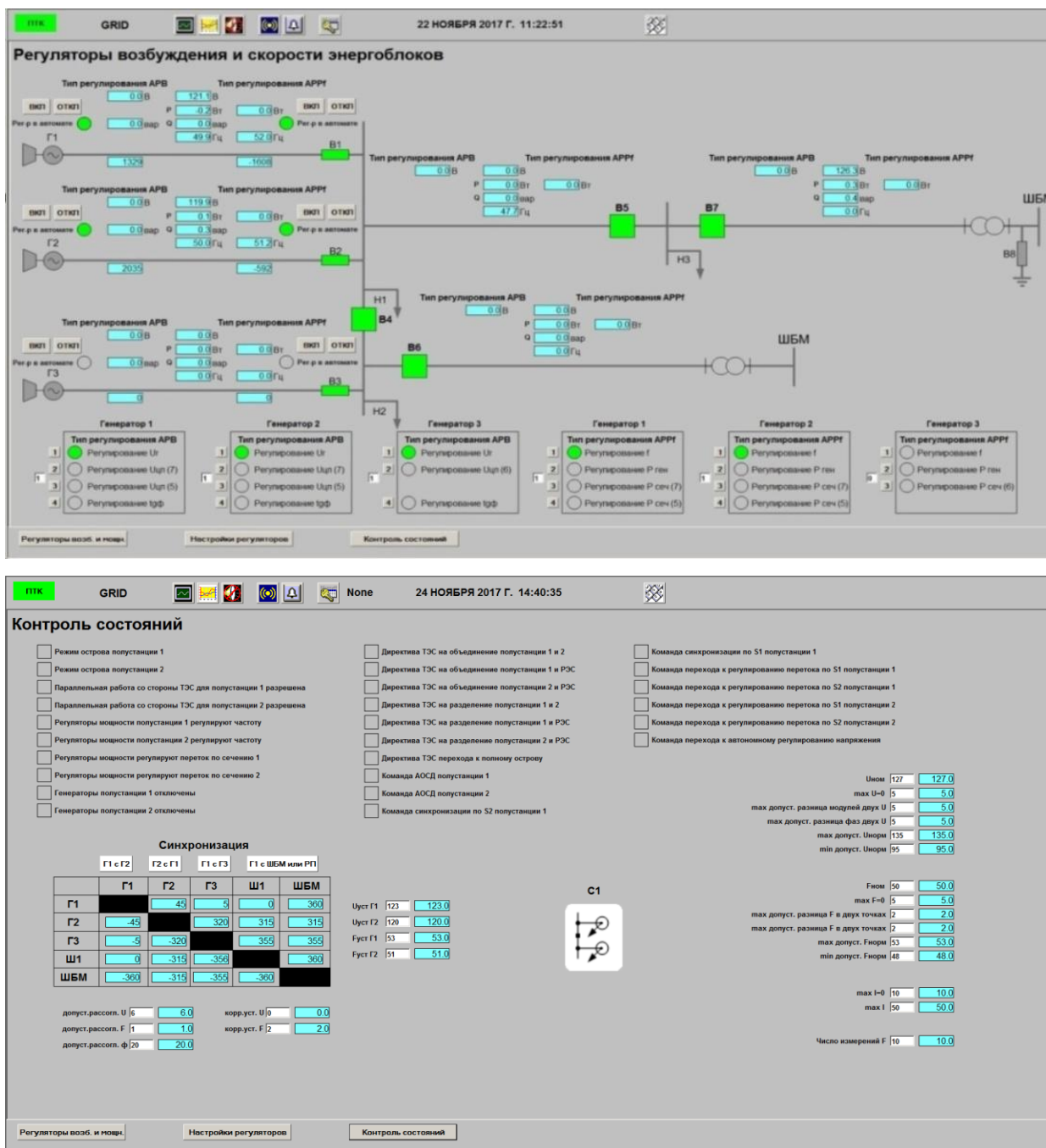


Рисунок 3.6 – Интерфейс автоматики (видеокадры на ПК АРМа)

Интерфейс АРМа состоит из следующих видеокадров:

- «Режим и уставки» позволяет контролировать актуальное коммутационное состояние сети, уставки и режимы работы регуляторов мощности и возбуждения генераторов энергоблоков, а также режимные параметры генераторов и сечений сети;

- «Настройки регуляторов» позволяет сервисному инженеру (технологу), производить первичную настройку и корректировать уставки автоматики.
- «Флаги и синхронизация» позволяет оперативному персоналу в режиме реального времени контролировать актуальные внешние команды и действия автооператора автоматики, и изменение угла δ между напряжениями генераторов и ШБМ, а также в ручном (т.е. когда автооператор отключен) режиме включать активную синхронизацию генераторов между собой и с внешней электрической сетью. На этом же видеокadre задаются уставки по частоте и напряжению для режима пуска каждого генератора и допустимое рассогласование по частоте, напряжению и фазе напряжения между синхронизируемыми частями.
- «Автооператор» позволяет оперативному персоналу вводить и выводить из работы автооператор, а также контролировать действия автооператора. При включенном автооператоре появляются команды (от автооператора) оперативному персоналу. На этом же видеокadre визуализируются актуальные классы состояний ЛСЭ, а также указывается направление перехода к целевому состоянию.
- «Делительная автоматика» визуализирует состояние и уставки пускового органа противоаварийной делительной автоматики.
- «Диагностика автоматики» предназначен для визуализации диагностической информации по всем подсистемам автоматики, каналам связи.

3.3 Пусковой орган автоматики опережающего сбалансированного деления

Назначение измерительно-пускового органа

Измерительно-пусковой орган (ИПО) предназначен для приёма информации о напряжениях на контролируемых шинах, определения всех необходимых для работы автоматической системы опережающего селективного деления параметров, формирования соответствующих дискретных команд и сигналов, а также регистрации аварийных событий.

Источником информации для работы ИПО является трансформатор напряжения (ТН), подключенный к контролируемым сборным шинам. Поскольку объектом защиты является сеть с изолированной нейтралью, от ТН принимают только линейные напряжения.

Для быстрого выявления факта возникновения междуфазных коротких замыканий ИПО, прежде всего, должен определить действующие значения линейных напряжений, а также действующие значения напряжений прямой и обратной последовательностей.

В результате сравнения полученных значений контролируемых напряжений с уставками формируются дискретные команды, используемые для формирования управляющих сигналов на отключение выключателей.

ИПО обеспечивает формирование на каждом периоде промышленной частоты синхронизированных векторов линейных напряжений трёхфазной системы и хранение измеренных и рассчитанных величин (осциллограмм).

Состав аппаратных средств

Конструктивно ИПО состоит из процессорного модуля, выполненного на базе процессорной платы «Gridex», поставляемой ООО «Модульные системы Торнадо». Процессорный модуль выполнен в корпусе, позволяющем устанавливать его в 19" дюймовый шкаф.

Для получения аналоговой информации о напряжениях на контролируемых шинах подстанции в состав ИПО входят преобразователи цифровые распределённые напряженческие (ПЦР-Н). Эти преобразователи обеспечивают возможность измерения мгновенных значений линейных напряжений, преобразования этих значений в цифровую форму и передачу этих значений в процессорный модуль.

Для получения дискретной информации о состоянии контролируемого объекта и задаваемого режима работы ИПО с помощью переключателей в состав ИПО входят преобразователи цифровые распределённые дискретного ввода (ПЦР-Двв). Эти преобразователи обеспечивают возможность приёма дискретных сигналов от контролируемого объекта и применяемых средств оперативного управления.

Для выдачи дискретных команд и сигналов, формируемых ИПО и передаваемых на элементы управления и сигнализации контролируемого объекта, в состав ИПО входят преобразователи цифровые распределённые дискретного вывода (ПЦР-Двыв). Эти преобразователи обеспечивают возможность выдачи дискретных команд и сигналов на средства управления и сигнализации контролируемого объекта.

Связь между всеми преобразователями цифровыми распределёнными (ПЦР) и процессорным модулем осуществляется по физическому каналу, выполненному в стандарте RS-485 с использованием специального высокоскоростного протокола обмена.

Связь с другими устройствами, входящими в состав комплекса режимной и противоаварийной автоматик, осуществляется по физическим каналам, выполненным в стандарте Ethernet, с использованием стандартных протоколов обмена.

Функции измерительно-пускового органа

Измерительный пусковой орган выполняет следующие функции:

- приём линейных напряжений от трансформаторов напряжения, установленных на системах шин, контролируемых устройством;
- определение действующих значений линейных напряжений на контролируемой системе шин;
- определение действующего значения напряжения прямой последовательности на контролируемой системе шин;
- определение действующего значения напряжения обратной последовательности на контролируемой системе шин;
- сравнение полученных действующих значений напряжений с соответствующими уставками;
- формирование соответствующих управляющих воздействий, передаваемых устройствам управления контролируемым объектом;
- осуществление самодиагностики и контроля исправности источников входной информации.

Важнейшим требованием, которое должно учитываться при определении указанных действующих значений контролируемых сигналов, является быстрое действие, поскольку ИПО должен формировать пусковые сигналы для опережающего селективного деления системы на автономно работающие острова.

3.4 Требования к пусковому органу автоматики опережающего сбалансированного деления

Техническое задание на измерительно-пусковой орган по напряжению автоматики сбалансированного опережающего деления

Назначение – быстрое (1 - 1,5 периода промышленной частоты) выявление условий срабатывания АОСД с выдачей логического сигнала на отключение выключателей.

Структура – ИПО входит в состав АОСД. Входным сигналом ИПО является напряжение на шинах подстанции, выходным сигналом является дискретный сигнал, формируемый при срабатывании ИПО. Выбор выключателя для отключения осуществляется АОСД, который определяется в нормальном режиме, что позволяет сократить результирующее время отключения выключателя. Взаимодействие между АОСД и ИПО осуществляется по цифровому каналу связи, по которому, кроме передачи дискретного сигнала о срабатывании ИПО, осуществляется выдача в ИПО задаваемых

уставок, а также получение путем передачи в ИПО уставок срабатывания и получения от ИПО аварийных осциллограмм.

Функциональные требования:

Измерение в каждом периоде промышленной частоты с периодичностью 20 мс:

- синхронизированных векторов линейных напряжений трехфазной системы;
- среднего значения “выпрямленного” трехфазного напряжения;
- напряжений прямой и обратной последовательностей.

Логический сигнал на отключение выключателей выдается при выполнении одного из трех условий:

- снижении среднего значения «выпрямленного» трехфазного напряжения ниже заданной уставки на время более заданной уставки по времени (1-1.5 периода промышленной частоты);
- снижении напряжения прямой последовательности ниже заданной уставки на время более заданной уставки по времени (1-1.5 периода промышленной частоты);
- превышении напряжением обратной последовательности заданной уставки на время более заданной уставки по времени (1-1.5 периода промышленной частоты).

Должна быть предусмотрена блокировка повторного срабатывания устройства на заданное время. Должно быть предусмотрено хранение измеренных и рассчитанных величин (осциллограмм). Должна быть предусмотрена синхронизация времени с внешним сервером точного времени.

Интерфейсные требования:

Измерительные цепи ИПО должны подключаться по стандартной схеме к трансформаторам напряжения в точке измерения, которая принята для использования в сетях 10 кВ.

Выходной дискретный сигнал: 24 В, 500 мс (10-1000).

Цифровой канал связи: Ethernet, TCP/IP, NTP, FTP, МЭК 61870-5-104.

Параметры осциллограмм: 5-15 с предшествующий режим, 15-60 с послеаварийный режим. Количество хранимых осциллограмм должно определяться исходя из их объема.

Точность синхронизации времени с внешним сервером точного времени: 1 мс. В ИПО должна быть предусмотрена местная (локальная) индикация: работа, исправность. Конфигурирование ИПО должно осуществляться с АРМ АОСД.

3.5 Техническая реализация подсистемы противоаварийного управления в прототипе автоматики

Алгоритм противоаварийного управления:

1. Выявление и фиксация в непрерывном режиме (Online) сечения для деления по режимным условиям (сечение S1 или S2) (Рисунок 3.7).
2. Подготовка к реализации основного и резервного управляющих воздействий (деление по сечению S1 или S2 с отключением или без отключения части генераторов).
3. Экспресс измерения (за каждый период) напряжений прямой и обратной последовательностей.
4. Выдача команды на быстрое сбалансированное отделение с реализацией подготовленного управляющего воздействия.
5. Сопровождение реализации управляющего воздействия и выдача резервного управляющего воздействия при не успешности (отказе исполнения) основного.
6. Сигнализация о срабатывании.
7. Самодиагностика устройства, сигнализация о готовности и нарушениях.

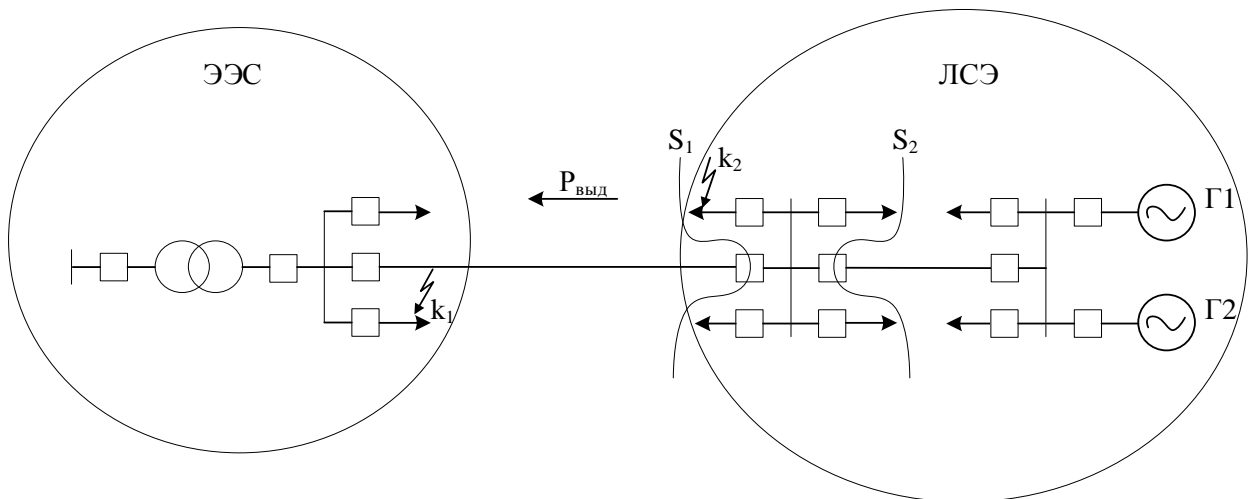
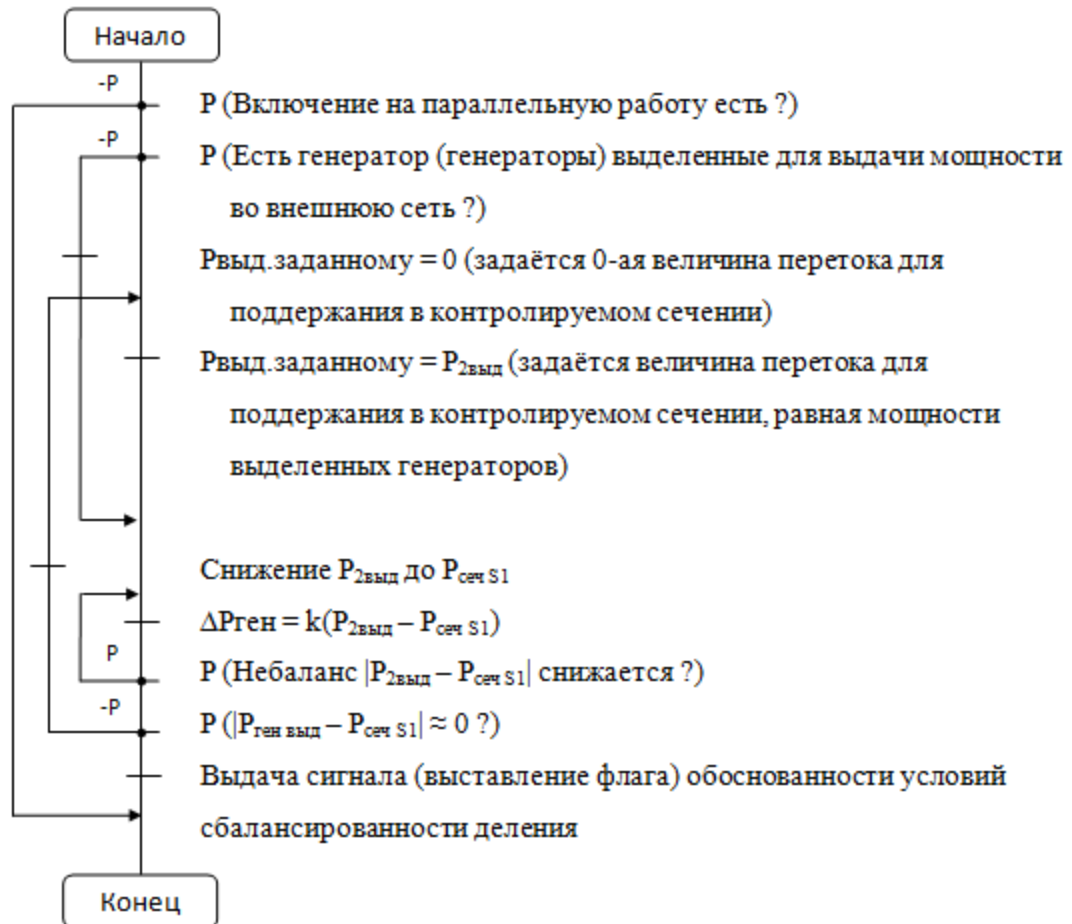
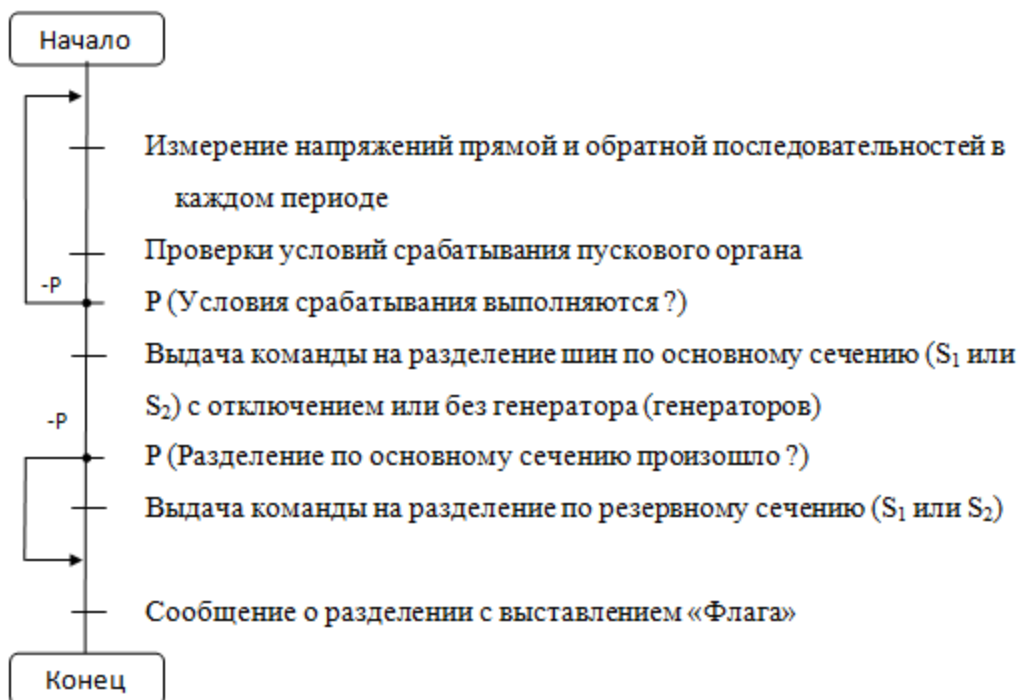


Рисунок 3.7 – Схема присоединения ЛСЭ и внешней электрической сети с выделением сечений для деления

Алгоритм поддержания условий сбалансированного деления по сечению



Алгоритм противоаварийного сбалансированного деления



Переходы в результате действия противоаварийной автоматики

Управление в аварийных режимах ЛЭС осуществляется автоматически и без участия персонала:

- При необходимости изменяется состав включенных энергоблоков;
- Блоки дифференцируются на отключаемые и неотключаемые;
- В режиме параллельной работы поддерживается готовность к отделению;
- При изменении внешних условий или структурных нарушениях производится изменение класса состояния по маршрутной карте (Рисунок 3.8).

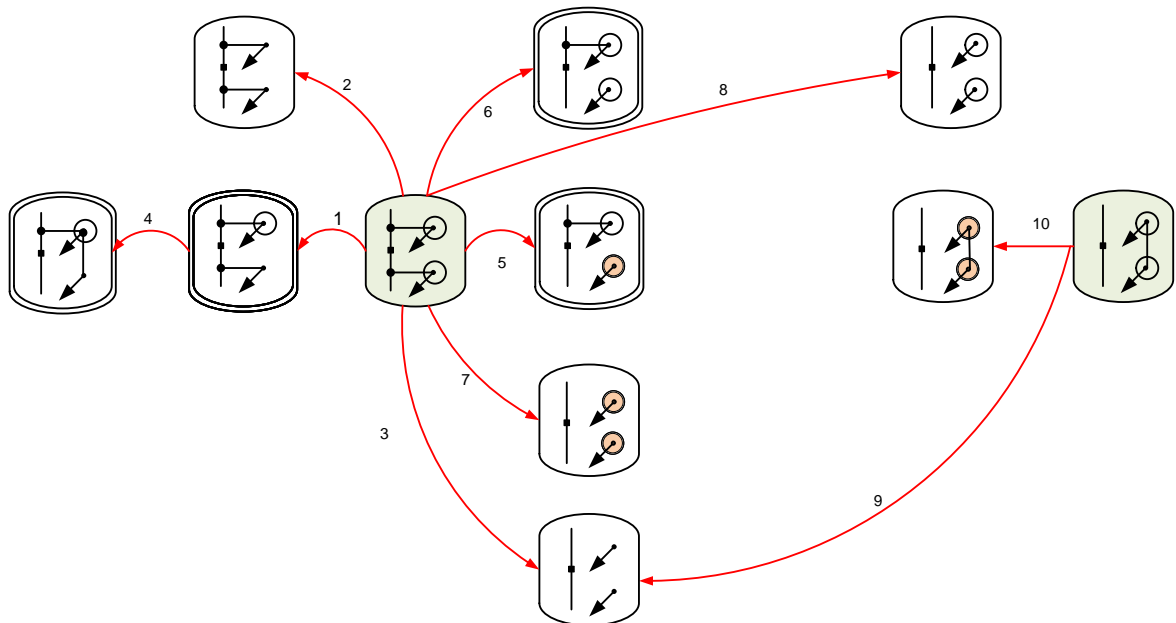


Рисунок 3.8 – Схема переходов ТЭС с локальной системой электроснабжения под управлением противоаварийной автоматикой

Структура автоматики опережающего сбалансированного деления

На Рисунке 3.9 представлена структурная схема автоматики опережающего сбалансированного деления для РП каждой полустанции.

Автоматика выполнена резервированной и, кроме того, резервная автоматика выполняет как функцию резервирования основной, так и УРОВ, осуществляющего деление по второму штатному сечению.

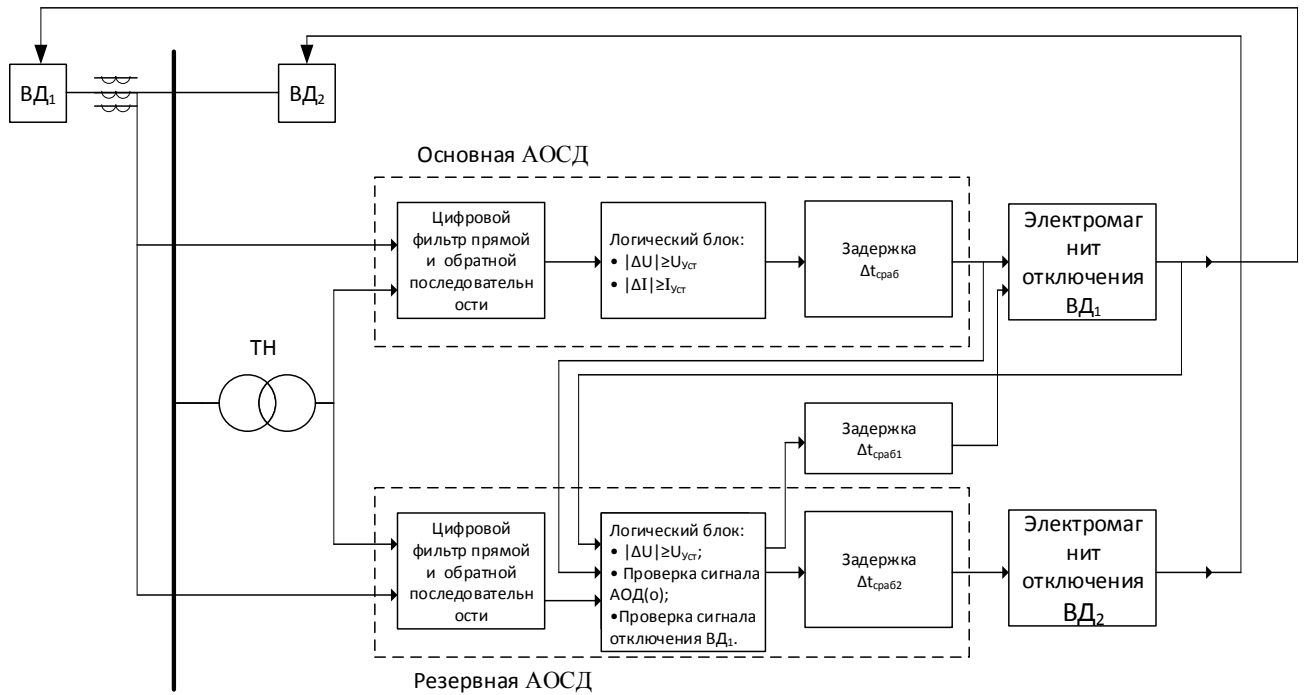


Рисунок 3.9 - Структурная схема автоматики опережающего сбалансированного деления

АОСД состоит из двух взаимно резервирующих друг друга устройств. При отказе одного второй берет управление на себя. Отказ работы АОСД из-за оперативного тока исключается, т.к. при исчезновении оперативного тока питание автоматики осуществляется за счет устройства бесперебойного питания. При исчерпании заряда устройства и невозобновлении подачи оперативного тока выдается команда на деление сети.

Выводы по главе 3

На основе анализа проблемы параллельной работы объектов малой генерации в составе ЛСЭ с внешней мощной энергосистемой обосновано ее решение средствами автоматического специализированного управления.

Разрабатываемая автоматика является режимно-противоаварийной, а также автоматическим оператором изменений структуры системы, включая разделение автономной системы электроснабжения на части, их объединение между собой, с сетью внешней энергосистемы. Иначе говоря, является автоматикой полного цикла управления автономной системой электроснабжения в нормальных и аварийных условиях работы.

Основными подсистемами автоматики являются режимная и противоаварийная. Режимная автоматика обеспечивает поддержание параметров режима (частоты, напряжения, загрузки генераторов и сечений по активной и реактивной мощностям) в допустимых границах и на заданных уставках регуляторов значений.

Противоаварийная автоматика выявляет факт нарушения нормального режима, несущего угрозу для оборудования и надежности энергоснабжения потребителей, и осуществляет опережающее (за время менее 0,01 с) сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети по заранее подготовленному для этого автооператором сечению.

В работе обоснован функционал автоматики управления режимами ЛСЭ при параллельной работе с внешней электрической сетью. Его основными особенностями являются:

- Совместное режимно-противоаварийное управление, обеспечивающее, как возможности полного использования мощности малой генерации, так и условия сбалансированного отделения объекта с малой генерацией от сети при нарушениях нормального режима или при технологической необходимости;
- Использование опережающего (до срабатывания защит внешней сети) сбалансированного отделения объекта с малой генерацией при аварийных возмущениях для исключения необходимости согласования автоматик и защит внешней сети и объекта с малой генерацией.

Обоснованы алгоритмы, устройство пускового органа и автоматики сбалансированного деления при управлении ЛСЭ в режиме параллельной работы с внешней электрической сетью.

ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОТОТИПА АВТОМАТИКИ НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

4.1 Требования к физической модели локальной системы электроснабжения, работающей, как автономно, так и параллельно с внешней электрической сетью

Сформулируем требования, предъявляемые к структуре и параметрам физической модели ЛСЭ, используемой в качестве испытательной установки АОСД.

Физическая модель должна:

- по структуре соответствовать типу систем ЛСЭ и схем их прямого включения на параллельную работу с внешней электрической сетью,
- обладать способностью к автономной работе электростанции с собственными нагрузками,
- обладать способностью к автономной работе каждой из полустанций, возникающих при отключении шиносоединительного выключателя электростанции и, соответственно, делении электростанции на части (определяется требованием недопустимости шунтирования разделенных шин подстанции подключения, а также ограничения токов подпитки КЗ),
- иметь, по крайней мере, одну группу генераторов, работающих на общую шину (для тестирования алгоритмов группового регулирования частоты, активной мощности, напряжения и реактивной мощности),
- обладать не менее чем двумя сечениями для деления при переходе из режима параллельной работы с сетью в автономный режим,
- иметь быстродействующие автоматические выключатели в базовых сечениях для деления (для тестирования алгоритмов и проверки эффективности опережающего деления системы в аварийных режимах),
- иметь возможность регулирования моментов первичных двигателей и возбуждения генераторов энергоблоков,
- быть оснащенной трансформаторами тока и напряжения в точках контроля режима, необходимых для осуществления функций режимного и противоаварийного управления АОСД,
- обеспечивать создание операционных и аварийных возмущений, позволяющих проверять чувствительность и селективность противоаварийных алгоритмов опережающего деления сети.

4.1.1 Типы структур локальной системы электроснабжения и схем выдачи мощности для включения на параллельную работу с внешней электрической сетью

Рассмотрим наиболее пригодные для включения на параллельную работу с внешней электрической сетью принципиальные схемы ЛСЭ, представленные на рисунках 4.1, 4.2 и 4.3.

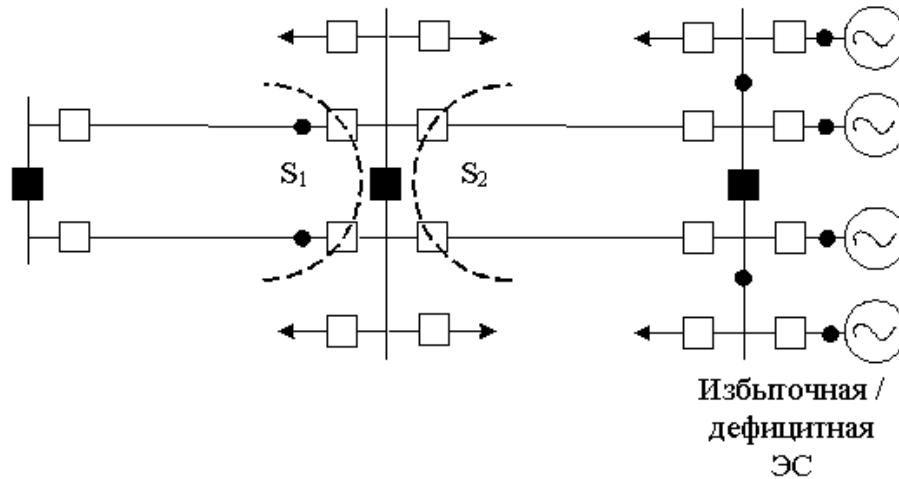


Рисунок 4.1 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией и распределительным пунктом в собственной сети электроснабжения, присоединенной двумя синхронными связями на разделенные шины ПС внешней электрической сети. Точками обозначены места измерения режимных параметров, в т.ч. векторных, для осуществления управления АОСД

В схеме (Рисунок 4.1) сечения для деления в режимах выдачи мощности во внешнюю сеть (S_1) и потребления из сети (S_2) являются естественными (не требуют специального создания).

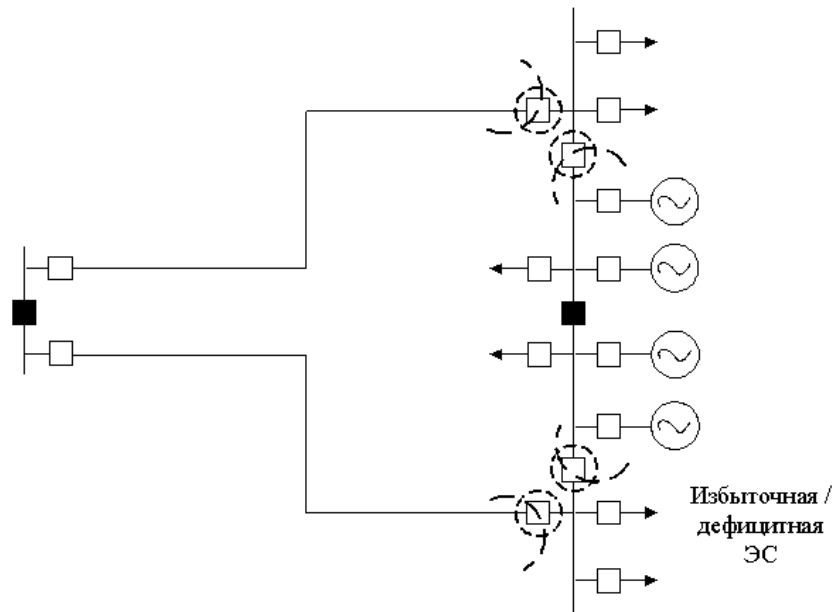


Рисунок 4.2 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией с дополнительным секционированием шины, присоединенной двумя синхронными связями на разделенные шины ПС внешней электрической сети

В схеме (Рисунок 4.2) естественным является лишь одно сечение (для деления сети в режимах выдачи мощности или полной сбалансированности ЛСЭ (нулевой выдачи мощности)), поэтому для создания сечения для деления в режимах дефицита мощности (потребления из внешней сети), необходимо дополнительное секционирование шин станции ЛСЭ.

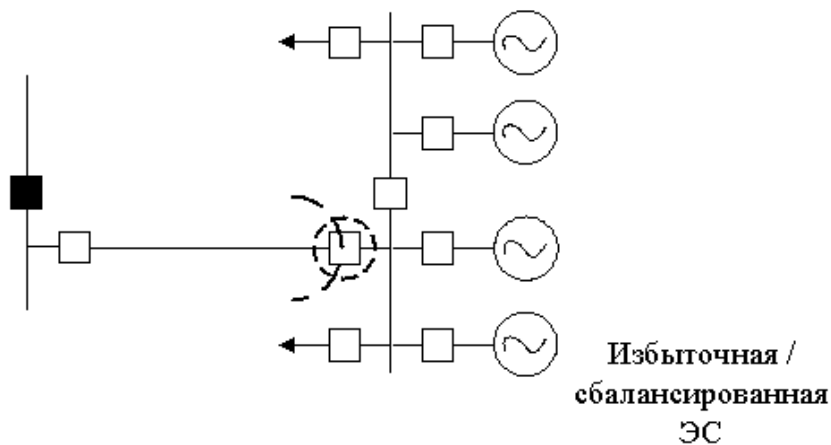


Рисунок 4.3 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией, присоединенной одной синхронной связью к шине ПС внешней электрической сети

В схеме (Рисунок 4.3) деление станции и сети ЛСЭ не требуется, т.к. одиночная связь не создает шунтирования шин на силовой подстанции присоединения внешней электрической сети.

4.1.2 Схема физической модели локальной системы электроснабжения

Для подтверждения работоспособности и эффективности способа АОСД локальной системы электроснабжения, а также всей комплексной системной автоматики управления ее режимами разработана физическая модель ЛСЭ с возможностью параллельной работы с внешней сетью, удовлетворяющая всем приведенным выше требованиям.

Экспериментальной площадкой для этого являлась Электродинамическая модель энергосистемы (ЭДМ) Центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» при Новосибирском государственном техническом университете.

Физическая модель ЛСЭ является масштабной копией электрических режимов и электромеханических переходных процессов физически реального объекта. Она состоит из всех основных элементов энергосистемы – оригинала. Модель подменяет в процессе изучения объект-оригинал, сохраняя при этом наиболее важные для данного исследования его черты. Модель должна удовлетворять свойствам «адекватность», «универсальность». Адекватность - способность модели отображать свойства объекта. Универсальность - применимость модели для широкого класса задач [84-86].

Испытания проводились в соответствии с программой испытаний, в которой определены объект и цели испытаний, испытательная схема, виды, последовательность и объем проводимых экспериментов, порядок, условия, сроки проведения испытаний и ответственные лица.

В данной работе моделировался реальный объект (ЛСЭ жилмассива «Березовое»), подключаемый к электрической сети Новосибирской энергосистемы. Управление параллельной работой ЛСЭ осуществлялось с помощью специальной системной автоматикой с противоаварийной подсистемой.

Схема присоединения реальной ЛСЭ к внешней электрической сети представлена на Рисунке 4.4.

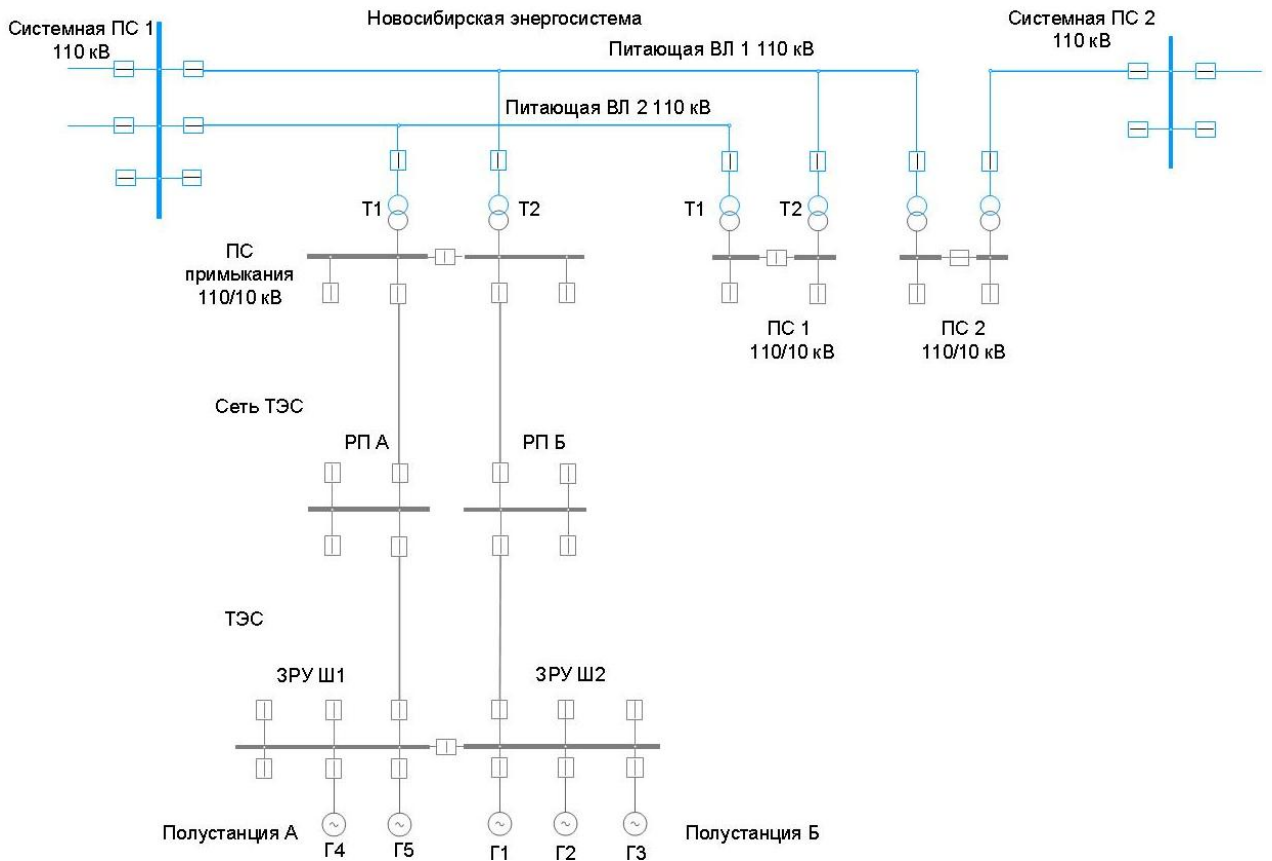


Рисунок 4.4 - Схема присоединения ЛЭС ж/м «Березовое» к подстанции внешней ЭЭС

Схема испытательной установки - физической модели ЛЭС с прямым включением на параллельную работу с внешней сетью приведена на Рисунке 4.5.

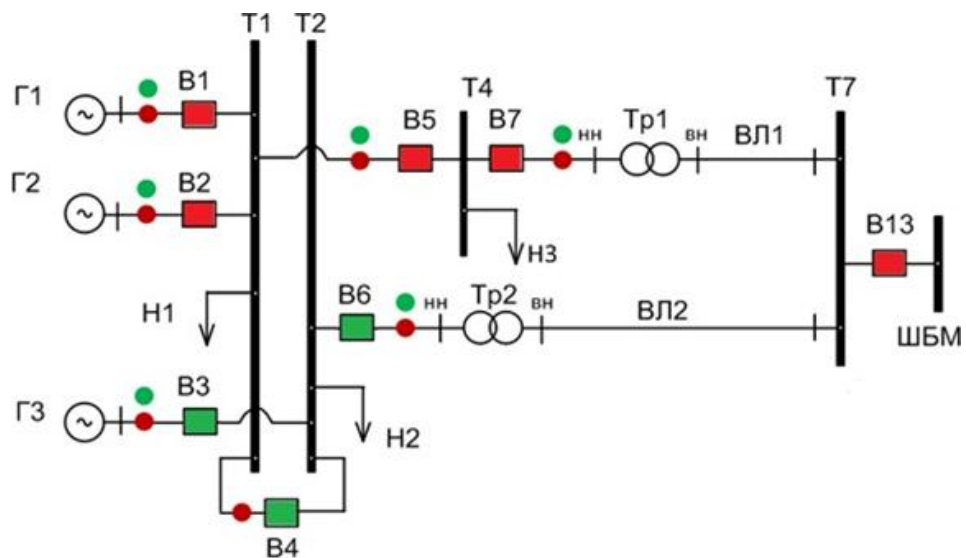


Рисунок 4.5 - Схема испытательной установки (физической модели объекта с малой генерацией, работающего, как автономно, так и параллельно с внешней сетью), отраженная на панели физической модели объекта

Приведенная модельная схема содержит три энергоблока с синхронными генераторами (Г 1-3), два из которых относятся к модели полустанции А, а третий - к полустанции В. На каждом генераторе автоматика осуществляет регулирование активной мощности и возбуждения. Синхронизация полустанций с внешней энергосистемой и между собой осуществляется на выключателях В4, В5, В6, В7. В нормальном режиме с параллельной работой полустанций с сетью выключатель В4 отключен. Выключатель В8 служит для создания проходящих коротких замыканий в электрической сети. Нагрузка Н1 является регулируемой (асинхронный двигатель с управляемым моментом на валу). Остальные нагрузки Н2 и Н3 – нерегулируемые. Выключатели – магнитные пускатели (сухой контакт положения, сухие контакты включения, отключения), а также быстродействующие тиристорные выключатели. Выключатели имеют подключенные ТТ и ТН. По измеренным напряжениям и токам комплексные измерители с цифровым интерфейсом определяют активную и реактивную мощности, напряжения прямой и обратной последовательностей, величину тока.

При минимальности физических объектов (моделей энергоблоков, нагрузок, выключателей, линий электропередач, измерительных трансформаторов тока и напряжения, силовых трансформаторов и шин, в том числе и шин бесконечной мощности – эквивалента внешней электрической сети энергосистемы большой мощности) она целиком удовлетворяет требованиям, сформулированным в предыдущем разделе и позволяет применить АОСД для каждого из типов схем ЛСЭ, приведенных на рисунках 4.1-4.3.

Красный цвет выключателей соответствует их включенному состоянию, зеленый – отключенному. Представленное на рисунке коммутационное состояние соответствует параллельной работе полустанции А с внешней электрической сетью при погашенной полустанции В. Красные точки указывают места измерения токов, зеленые – напряжений.

При подготовке испытательной схемы и проведении испытаний было принято решение, что полустанция А находится полностью под управлением автоматики, а полустанция В управляется оперативным персоналом. При работе автооператора оперативный персонал полустанции В получает от него команды по изменению режима полустанции. Моделируемая ЛСЭ имеет два нормальных режима: режим автономной работы с объединенными полустанциями и режим параллельной работы с внешней электрической сетью с разделенными шинами станции (разделенными полустанциями). Сечениям S1 и S2 полустанции А соответствуют выключатели В7 и В5. Сечение S2 используется для деления при дефиците генерирующей мощности полустанции А для покрытия собственных нагрузок.

4.2 Физическая (электродинамическая) модель локальной системы электроснабжения

На рисунке 4.6 приведены изображения машинного зала и пульта управления моделью.



Рисунок 4.6 - Машинный зал электродинамической модели с основными элементами модели объекта и пульт управления

Модель ЛСЭ представляет собой совокупность специального оборудования, имитирующего работу основных элементов оригинала.

За исключением первичных двигателей (газопоршневых двигателей) и воздушных линий электропередачи все остальные элементы ЛСЭ и внешней электрической сети представлены на ЭДМ масштабными физическими моделями. Параметры и конструкция силовых элементов модели подобраны таким образом, чтобы по возможности максимально удовлетворить критериям подобия при моделировании, прежде всего, переходных электромеханических процессов.

В состав модели ЛСЭ входят силовое и коммутационное оборудования, измерительные и регистрирующие приборы и аппараты, а также система управления (Прототип разработанной автоматики). Оборудование размещено в двух помещениях, панель управления с щитовыми приборами отделены от машинного зала. Структура оборудования физической модели ЛСЭ, использованного в модели объекта, и взаимосвязи её основных элементов схематично показаны на рисунке 4.7.

В состав модели объекта входят три основные группы оборудования:

- силовое и коммутационное оборудование,
- измерительные и регистрирующие приборы и аппараты,
- система управления.

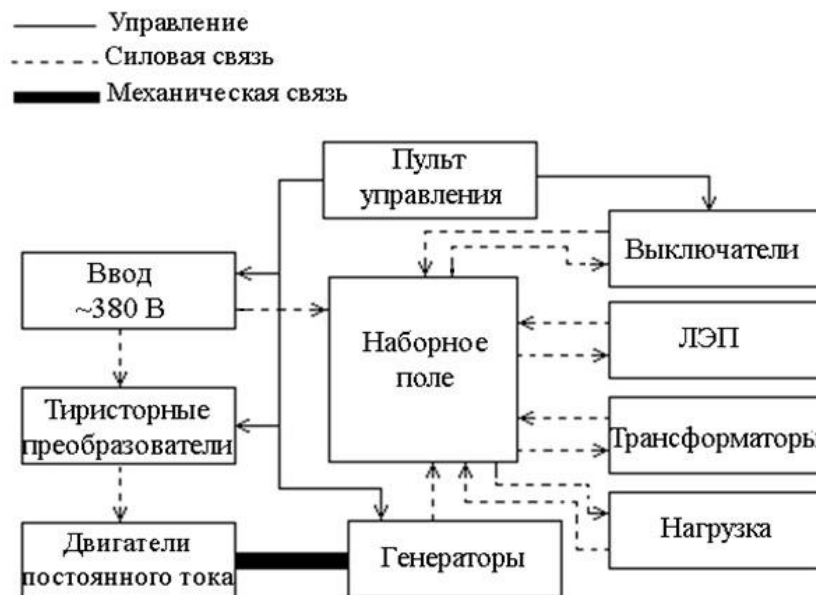


Рисунок 4.7 - Структурная схема ЭДМ

Начальная сборка схемы и установление одного нормальных режимов осуществляется оперативным персоналом (испытателем). После его установления осуществляется перевод управления в автоматический режим (передача управления автооператору автоматики).

4.3 Методика испытаний. Цели и программа испытаний автоматики

Испытания проводились в соответствии с программой испытаний, в которой определены объект и цели испытаний, испытательная схема, виды, последовательность и объём проводимых экспериментов, порядок, условия, сроки проведения испытаний и ответственные лица.

Целью испытаний была комплексная проверка автоматики управления режимами ЛСЭ на соответствие предъявляемым техническим требованиям по работоспособности всех её систем и выполнения заложенных функций.

Управление параллельной работой ЛСЭ с внешней электрической сетью осуществлялось с помощью автоматики (программно-техническим комплексом).

Объектом испытаний является автоматика в составе опытного образца и программного обеспечения АРМ оператора / сервисного инженера.

Требования к автоматике, подлежащие проверке при испытаниях - автоматика должна обеспечивать управление режимами ЛСЭ на базе многоагрегатной малой синхронной генерации, включаемой напрямую на параллельную работу с внешней электрической сетью.

Для испытаний автоматики использовались технические и программные средства:

- Электродинамическая модель ЛСЭ Новосибирского государственного технического университета, моделирующая ЛСЭ на базе многоагрегатной малой синхронной генерации, включаемая напрямую на параллельную работу с внешней электрической сетью;
- Персональный компьютер, с операционной системой – Windows XP/7/8/10.

Порядок проведения испытаний:

- подготовка к испытаниям,
- запуск программных и технических средств автоматики,
- проверка работы регуляторов мощности и возбуждения энергоблоков,
- запуск автооператора автоматики,
- задание характерных эксплуатационных режимов (параметров и ограничений) ЛСЭ, моделируемой на ЭДМ,
- фиксация и оценка результатов функционирования автоматики (изменения параметров режима, схемы коммутации, класса состояния ЛСЭ, моделируемой на ЭДМ),
- проверка отсутствия ошибок функционирования автоматики,
- оформление результатов испытаний.

При подготовке к испытаниям проверялось соответствие собранной схемы на ЭДМ схемы модели ЛСЭ, включаемой напрямую на параллельную работу с внешней электрической сетью, далее запускались программные и технические средства автоматики:

- подавалось питание на ЭДМ и опытный образец автоматики,
- включался персональный компьютер,
- запускалось программное обеспечение АРМ оператора / сервисного инженера.

Проверка результатов функционирования (функций и алгоритмов) компонентов (режимного, противоаварийного, автооператорного) автоматики выполнялось комплексно. Для проверки задавались характерные начальные эксплуатационные режимы (параметры и ограничения) ЛСЭ, моделируемой на ЭДМ, запускался автооператор автоматики, фиксировались результаты функционирования автоматики (изменения параметров режима, схемы коммутации, класса состояния ЛСЭ, моделируемой ЭДМ, конечный режим) при вариации схемно-режимных условий, воздействии аварийных возмущений.

Функционирование автоматики оценивалось по успешности достижения ЛСЭ заданного / ожидаемого конечного режима без ошибок, сбоев или отклонений. Все возникающие при испытаниях автоматики ошибки функционирования фиксировались. Результаты испытаний приведены ниже.

4.4 Программа и результаты испытаний противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного отделения локальной системы электроснабжения

Цель испытаний: проверка работоспособности, требуемой селективности и быстродействия срабатывания пускового органа (ПО) автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД) при аварийных и операционных возмущениях.

Способ проверки: Создавались нормальные и аварийные режимы с условиями срабатывания и несрабатывания ПО.

Условия срабатывания ПО:

- снижение напряжения ниже уставки по прямой последовательности,
- повышение напряжения выше уставки по обратной последовательности.

Уставки срабатывания, предварительно заданные в устройстве:

- напряжение прямой последовательности $0,8 U_{\text{ном}}$,
- напряжение обратной последовательности $0,2 U_{\text{ном}}$.

Условия несрабатывания ПО: операционные режимы технологического характера – включения, отключения нагрузок, синхронизации и включения генераторов и т.д.

Для реализации требуемых условий в исходной схеме на шины Т4 дополнительно включается через выключатель В42 трансформатор, к выводам которого подсоединяется реактор Р.

Во всех случаях исходным является режим параллельной работы полустанции с внешней сетью. На Рисунке 4.8 представлена собираемая экспериментальная схема на для проверки пускового органа автоматики опережающего сбалансированного деления.

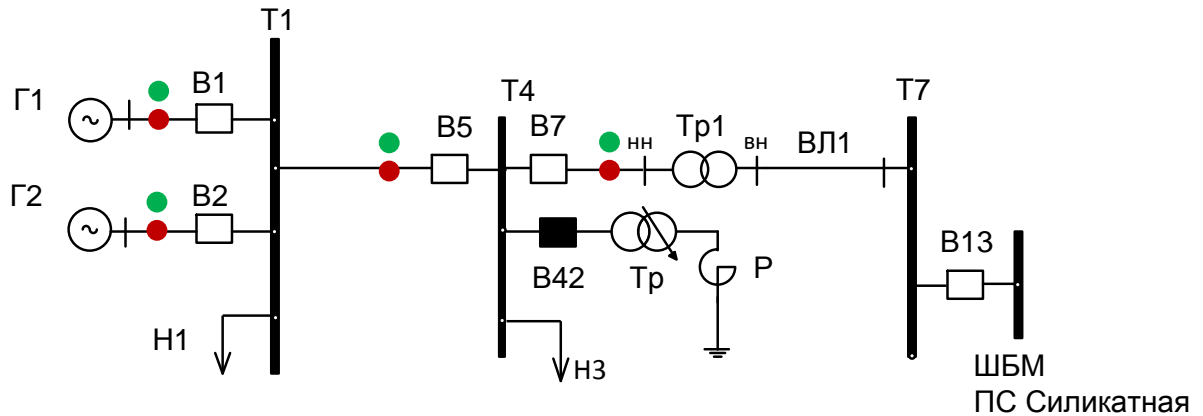


Рисунок 4.8 - Схема установки для проверки работы ПО АОСД

Опыт №1. Определение напряжения срабатывания пускового органа, порядок проведения представлен в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Экспериментальное определение напряжения срабатывания ПО

| № | Действие | Результат |
|---|---|--|
| 1 | Вручную, последовательно включаем выключатели В13, В7, В42 | - |
| 2 | С помощью регулировочного трансформатора Тр увеличиваем ток потребления реактором. При этом напряжение на шине Т4 проседает за счёт дополнительного падения напряжения на сопротивлениях ВЛ1 и питающего трансформатора Тр1 | ПО срабатывает при снижении напряжения |
| 3 | Регистрируем напряжение, при котором происходит срабатывание пускового органа | Срабатывание при $U=101\text{ В}$ (0.8 от 127) |
| 4 | Вручную выключаем выключатель В42 | выполнено |

Опыты №2. Определение напряжения срабатывания пускового органа в динамических режимах при включении симметричного и несимметричного шунтового элемента выключателем В42 (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Экспериментальное определение напряжения срабатывания ПО в динамических режимах

| № | Действие | Результат | Примеч. |
|---|--|--|----------|
| 1 | Запускается регистратор процесса | | |
| 2 | Вручную включаем выключатель В42 | | |
| 3 | Вручную с задержкой выключаем выключатель В42 | | |
| 4 | Анализируются регистрограммы процесса при симметричном шунте | Срабатывание по напряжению прямой последовательности 101 В с задержкой 15 мс. | Рис.4.9 |
| 5 | Анализируются регистрограммы процесса при несимметричном шунте | Срабатывание по напряжению обратной последовательности 25 В с задержкой 14 мс. | Рис.4.10 |

На Рисунках 4.9 и 4.10 представлены осциллограммы измерения напряжения прямой и обратной последовательности в переходных процессах, при проверке условий срабатывания ПО АОСД, а также появление сигналов на отделение ЛСЭ от ПО.

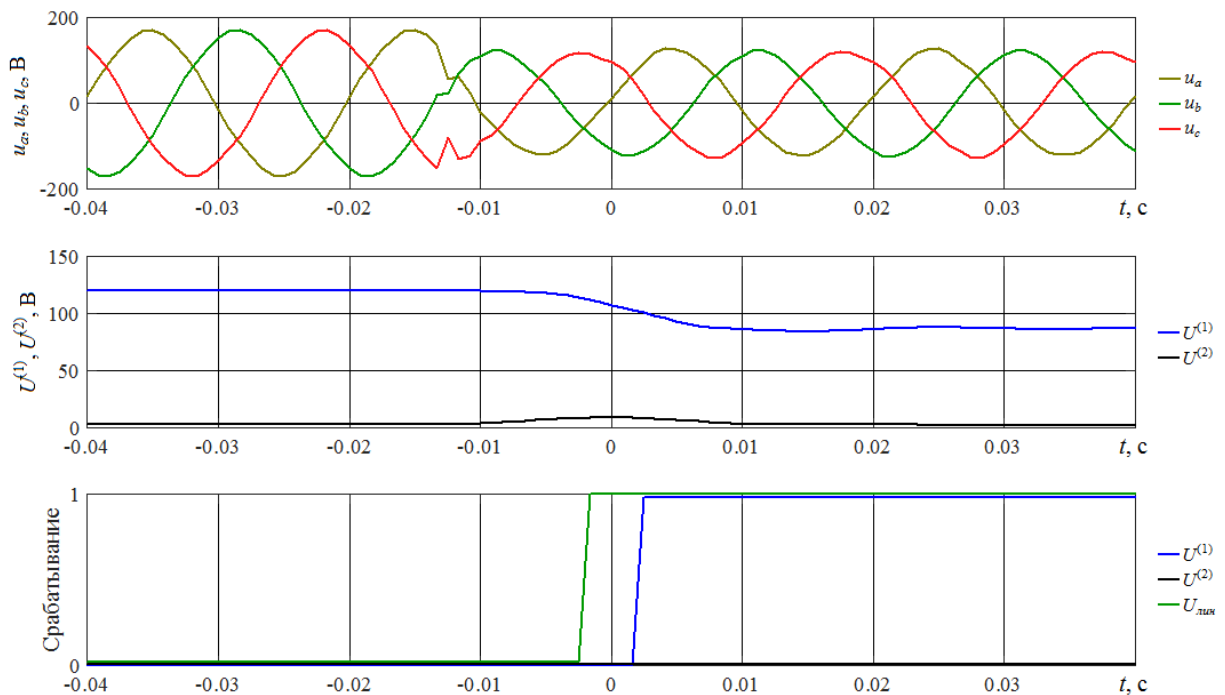


Рисунок 4.9 - Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой последовательности (синий цвет) и среднеквадратического трехфазного напряжения (зеленый цвет)

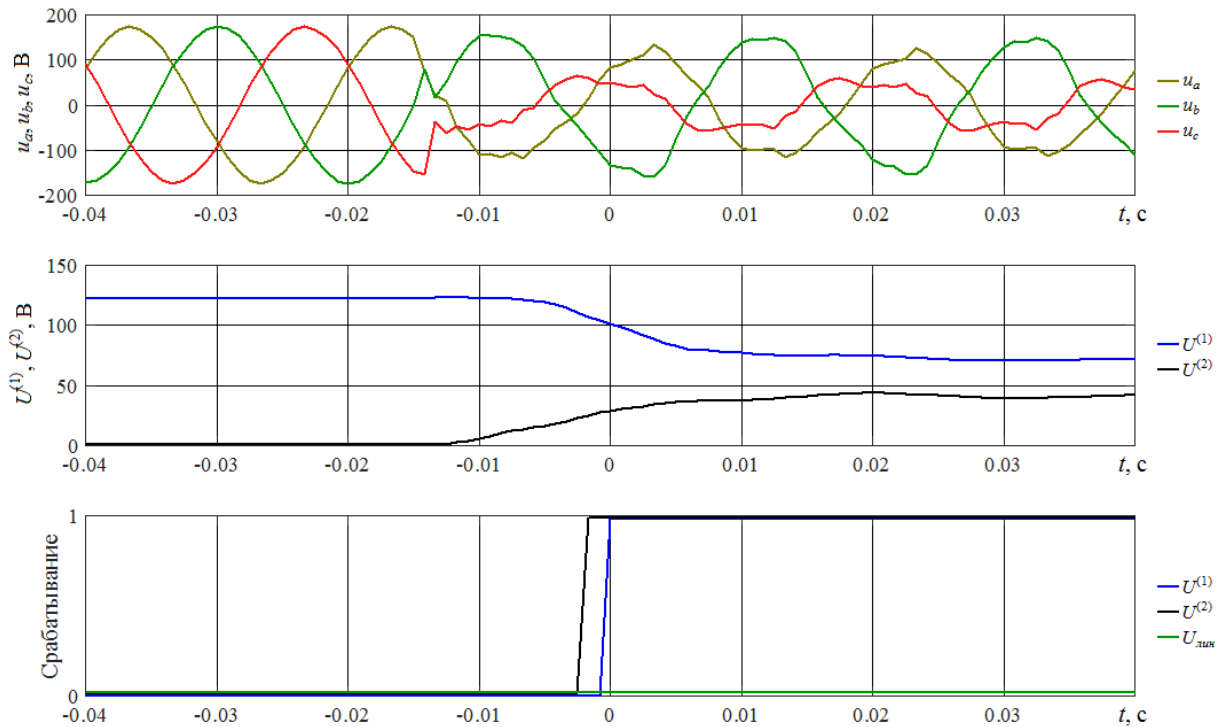


Рисунок 4.10 - Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой (синий цвет) и обратной последовательностям (черный цвет)

Опыты группы №3. Проверки несрабатывания ПО при коммутациях нагрузки, включении с синхронизацией генераторов, отключении генераторов (Таблица 4.3)

Таблица 4.3 - Экспериментальное определение правильности несрабатывания ПО при коммутациях

| № | Действие | Результат | Примеч. |
|---|--|-------------------|---|
| 1 | Вручную последовательно включаем и отключаем нагрузки Н1, Н3 | ПО не срабатывает | По регистрограммам процессов проверяем возникающие минимальные напряжения прямой последовательности и максимальные обратной |
| 2 | Вручную включаем с синхронизацией Г1 и Г2, отключаем Г1 и Г2 | ПО не срабатывает | |

Вывод по результатам испытаний: автоматика пускового органа опережающего сбалансированного деления работает правильно. Обеспечиваются требуемые чувствительность, селективность и быстрдействие.

Выводы по главе 4

Подготовлена программа проверки и проведены по ней успешные испытания системной автоматики ЛСЭ на базе малой генерации, в т.ч. АОСД, на физической электродинамической модели.

Выявление пусковым органом АОСД возникновения КЗ в электрической сети происходит за время 0.014 - 0.017 с, т.е. менее чем за период.

Срабатывание ПО АОСД происходит при снижении напряжения прямой последовательности ниже заданной уставки (0.8 $U_{ном}$) или повышении напряжения обратной последовательности выше заданной уставки (0.2 $U_{ном}$).

Отделение ЛСЭ от внешней сети происходит за время, равное срабатыванию пускового органа АОСД плюс срабатывание коммутационного аппарата. При использовании вакуумного выключателя суммарное максимальное время равно: $T_{откл} = 0.017 + 0.065 = 0.082$ с (82 мс). При использовании тиристорного выключателя $T_{откл} = 0.017 + 0.02 = 0.037$ с (37 мс).

Электромеханический переходный процесс в ЛСЭ после отделения от внешней электрической сети со сбалансированной нагрузкой в силу краткосрочности воздействия аварийного возмущения не несет угрозы нарушения устойчивости ее режима.

ГЛАВА 5 СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРИ УЧАСТИИ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РЕГУЛИРОВАНИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

5.1 Системные эффекты и возможности их создания малой генерацией в составе локальной системы электроснабжения при параллельной работе с внешней сетью энергосистемы

Ввод распределенной генерации способствует повышению эффективности электроснабжения за счет: снижения рисков дефицита мощности и потери электроснабжения от питающего пункта основной сети, повышения надежности энергоснабжения, повышения качества электрической энергии, снижения потерь при передаче электроэнергии [87-91].

Современные локальные системы электроснабжения представляют собой, так называемые MiniGrid, в диапазоне мощностей до 25 МВт.

Требования к ЛСЭ (MiniGrid):

1. Экономическая доступная интеграция с внешней электрической сетью переменного тока.
2. Повышенная надежность электроснабжения в режиме параллельной работы с внешней электрической сетью.
3. Доступная интеграция всех видов генерации (ВИЭ, накопители), как дополнительных источников энергии.
4. Управляемый обмен мощностью и энергией с внешней электрической сетью.
5. Подключение к разным точкам внешней электрической сети.
6. Возможность шунтирования внешней электрической сети на переменном токе с управлением уравнительными перетоками.
7. Независимость технологического управления от системы управления внешней электрической сети.
8. Надежная автономная работа.
9. Участие в системных услугах внешней электрической сети.
10. Автоматический режим работы.
11. Самонастройка по структуре, составу оборудования, уставкам регулирования.

В такую систему могут входить энергоустановки с гибридной генерацией, как синхронной топливной, так и на основе возобновляемых источников энергии (ветер, солнце, а также накопитель) с несинхронной генерацией. Потребителями являются разнородные электроприемники, потребляющие, как переменный, так и постоянный ток (Рисунок 5.1)

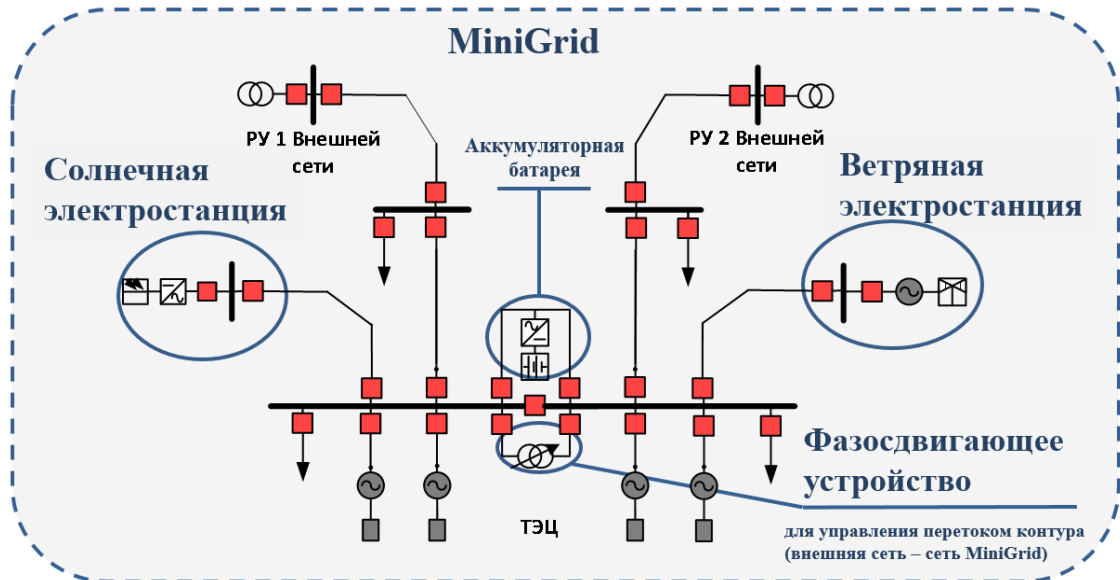


Рисунок 5.1 - ЛСЭ (MiniGrid) на базе самобалансирующейся энергетической ячейки с гибридной генерацией на основе синхронной топливной и генерацией на основе ВИЭ, с накопителем энергии и фазосдвигающим устройством

Для энергосистем с распределенной малой генерацией и ее эффективной параллельной работы в составе распределительной электрической сети требуется развитая, как технологическая, так экономическая и нормативно-регуляторная (организационная) основы.

Технологическая составляющая включает в себя:

- Создание противоаварийной и технологической автоматики для ЛСЭ с функциями по контролю устойчивости работы энергоблоков, делению и восстановлению режима параллельной работы с энергосистемой, определению участия в регулировании общего режима с энергосистемой;
- Применение новых технологий по эффективному использованию когенерационных электростанций, в том числе работающих на природном углеводородном топливе (водоугольная суспензия, природный газ, мазут), так и на топливе, получаемом при сжигании бытовых отходов, а также электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии;
- Комплексное проектирование станций малой генерации и схемы выдачи мощности, в том числе и ЛСЭ.

Под *экономической составляющей* понимается прибыльность энергетического бизнеса ЛСЭ при ее параллельной работе с сетью. При этом, как от основного вида деятельности - продажи электроэнергии и тепла, так и от неизбежного и «скрытого» – оказания технологических услуг энергоблоками малой генерации другим электрически связанным субъектам (потребителям, электросетевой компании и т.д.).

Под организационной составляющей понимается:

- Совершенствование модели розничного рынка с учетом активного развития и внедрения в энергосистему установок малой распределённой генерации;
- Разработка нормативно-правовых актов, регламентирующих новые реалии функционирования ЛСЭ, в т.ч. при их параллельной работе в электрической сети больших энергообъединений.

Для коммерциализации возникающих системных эффектов при параллельной работе малой генерации в энергосистеме, необходима их реализация в виде электроэнергетических услуг, что в свою очередь требует:

- Технически фиксировать, оценивать степень влияния и распределять между субъектами локального (регионального) энергетического рынка возникающие системные эффекты от параллельной работы малой распределенной генерации в электрической сети энергосистемы;
- Проводить проектные расчеты конкретного энергетического объекта и оценивать эффективность инвестиций с учетом системных эффектов при параллельной работе малой генерации в энергосистеме;
- Оптимизировать режимы параллельной работы системы ЛСЭ и энергосистемы присоединения.

Факторы, определяющие возникновение системных эффектов от присоединения и параллельной работы ЛСЭ к внешней электрической сети региональной энергосистемы для собственников электростанций малой генерации и ЛСЭ:

- Увеличение объема выработки электрической энергии на энергоагрегатах, что обеспечивает повышение коэффициента используемой установленной мощности электростанции. При режиме параллельной работы и выдачи мощности во внешнюю электрическую сеть появляется возможность дополнительной загрузки резервных энергоблоков, в случае при аварийной ситуации и отказе энергоблока происходит снижение выдачи мощности по контролируемому автоматикой сечению во внешнюю электрическую сеть, но при этом обеспечивается надежность энергоснабжения потребителей ЛСЭ;

- Тепловые электростанции малой генерации ЛСЭ, основанные на принципе когенерационной выработки электроэнергии и тепла, позволяют снизить расход топлива при производстве энергии, а именно тепловой энергии, переводя его во второстепенный продукт, тогда основным технологическим процессом будет являться выработка электроэнергии. Тепловая энергия для нужд теплоснабжения ЛСЭ снимается с хвостов (с кожухов, на отходящих газах т.д.) энергоблоков. Малая генерация в ЛСЭ вырабатывает в качестве основного источника электрическую энергию, которую реализует как внутри своей системы, так и выдает или потребляет из внешней электрической сети, и является единственным источником тепловой энергии;
- Резервирование электроснабжения потребителей смежных присоединений подстанций электрической сети с ЛСЭ, мультиагентное регулирование напряжения в контролируемом районе электрической сети, регулирование режима и графика нагрузки прилегающей сети ЛСЭ, обеспечение как свободного присоединения (входа) новых потребителей в электрическую сеть ЛСЭ, так и согласованного их отключения для управления спросом в локальной энергосистеме.

Системные технические эффекты для региональной сетевой компании, обусловленные свойствами присоединенной на параллельную работу ЛСЭ, заключаются в следующем:

- перераспределение потоков мощности во внешней электрической сети высокого напряжения (110 кВ и выше) позволяет оптимизировать режим загрузки сетевого оборудования;
- разгрузка перегруженных центров питания при присоединении избыточных ЛСЭ в зоне их действия с возможностью присоединения дополнительных потребителей;
- улучшение качества электроэнергии и надежности электроснабжения за счет взаиморезервирования и свойств синхронных генераторов энергоблоков ЛСЭ;
- возможность мультиагентного регулирования напряжения в электрической сети;
- снижение потерь активной мощности при передаче электроэнергии за счет разгрузки сети по реактивной мощности;
- равномерная загрузка сетевого оборудования при регулировании спроса на электрическую энергию и, как следствие, увеличение технического ресурса электроустановок ЛСЭ и энергосистемы.

Интересы субъектов электроэнергетики представлены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Интересы субъектов электроэнергетики

| Системный оператор ЕЭС России | Собственник и энергетического бизнеса, инвесторы | Потребители энергоресурсов (тепла, электроэнергии) | Собственники электростанций малой генерации и ЛСЭ | Производители энергии на электростанциях большой мощности | Сетевые распределительные компании | Первичный ТЭК, ресурсодобывающие и снабжающие компании (уголь, газ, нефть, и др.) |
|---|--|--|---|--|---|---|
| Управляемость электрической сети | Прибыльность и краткосрочная окупаемость инвестиционных проектов | Вариативность электроснабжения | Доступность и малозатратность присоединения к электрической сети | Повышение пропускной способности электрической сети | Привлечение инвестиций в модернизацию электросетевого комплекса | Расширение внутреннего рынка энергоресурсов |
| Низкая аварийность для сети и влияние на энергосистему присоединяемых ЛСЭ | Реализация высокотехнологичной продукции | Свободный доступ в электрическую сеть | Возможности по выдаче и потреблению электроэнергии из сети | Развитый розничный рынок, для реализации дополнительных энергоресурсов и электроэнергетических услуг | Снижение зависимости от «Системного оператора» по управлению режимами распределительных сетей | Участие в качестве производителя электроэнергии, реализация электроэнергии за счёт собственной распределённой генерации |
| Сбалансированность сети по мощности и электроэнергии | Собственность в эффективных активах электроэнергетики | Участие в регулировании режима и возможности активного потребителя | Возможность участия в локальном рынке электроэнергетических услуг | Обеспечение благоприятных режимных условий работы в электрической сети | Профессиональная привлекательность и обеспечение квалифицированным персоналом | Эффективное и надежное электроснабжение собственных производственных объектов, обеспечение качества электроэнергии |

Ниже представим видение автором локального электроэнергетического рынка системных услуг, основанных на системных эффектах от параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью, необходимость в котором определяется интересами субъектов взаимоотношений для удовлетворения своих целей в развитии и повышении эффективности функционирования [92-96].

Локальный рынок системных технических эффектов (услуг) предполагает:

- Создание адекватных инвестиционных сигналов и стимулов для развития электроэнергетического рынка на рациональных, экономических принципах.
- Прозрачную систему торговли электроэнергетическими услугами между поставщиками и покупателями с участием субъектов технологической и коммерческой инфраструктур на основе механизмов конкуренции.
- Конкурентное ценообразование с равноправным участием поставщиков и потребителей позволяющее получать сходимости цен к уровню конкурентного равновесия.
- Создание прозрачной и контролируемой субъектами электроэнергетического рынка системы расчетов.

Идея формирования локального рынка системных услуг – это формализация и оперирование возникающими техническими системными эффектами при синергии энергетики большой и малой мощности, а именно при внедрении и синхронной работе в существующей централизованной энергосистеме энергоблоков малой мощности (малой генерации в составе ЛСЭ) при их децентрализованном и мультиагентном автоматическом управлении и обеспечении синхронных связей или временной автономной работы.

Полезность реализации системных эффектов в их объективной пользе для субъектов энергетического рынка (малой генерации, активных потребителей, агрегаторов и др.), при этом данные отношения в сегменте розничного рынка не противоречат и коллективным интересам всех участников, в том числе и крупной генерации в основной её сфере процесса производства и передаче электроэнергии потребителям.

Взаимоотношения между субъектами рынка становятся с двухсторонним участием. Активные потребители представляются равноправными участниками рынка и могут самостоятельно участвовать в поставках товаров и услуг, как друг другу, так и сетевым компаниям в выделенной локальной зоне.

При чем, открытая локальная система электроснабжения может включать в себя и собственную энергогенерацию, или включать в себя группу ЛСЭ становясь изолированной интеллектуальной энергосистемой с источниками малой генерации (Рисунок 5.2).

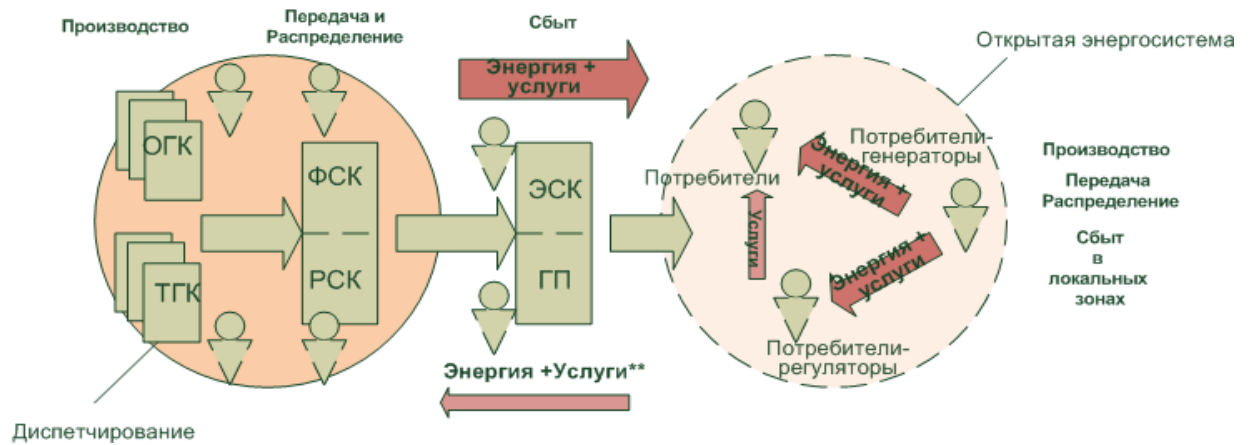


Рисунок 5.2 - Энергосистема с открытым доступом для присоединения, обмена энергией и оказания системных услуг в локальной зоне

Система отношений в локальной зоне выстраивается между его участниками, потребителями и поставщиками услуг, по системе двухсторонних договоров, которая является прозрачной и простой.

Можно использовать различные подходы к измерению системных эффектов и организации контроля их фактического предоставления, например, следующие:

- непрерывный контроль в реальном времени по данным режимных измерений;
- за определенный диспетчерский интервал (час или полчаса), информация за сутки на основе интервальных показаний;
- интерактивные измерения, т.е. поочередное опрашивание объектов оказания услуг, в режиме искусственно наводимого возмущения и соответственно выявление степени участия каждого объекта в процессе оказания услуг.

Системные эффекты разделены на три группы: локальные, районные и системные. Локальные услуги оказываются потребителям, подключенным к шинам малой генерации или к шинам подстанций ЛСЭ, районные - субъектам энергорайона, системные - энергосистеме (системному оператору). Полезность услуг, которые субъекты распределенной малой генерации могут оказывать электросетевой компании или потребителям представлены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Формализация полезности системных эффектов, возникающих при параллельной работе ЛСЭ с электрической сетью энергосистемы

| № | Вид системного эффекта (формализованная электроэнергетическая услуга) | Полезность | Кто оказывает | Кому оказывается |
|------------------|---|--|---------------|------------------|
| Системные услуги | | | | |
| 1 | Предотвращение нарушений устойчивости режима, сохранение нормального режима | Обеспечивается опережающим сбалансированным отделением ЛСЭ без нарушения устойчивости, как внутри ЛСЭ, так и без негативного влияния при отделении во внешней электрической сети | РМГ | Потребителям |
| 2 | Разгрузка сети в максимальном и аварийном режиме | Снятие перегрузки сети, присоединение дополнительных нагрузок. Повышение экономичности генерации электроэнергии | РМГ | Сетевой компании |
| 3 | Загрузка сети в минимальном режиме | Повышение экономичности выработки электроэнергии | РМГ | Сетевой компании |
| 4 | Выдача резервной мощности при снижении частоты в энергосистеме | Повышение надежности энергосистемы | РМГ | Сетевой компании |
| 5 | Кратковременная форсированная выдача резервной мощности для синхронизации | | | |
| Районные услуги | | | | |
| 6 | Поддержание желаемого напряжения для потребителей в районе сети | Стабилизация оптимального уровня напряжения в районе сети для группы потребителей | РМГ | Потребителям |
| 7 | Поддержание желаемого для сетевой компании напряжения в районе сети | Максимизация пропускания энергии или минимизация потерь | РМГ | Сетевой компании |

| | | | | |
|------------------|--|--|-----|-----------------------------------|
| 8 | Резервирование всей или части нагрузки при нарушениях в сети | Гарантированность электроснабжения при нарушениях в электрической сети | PMГ | Сетевой компании; Потребителям |
| 9 | Кратковременное резервирование всей или части нагрузки при нарушениях в сети | Безопасное завершение технологических процессов у потребителей | PMГ | Сетевой компании; Потребителям |
| Локальные услуги | | | | |
| 10 | Форсировка выдачи реактивной мощности при «провалах» напряжения в сети, предотвращение «провалов» напряжения | Повышение надежности электроснабжения путем предотвращения нарушений устойчивости нагрузки | PMГ | Сетевой компании; Потребителям |
| 11 | Стабилизация режима напряжения при резко-переменных нагрузках | Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с резкопеременной нагрузкой | PMГ | Сетевой компании; Потребителям |
| 12 | Компенсация потребления реактивной мощности | Выполнение требований по ограничению потребления реактивной мощности | PMГ | Сетевой компании; Потребителям |
| 13 | Поддержание желаемого напряжения в узле сети | Стабилизация оптимального для потребителя напряжения | PMГ | Потребителям |
| 14 | Повышение качества напряжения в части синусоидальности формы и симметрии напряжения | Снижение искажения формы напряжения и его симметрирование | PMГ | Сетевой компании; Потребителям |

Представим описание некоторых концептуальных моделей системных эффектов, формализуемые в технологические услуги, оказываемые электростанциями распределенной малой генерацией (МГ) в составе электрической сети ЛСЭ при параллельной её синхронной работе в энергосистеме, для их коммерческого учёта.

1) *Резервирование электроснабжения при нарушениях внешнего питания.* Системный эффект (услуга) состоит во вводе неиспользованной мощности МГ в виде недогруженных генераторов либо резервных генераторов по факту потери внешнего

питания района сети (отключения питающих линий и трансформаторов). Мониторинг и контроль оказания услуги может быть осуществлён при одновременной фиксации потери внешнего питания и регистрации процесса ввода резерва МГ.

2) *Поддержание баланса активной и реактивной мощностей в энергосистеме.* Системный эффект (услуга) состоит в участии МГ в нормированном первичном, вторичном или в третичном регулировании активной и реактивной мощностей при отклонениях частоты или напряжения в районе электрических сетей. Мониторинг и контроль оказания услуги может быть осуществлён при регистрации и обработке регистрограмм переходных процессов изменения частоты и напряжения, процессов ввода резервной генерации активной и реактивной мощностей МГ.

3) *Регулирование напряжения.* Системный эффект (услуга) заключается в воздействии на баланс реактивной мощности – изменении выдаваемой или потребляемой реактивной мощности путем изменения возбуждения для поддержания допустимых напряжений в районе сети. Измерение объёма услуги возможно путём фиксации разницы значений напряжения в контрольных точках сети при оказании услуги и в ее отсутствии (при кратковременных разгрузках МГ по реактивной мощности).

4) *Снижение искажения формы питающих напряжений.* Системный эффект (услуга) заключается в снижении искажения формы питающих напряжений в узлах подключения МГ и прилегающем районе за счёт влияния синусоиды ЭДС генератора МГ на режим сети. Мониторинг услуги может быть осуществлён путем регистрации гармонического состава тока в обмотке генератора и потребителей искажающих ток в сети.

5) *Поддержание желаемого значения напряжения в узлах субъектов.* Системный эффект (услуга) состоит в выдаче или потреблении МГ реактивной мощности по факту отклонения напряжения в узлах субъектов рынка от желаемых значений (-5% Уном у потребителя, +5% Уном для сетевой компании). Мониторинг возможен путём фиксации значений напряжения на шинах при оказании услуги и в ее отсутствии (при кратковременной разгрузке генератора по реактивной мощности).

5.2 Качество электроэнергии в локальной системе электроснабжения в части синусоидальности формы и симметрии напряжения и услуга по его обеспечению

Обеспечение качества электрической энергии в современных распределительных электрических сетях, в том числе с нетрадиционными источниками электроэнергии,

является весьма актуальным. Возрастающее проявление в сети несимметрии и несинусоидальности напряжения и токов оказывает неблагоприятное влияние на работу оборудования и электроустановок потребителей, уменьшая срок их службы .

Основная сущность в понятии «качество электрической энергии», в соответствии с государственным стандартом – это степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей качества электроэнергии [97].

В настоящее время данное определение устарело и не отражает существующую реальность развития технологий в электроэнергетике и не удовлетворяет экономическим отношениям рыночной модели. В категорию качества электроэнергии на современном этапе вкладывается новое содержание, отражающее собственные интересы субъектов энергетического рынка и обеспечивающее их удовлетворение на взаимной выгоде, а в целом - энергоэффективности.

При симметрии и синусоидальности трехфазной системы напряжения и уровнях напряжения, соответствующих нормированным, обеспечиваются нормальные условия работы электрооборудования, но это не определяет эффективность системы, потому что трудно достижимо во всей электрической сети. При этом затраченные усилия на обеспечение качества не обосновываются их необходимостью. Отступление от требований по обеспечению качества проявляется в отрицательном воздействии на оборудование и электроустановки потребителей.

Для достижения системного эффекта желательно получать электроэнергию возможного высокого качества, но при компромиссе между максимизацией производственного эффекта и капитальными затратами на мероприятия, обеспечивающие необходимые показатели качества.

Отрицательное воздействие неудовлетворяющего качества электроэнергии на потребителей проявляется либо постоянно и содержится в накоплении последствий отрицательных воздействий (старение изоляции, повышенный износ оборудования), приводящих к браку или недоотпуску продукции, либо случайным событием (отказы, сбои в работе автоматики) [98-99].

В распределительных сетях качество электроэнергии должно максимально соответствовать индивидуальным требованиям потребителей, а допустимые отклонения показателей определяться безопасностью работы оборудования.

Допустимая несинусоидальность напряжения должна представлять собой компромисс между экономическими последствиями её возникновения и капиталовложениями, необходимыми для её ограничения. Несинусоидальность

напряжения носит случайный характер, поэтому допустимое значение связано со временем воздействия и определяется ретроспективным отрезком.

Несинусоидальность напряжения

Формы кривых мгновенных значений напряжения и токов во времени в электроэнергетических сетях почти всегда отличаются от идеальных синусоид. В основном несинусоидальность напряжений и токов в электрической сети обуславливают большое количество электроприемников потребителей с нелинейной характеристикой. Основными в структуре потребления являются промышленная нагрузка с управляемыми тиристорно-диодными выпрямителями и тяговые подстанции электрифицированного транспорта. В распределительных сетях это коммунально-бытовые потребители с полупроводниковыми устройствами и газоразрядными лампами, вклад которых со временем будет увеличиваться.

Нагрузка с нелинейной вольтамперной характеристикой потребляет несинусоидальный ток с дискретным или непрерывным спектром частоты, а дискретные составляющие спектра это - высшие гармоники, определяющие несинусоидальность напряжения при протекании тока через электроприемники и элементы электрической сети. Несинусоидальность напряжения характеризуется значением отдельных гармоник напряжения (тока) в узлах сети и коэффициентом несинусоидальности K_H [97, 100], определяемый в процентном отношении действующего значения высших гармоник напряжения к величине напряжения основной частоты:

$$K_H = \frac{\sum_{i=2}^n U_i^2}{U_1} * 100\%.$$

Нелинейная нагрузка преобразовывает часть потребляемой энергии промышленной частоты в энергию высших гармоник и действует как генератор высокочастотного тока. Протекание тока с высокочастотными составляющими в питающей распределительной сети вызывает на элементах падение напряжения высших гармоник напряжения, которые накладываются на основную гармонику и вызывают изменение синусоидальной формы кривой мгновенных значений напряжения сети.

Несимметрия напряжения

Несимметрия напряжения трехфазной электрической сети характеризуется коэффициентом обратной последовательности напряжения, определяемым как процентное отношение величины напряжения обратной последовательности к номинальному напряжению прямой последовательности [97, 100]:

$$K_2 = \frac{U_2}{U_{ном}} * 100\%.$$

Различают кратковременную несимметрию, связанную с аварийными режимами и длительную возникающую при подключении к сети несимметричной одно-, двухфазной нагрузки. Классифицируется поперечная и продольная несимметрия, первая возникает при несимметрии линии электропередач (аварией на одной из фаз), вторая несимметричной нагрузкой. При несимметрии в электрических сетях возникает смещение нейтрали. Степень смещения нейтрали определяется коэффициентом нулевой последовательности K_0 , равным процентному отношению напряжению нулевой последовательности к номинальному фазному напряжению:

$$K_0 = \frac{U_0}{U_{ном}} * 100\%.$$

Оценку качества электроэнергии можно выполнить измерительными и аналитическими методами. Определять значения показателей необходимо в точке общего присоединения (ближайший узел, секция или система шин) распределительной сети от которой запитаны потребители. Необходимо идентифицировать потребителей, ухудшающих качество, используя оба метода.

Пониженное качество электроэнергии, в частности её несимметрия и несинусоидальность кривой напряжения и токов приводит к:

- увеличению потерь в сети и электрооборудовании,
- сокращению срока службы электрооборудования, в виду его нагрева,
- снижению производительности двигателей электроприемников.

Потери и срок службы электрооборудования определяет электромагнитное воздействие, а производительность влияет на технологический процесс. Влияние качества электроэнергии на технико-экономические показатели сети и электрооборудования проявляется совместно с другими факторами, выделить его представляется возможным только аналитическим расчетным методом. При наблюдаемых последствиях - выходе оборудования из строя или брака продукции на производстве, необходимо произвести контроль параметров электроэнергии и анализ их степени возможного воздействия на режим работы, так как причин может быть несколько и проявляться они могут в разной степени.

5.3 Экспериментальное исследование системного эффекта повышения качества напряжения в электрической сети с малой синхронной генерацией

Влияние присоединения распределенной генерации на качество электроэнергии в электрической сети

Системный эффект заключается в симметрировании напряжений на шинах присоединения энергоблоков ЛСЭ, смежных подстанциях, точках присоединения электроприемников прилегающего района электрической сети путём компенсации части несимметрии напряжений при подключении МГ, как идеального источника трехфазной ЭДС.

Фиксация эффекта возможна по измерениям напряжений и углов сдвига напряжения по фазам в режимах с включенными и отключенными от электрической сети энергоблоками МГ.

Выполнены экспериментальные исследования на физической (электродинамической) модели энергосистемы влияния присоединения синхронных генераторов МГ к распределительной сети на симметрию и синусоидальность напряжения в узлах нагрузки прилегающего района сети [101-105].

Технологические услуги локального характера, которые МГ может оказывать потребителям электроэнергии и электросетевой распределительной компании, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Эффекты локального характера, исследуемые в работе

| Услуга | Полезность | Адресант | Адресат | Содержание |
|-------------------------------------|--|-----------------|-------------------------------|--|
| Симметрирование питающих напряжений | Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с несимметричной нагрузкой | МГ | Потребитель, сетевая компания | Снижение перекоса фаз |
| Синусоидальность режима напряжения | Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с нелинейной нагрузкой | | | Снижение искажений формы кривой напряжения |

Исследование симметрирования

Для исследования эффекта симметрирования напряжения с помощью МГ на ЭДМ использовалась экспериментальная схема, представленная на Рисунке 5.3.

Мощности нагрузки и подключаемого синхронного генератора МГ соизмеримы. Несимметрия моделировалась обрывом на нагрузке одной фазы питающей линии. Линия электропередачи ЛЭП-1 моделировала сеть 10-110 кВ, а ЛЭП-2 распределительную сеть 0,4 кВ.

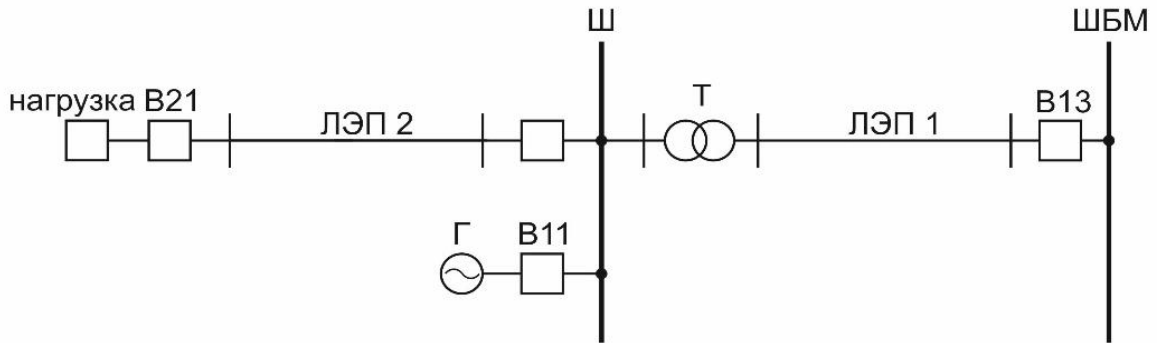


Рисунок 5.3 - Экспериментальная схема по исследованию несимметрии

Измерения качества электроэнергии проводились одновременно во всех точках моделируемой сети, наибольшее значение несимметрии напряжения возникало на нагрузке в месте обрыва фазы.

Характеристики режимов напряжения в месте обрыва фазы представлены на Рисунке 5.4 и в Таблице 5.4.

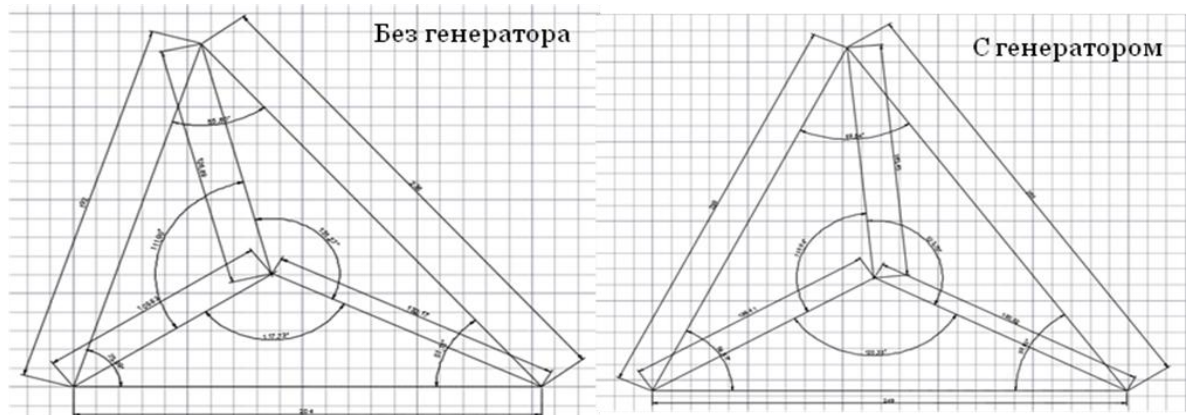


Рисунок 5.4 – Векторные диаграммы фаз напряжения при моделировании несимметрии в ЛСЭ без участия МГ и с участием

Таблица 5.4 - Результаты исследования симметрирования напряжения

| Эксперимент | U, В | | | | Симметричные составляющие U, В | | Коэффициент несимметрии U, % | |
|-------------|-------|-----|----------|-----|--------------------------------|--------|------------------------------|------|
| | U_A | | U_{AB} | | U_1 | | | |
| 1. Без МГ | U_A | 125 | U_{AB} | 224 | U_1 | 205,88 | K_{2U} | 9,25 |
| | U_B | 121 | U_{AC} | 203 | U_2 | 19,04 | | |
| | U_C | 107 | U_{BC} | 192 | U_0 | 9,56 | K_{0U} | 4,64 |
| 2. С МГ | U_A | 154 | U_{AB} | 268 | U_1 | 260,27 | K_{2U} | 2,98 |
| | U_B | 152 | U_{AC} | 257 | U_2 | 7,75 | | |
| | U_C | 145 | U_{BC} | 256 | U_0 | 3,05 | K_{0U} | 1,17 |

Результаты показывают положительное влияние МГ на симметрирование напряжения в прилегающем районе сети. Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности в удаленной от генератора точке района сети уменьшились при подключении МГ в 3 раза и не превысили установленного в РФ предельно допустимого значения 4%.

Исследование синусоидальности

Для исследования эффекта снижения искажений формы кривой напряжения и подавления высших гармонических составляющих с помощью МГ использована экспериментальная схема ЛСЭ (Рисунок 5.5). Мощности линейной и нелинейной нагрузки и подключаемого генератора МГ соизмеримы. Линия электропередачи ЛЭП-1 моделировала сеть 10-110 кВ, а ЛЭП-2 и ЛЭП-3 распределительную сеть 0,4 кВ. В экспериментах использовалось подключение нескольких генераторов для определения влияния каждого и взаимного при совместной работе.

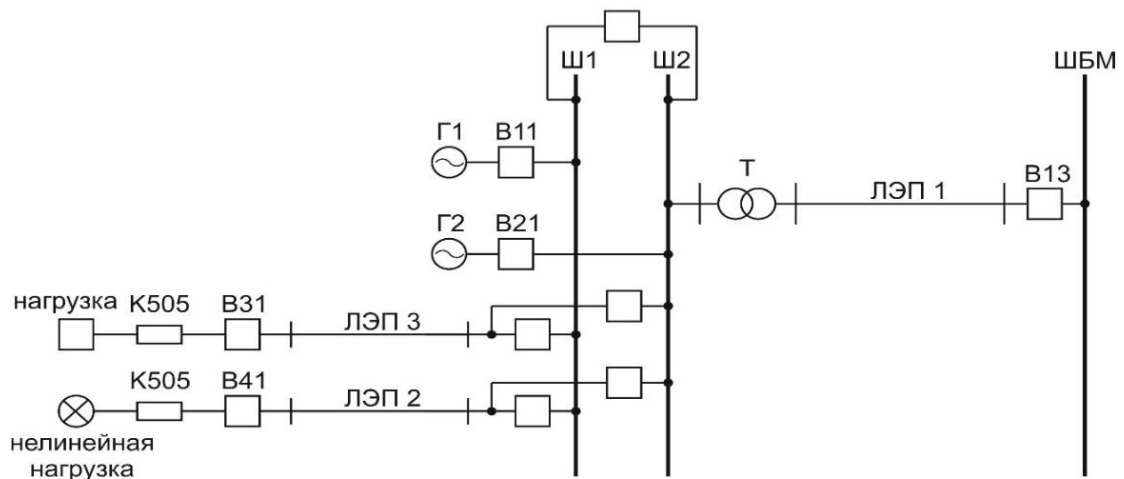


Рисунок 5.5 - Экспериментальная схема по исследованию синусоидальности

В качестве нелинейного элемента нагрузки (НН) в схеме использовалась газоразрядная нагрузка, вольт-амперная характеристика которой в ходе работы была получена экспериментальным путем (Рисунок 5.6).

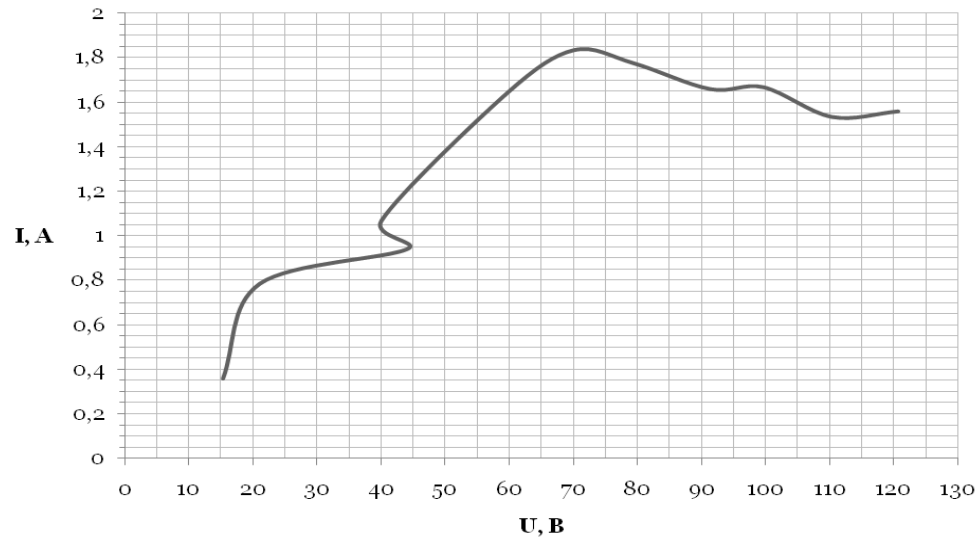
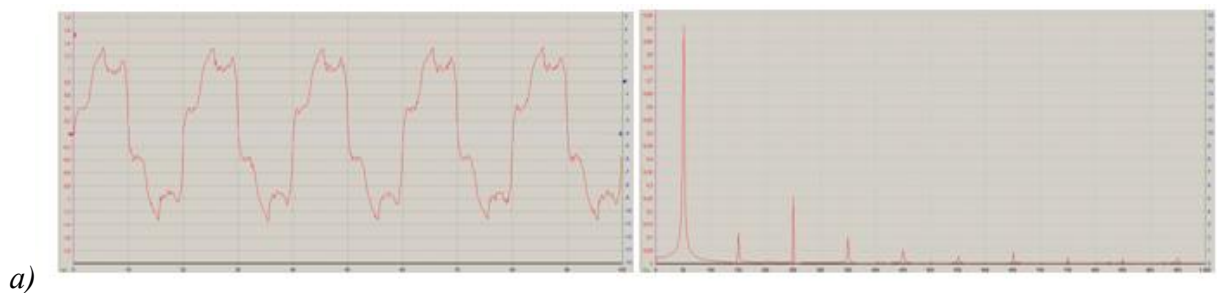


Рисунок 5.6 - Вольт-амперная характеристика газоразрядной нелинейной нагрузки, используемой в экспериментах по исследованию синусоидальности

По результатам экспериментов получены графики (Рисунок 5.7 - 5.9) напряжений и спектры сигналов гармонических составляющих при вариации длины питающей НН линии и выдаваемой мощности МГ.

Измерения качества напряжения происходили во всех точках ЛСЭ, а для анализа представлены графики на НН с наибольшей несинусоидальностью и удаленностью от места подключения МГ.



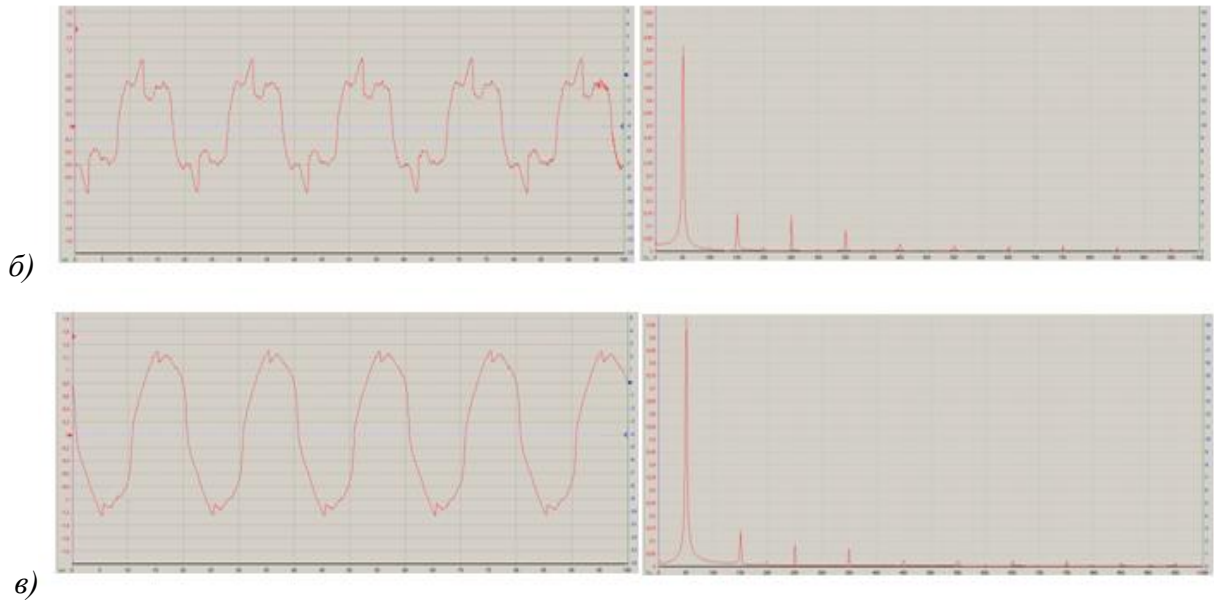


Рисунок 5.7 - Графики и спектральный состав напряжения на НН при мощности, выдаваемой МГ $P_{ген.} \approx 10\%$ от $P_{ген.маж.}$: а) при включении НН в точке общего присоединения, без МГ; б) при включении НН к точке общего присоединения через ЛЭП-2, без МГ; в) при включении НН к точке общего присоединения через ЛЭП-2, с участием МГ

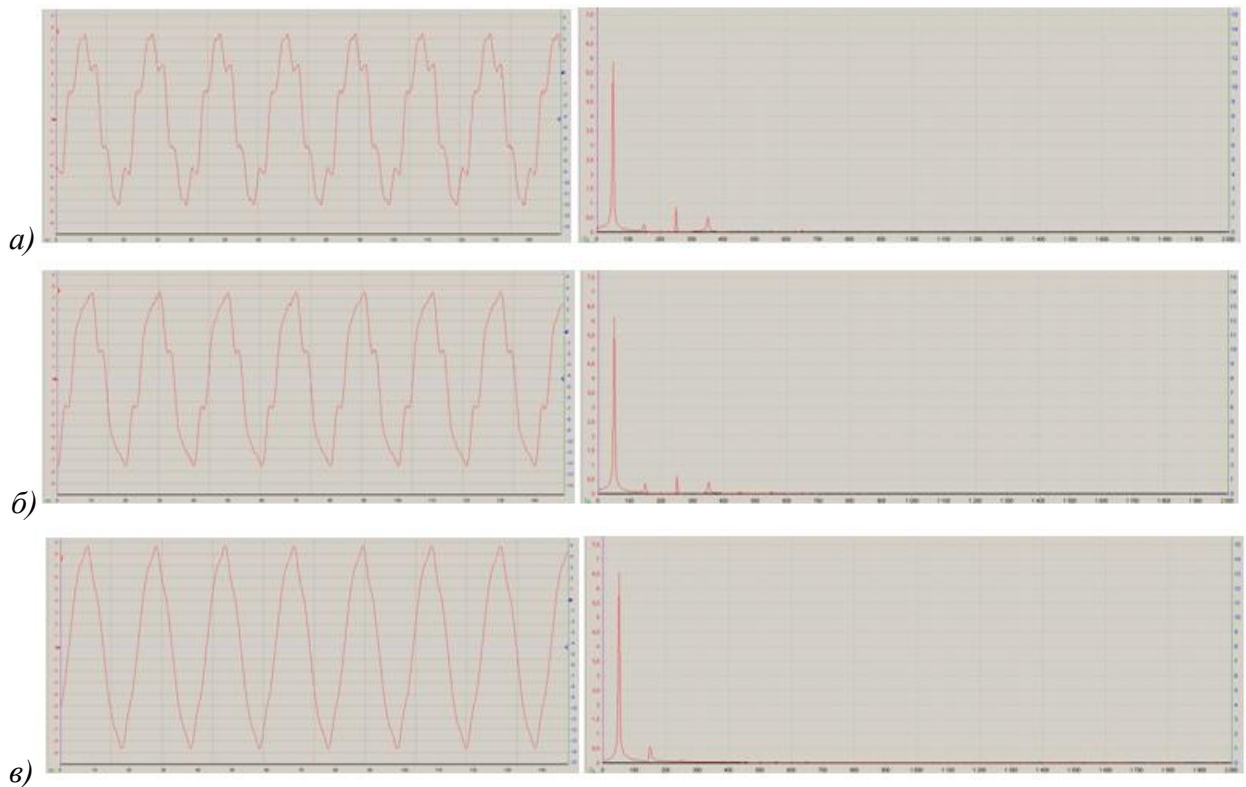


Рисунок 5.8 - Графики и спектральный состав напряжения на НН при мощности, выдаваемой МГ $P_{ген.} \approx 50\%$ от $P_{ген.маж.}$: а) при включении НН в точке общего присоединения, без МГ; б) при включении НН к точке общего присоединения через ЛЭП-2 и ЛЭП-3, без МГ; в) при включении НН к точке общего присоединения через ЛЭП-2 и ЛЭП-3, с участием МГ

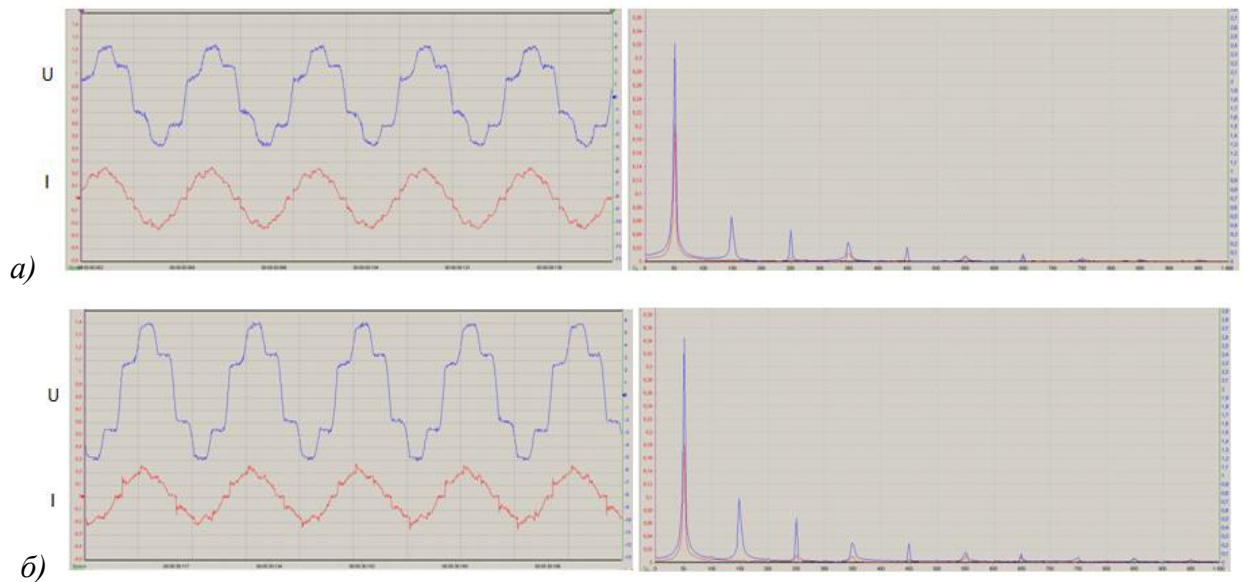


Рисунок 5.9 - Графики и спектральный состав напряжений и токов на НН при мощности, выдаваемой МГ $P_{ген.} \approx 100\%$ от $P_{ген.макс.}$: а) при включении НН в точку общего присоединения через ЛЭП-2, без МГ; б) при включении НН в точку общего присоединения через ЛЭП-2, с участием МГ

Оценка воздействия МГ на качество напряжения в ЛСЭ по данным экспериментов представлена коэффициентом гармонических искажений кривой напряжения (КГИ) (Таблица 5.5).

Таблица 5.5 - Результаты исследования синусоидальности напряжения

| Схема соединения нагрузки | звезда | треугольник | |
|--|---|---|--|
| | К _Г , % | | |
| 1. Нелинейная нагрузка в точке общего ЛСЭ присоединения, без МГ | 34,13 | 17,05 | |
| 2. Нелинейная нагрузка в точке общего присоединения ЛСЭ через ЛЭП-2 (ЛЭП-2 и ЛЭП-3), без МГ | 37,03 | (13,61) | 25,91 |
| 3. Нелинейная нагрузка в точке общего присоединения ЛСЭ через ЛЭП-2 (ЛЭП-2 и ЛЭП-3), с участием МГ | $P_{ген.} \approx 10\%$ от $P_{ген.макс.}$ | $P_{ген.} \approx 50\%$ от $P_{ген.макс.}$ | $P_{ген.} \approx 100\%$ от $P_{ген.макс.}$ |
| | 15,79 | (8,64) | 31,23 |

При работе с МГ значение КГИ напряжения в отдаленной точке сети ЛСЭ на НН уменьшилось в 2 раза. При максимальной загрузки МГ происходит насыщение магнитной цепи синхронного генератора, и в результате снижается качество электроэнергии в прилегающем районе ЛСЭ. Согласно действующему в России стандарту КГИ напряжение для сети 0,4 кВ не должно превышать предельно допустимого значения 12%.

5.4 Рекомендации по учету системных эффектов в электрических сетях с малой генерацией

Оценка эффекта на основе рассмотрения ущербов в ЭЭС

Оценку эффекта при подключении ЛСЭ к энергосистеме большой мощности можно проводить при рассмотрении возникающих ущербов и возможности их устранения. Под ущербом применительно к сфере энергетики понимают потери, выраженные в стоимостной форме вследствие повреждения электрооборудования и электротехнических устройств, несогласованности работы предприятия и системы энергоснабжения, а также другие расходы, связанные с ухудшением качества электрической энергии и перерывами в электроснабжении [106-107].

Для энергоснабжающих организаций ущерб определяется:

- штрафными санкциями вследствие перерывов в электроснабжении;
- затратами на восстановление оборудования и его аварийный ремонт, также потерями, связанными с недоамортизацией при досрочной ликвидации;
- дополнительными потерями электроэнергии в электрической сети в связи с отклонением от оптимального электрического режима;
- дополнительными затратами топлива, расходуемого на пуск агрегатов;
- недополучением прибыли и недоотпуск электроэнергии за время восстановления электроснабжения, а также при отключении с предупреждением при прохождении максимума графика нагрузки.

Для конкретного предприятия величина ущерба определяется потерей части прибыли, замораживанием основных и оборотных фондов, браком продукции, перерасходом средств на оплату труда, выделением средств на создание дополнительного резерва, отвлечением определенных экономических ресурсов из других отраслей.

При подключении малой генерации на параллельную работу к энергосистеме с помощью Автоматики опережающего сбалансированного деления уменьшается риск (сводится к нулю) отключения потребителей на срок более чем 24 часа, вследствие чего исключается возможность возникновения рассматриваемых экономических ущербов.

Мониторинг влияния малой генерации на качество электроэнергии

Для сети переменного тока выражение полной потребляемой мощности электроприемниками, присоединенными к распределительной электрической сети, определяется по известному выражению:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где S – полная мощность, P – активная мощность, Q – реактивная мощность.

Но в электрических сетях с нелинейными элементами, а, как правило, это все распределительные сети энергосистемы, полная мощность идет на создание активной мощности, реактивной мощности и мощности искажения, которая представляют собой фактически потери электроэнергии [108-109]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + T^2},$$

где S – полная мощность, P – активная мощность, Q – реактивная мощность, T – мощность искажений.

Мощность искажения в электрических сетях можно определить исходя из значений гармонического состава тока и напряжения. Выражение для расчета мощности искажения через значения тока и напряжения для n – гармоник:

$$T = \sqrt{\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=1}^n U_i I_j (U_i I_j - U_j I_i \cos(\varphi_i - \varphi_j)) + U_j I_i (U_j I_i - U_i I_j \cos(\varphi_i - \varphi_j))},$$

где $U_{i,j}$ и $I_{i,j}$ – значения напряжения и тока гармонических составляющих.

Для фиксации системного эффекта по повышению качества электроэнергии в электрической сети локальной части энергосистемы предлагается использование долевого участия (вклада) присоединенных электроприемников и генерации в повышение и снижение качества электроэнергии в электрической сети.

Критерием разделения и оценки характера влияния нагрузки потребителей и МГ в изменении качества электроэнергии является определение направления и значений в точке общего присоединения ЛСЭ мощности искажения, которую генерируют электроприемники потребителей в общую электрическую сеть, а малая генерация это компенсирует (Рисунок 5.10).

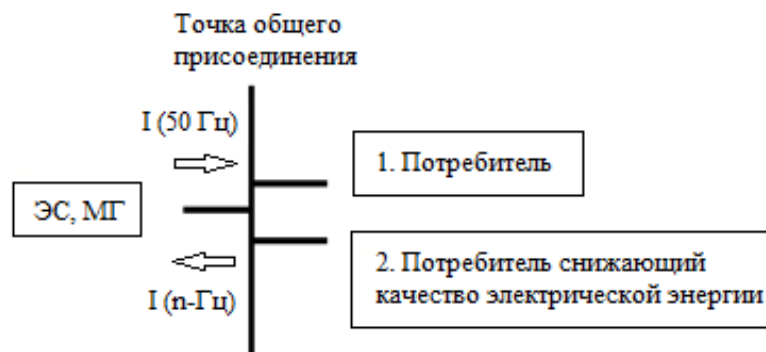


Рисунок 5.10 – Точка общего присоединения эквивалентного района сети ЛСЭ с потребителями и МГ

Для этого в точке общего присоединения составляется баланс искажающей мощности относительно узла присоединения потребителей и МГ для каждой отдельной гармонической составляющей по формуле:

$$\sum_{i=1}^n P_s^i = 0; \sum_{i=1}^n Q_s^i = 0,$$

где P_s , Q_s – активная и реактивная мощность искажения, каждой гармонической составляющей; n – количество присоединений к точке общего присоединения.

Для каждой из гармонических составляющих рассчитывается коэффициент долевого участия - d_m в искажении и МГ в повышении качества напряжения каждого m -ого потребителя:

$$d^m = \frac{P_s^m * \sum_{i=1}^n P_s^{-(i)} + Q_s^m * \sum_{i=1}^n Q_s^{-(i)}}{(\sum_{i=1}^n P_s^{-(i)})^2 + (\sum_{i=1}^n Q_s^{-(i)})^2},$$

где P_s^m , Q_s^m – мощности искажения m -ого присоединения в узле точки общего присоединения сети, учитывающиеся согласно знаку.

Таким образом, с учетом коэффициента долевого участия можно измерить величину вклада разных электроприемников в изменении качества электроэнергии в пунктах питания распределительной электрической сети, а формализация влияния на качество электроэнергии электроприемников в стоимостном эквиваленте подразумевается формируемыми договорными отношениями между участниками розничного рынка электроэнергии.

Особенности учета системных эффектов состоят в том, что при непрерывных изменениях режима распределительной сети с МГ необходимо в режиме реального времени оценивать влияния различных потребителей (электроприемников), сетевых элементов и генерирующих установок на надежность электроснабжения локального района сети, эффективность (минимизацию потерь) при распределении и передаче электроэнергии и её качество, классифицировать и распределять эффекты между субъектами отношений.

Выводы по главе 5

В главе представлены результаты исследования влияния присоединения МГ к электрической распределительной сети ЛСЭ на качество электрической энергии в узлах нагрузки прилегающего района.

Предлагается рассматривать МГ не только как поставщика товара - электрической энергии, но и как субъекта оказания системных электроэнергетических эффектов (услуг) локального характера по обеспечению желаемых режимных характеристик, в том числе надежности электроснабжения потребителей и качества электрической энергии.

Экспериментально на физической модели энергосистемы доказан положительный системный эффект влияния распределенной генерации в электрической сети на качество электрической энергии, а именно симметрирование и улучшение синусоидальности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие распределенной малой генерации, интегрированной в существующие электрические сети энергосистемы централизованного электроснабжения, способно модернизировать общую концепцию энергоснабжения обширных территорий, при этом данное направление является стратегическим направлением в электроэнергетике, способным решить накопившиеся проблемы, а именно: устранить локальные дефициты мощности, снизить потери электроэнергии, связанные с ее передачей на большие расстояния, обеспечить высокую надежность энергоснабжения, в т.ч. за счет живучести системы энергоснабжения, обеспечить короткие сроки ввода мощностей и окупаемости объектов малой генерации.

Данная работа направлена на создание автоматики, позволяющей снять технологические барьеры, связанные с присоединением малой генерации к существующим электрическим сетям и на создание на ее основе изолированно работающих энергосистем по типу SmartGrid.

На кафедре Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета с участием автора разработан и испытан на физической модели прототип автоматики управления режимом параллельной работы локальной системы электроснабжения на базе электростанции малой генерации с внешней электрической сетью энергосистемы, основанной на предложенном и запатентованном способе опережающего сбалансированного отделения. Исследованы возможности ее применения в электрической сети.

Создаваемая автоматика позволяет построить мультиагентную систему управления режимом электрической сети с распределенными объектами синхронной малой генерации. Объекты малой генерации, как правило, представляют собой системы энергоснабжения, способные работать автономно, однако, в целях повышения надежности энергоснабжения потребителей, экономической эффективности использования генерирующих мощностей и качества поставляемой электроэнергии локальной системой электроснабжения, включают на параллельную работу с общей внешней электрической сетью. Локальная автоматика (агент) осуществляет автоматическое независимое от централизованной системы управление нормальными, аварийными режимами объекта малой генерации, отделение его сети и изменение состава включенного оборудования. В совокупности эти агенты решают задачу децентрализованного управления режимами объектов с синхронной малой генерацией, работающих в общей электрической сети.

Представление о дальнейшем развитии темы исследования

Дальнейшее развитие работы связано с реализацией технических проектов, учитывающих полученные рекомендации по проектированию локальных систем электроснабжения с малой генерацией, применению и эксплуатации предложенной автоматики.

Под разные задачи развития энергосистем с малой генерацией, проектирование систем электроснабжения с установками малой генерации, или присоединения на параллельную работу существующих электростанций малой генерации в составе локальных систем электроснабжения к электрической сети, или создание на базе группы электростанций малой генерации изолированно работающих энергосистем и их последующая интеграция в энергосистему большой мощности, требуется проработка целого ряда технических системных решений, учитывающих особенности работы генерирующих установок малой мощности и функционирования существующих распределительных электрических сетей.

Разработанная автоматика даст развитие локальной малой распределенной энергетики, постепенно произойдет трансформация электросетевого комплекса, преобразование распределительных сетей до 110 кВ в «открытые» интеллектуальные энергосистемы системы, как для объектов генерации, так и потребителей, их свободному присоединению и участию в отношениях на рынках электроэнергии, услуг и сервисов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва
АОД – автоматика опережающего деления
АОСД – автоматика опережающего сбалансированного деления
АРВ – автоматическое регулирование возбуждения
АРМ – автоматизированное рабочее место
АСЭМПЧ – асинхронизированный электромеханической преобразователь частоты
В – выключатель
ВЛ – воздушная линия
Г – генератор
ГПУ – газопоршневая установка
ДГУ – дизель генераторная установка
ж/м – жилой массив
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
ИПО – измерительно-пусковой орган
ИРЭС – изолированно работающая электроэнергетическая система
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия
Л – линия
ЛСЭ – Локальная система энергоснабжения, MiniGrid
ЛЭП – линия электропередачи
МГ – малая генерация
Н – нагрузка
НЭС – Новосибирская электроэнергетическая система ЕЭС России
ПА – противоаварийная автоматика
ПС - подстанция
ПК – персональный компьютер
ПО – пусковой орган
ПЦР – преобразователь цифровой распределённый
ПЦР-Двв – преоб. цифровой распределённый дискретного ввода
ПЦР-Двыв – преоб. цифровой распределённый дискретного вывода
ПЦР-Н - преобразователи цифровые распределённые напряженческие
РЗА – релейная защита и автоматика
РП – распределительный пункт

Р – реактор
РЗА – релейная защита и автоматика
РП – распределительный пункт
РЭС – региональная электрическая сеть
РУ – распределительное устройство
С – состояние
СВ – секционный выключатель
СГ – синхронный генератор
СМГ – синхронная малая генерация
ТП – трансформаторный пункт
Т, Тр – силовой трансформатор
ТЭС – тепловая электрическая станция
УВ – управляющее воздействие
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя
УСОД – устройство сбора и обработки данных
ФЭСМ – фотоэлектрические солнечные модули
ЭВМ – электронно-вычислительная машина
ЭДМ – электродинамическая модель
ЭДС – электродвижущая сила
ЭС, ЭЭС - энергосистема
ЭЭ – электроэнергия
Ш – шина
ШБМ – шина бесконечной мощности
ШСВ – шиносоединительный выключатель
S – сечение
ТА, ТТ – трансформатор тока
ТВ, ТН – трансформатор напряжения

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Локальная система энергоснабжения (ЛСЭ) - система энергоснабжения на основе собственной генерации малой мощности (1-25 МВт).

MiniGrid – локальная система энергоснабжения мощностью от 1 МВт до 100 МВт, с системообразующим напряжением от 6 до 110 кВ, использующая источники одного или разного рода, способная работать, как изолированно, так и при объединении с другими MiniGrid и MacroGrid, оснащенная системами технологического управления, обеспечивающими безопасность для оборудования и надежность энергоснабжения в режимах автономной и параллельной работы, возможность обмена энергией, предоставления и получения системных услуг от присоединенных MiniGrid и MacroGrid, а также системами заключения договоров и коммерческого учета обмена энергией, предоставленных услуг.

Присоединенная к внешней электрической сети Локальная система энергоснабжения - Локальная система энергоснабжения, имеющая электрические связи с внешней электрической сетью, используемые для резервирования потребителей при отключении собственной генерации.

Интегрированная с внешней электрической сетью Локальная система энергоснабжения (MiniGrid) - Локальная система энергоснабжения с общим с внешней электрической сетью электрическим режимом, позволяющим обмениваться мощностью (режим параллельной работы генерации ЛСЭ и внешней электрической сети).

Локальная умная (Smart) система энергоснабжения (Smart MiniGrid) – самобалансирующаяся локальная система энергоснабжения, работающая в зависимости от условий автономно или параллельно с внешней электрической сетью, управляемая интеллектуальной независимой системной автоматикой, обеспечивающей режим автоматического управления.

Системная автоматика ЛСЭ (MiniGrid) – комплексная независимая режимная и противоаварийная автоматика Minigrd.

Умная (Smart) системная автоматика ЛСЭ (MiniGrid) - комплексная независимая режимная и противоаварийная автоматика MiniGrid с автооператором, использующая искусственный интеллект (базу правил с механизмом принятия решений) для осуществления автоматического комплексного управления режимами MiniGrid, включая выбор и специализацию работающего генерирующего оборудования, переходы из автономного режима в параллельный и обратно.

Диспетчер ЛСЭ – работник диспетчерского центра ТЭС, уполномоченный на выдачу команд оперативному персоналу ЛСЭ на изменение режима обслуживаемого оборудования.

Автономный режим ЛСЭ – режим энергоснабжения потребителей, обеспеченный исключительно выработкой энергии на ТЭС.

Режим параллельной работы ЛСЭ с ТЭС с внешней электрической сетью (Параллельный режим ЛСЭ) – режим энергоснабжения потребителей, при котором балансы электрической мощности и энергии обеспечиваются генераторами ТЭС и внешней электрической сетью. Генераторы в этом режиме работают синхронно с частотой внешней электрической сети за счет синхронных электрических связей с ПС присоединения.

Сечение электрической сети – элементы электрической сети, отключение которых разделяет электрическую сеть на две независимые части.

Переток мощности по сечению – сальдо (сумма с учетом направлений) перетоков мощности по элементам сети, входящим в сечение.

Групповое регулирование (активной, реактивной мощностей, частоты, напряжения) – регулирование параметра группой генераторов, один из которых (ведущий) осуществляет непосредственное регулирование, а остальные поддерживают постоянство заданной уставкой доли в активной или реактивной мощности ведущего генератора.

Сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети – отделение (отключение выключателями) ЛСЭ от внешней электрической сети по сечению с нулевыми или близкими к нему перетоками активной и реактивной мощностями.

Опережающее сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети – экстренное (противоаварийное) отделение ЛСЭ от внешней электрической сети по заранее подготовленным сечениям до срабатывания основных защит электрической сети и, при необходимости, с балансированием ЛСЭ, т.е. отключением избыточной генерации (энергоблоков, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть), обеспечивающее сохранение энергоснабжения потребителей и нормальную работу электростанции.

Испытания технического устройства – экспериментальное определение или проверка количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний в специально создаваемых условиях его функционирования.

Условия испытаний – совокупность воздействующих факторов и (или) режимов функционирования объекта при испытаниях.

Объект испытаний – продукция, подвергаемая испытаниям.

Модель для испытаний – техническое устройство (прототип технического устройства), процесс, явление, математическая модель, находящиеся в определенном соответствии с объектом испытаний и (или) воздействиями на него и способные замещать их в процессе испытаний.

Метод испытаний – правила применения определенных способов и средств испытаний.

Объем испытаний – характеристика испытаний, определяемая количеством и видами испытаний, а их также суммарной продолжительностью

Программа испытаний – организационно-методический документ, устанавливающий объект и цели испытаний, виды, последовательность и объем проводимых экспериментов, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, обеспечение и отчетность по ним, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний.

Методика испытаний – организационно-методический документ, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, алгоритмы выполнения операций по определению характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды

Средство испытаний – любое техническое устройство, используемое при проведении испытаний.

Испытательное оборудование (установка) – средство испытаний, представляющее собой техническое устройство для воспроизведения условий испытаний.

Результат испытаний – оценка характеристик свойств объекта, установления соответствия объекта заданным требованиям по данным испытаний, результаты анализа качества функционирования объекта в процессе испытаний

Протокол испытаний – документ, содержащий необходимые сведения об объекте испытаний, применяемых методах, средствах и условиях испытаний, результаты испытаний, а также заключение по результатам испытаний

Воспроизводимость результатов испытаний – характеристика результатов испытаний, определяемая близостью результатов испытаний одного и того же объекта по единым методикам в соответствии с требованиями одного и того же нормативного документа.

Средство измерений – техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инновационная электроэнергетика - 21 // под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая - М.: ИЦ «Энергия», 2017. – 584 с.
2. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. - 2018. - № 1. - С. 2-6.
3. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. ИНЭИ РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО. Москва, 2019. – 210 с.
4. Бухгольц Б.М. SmartGrids - основы и технологии энергосистем будущего : пер. с англ. / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински; [под общ. ред. Н.И. Воропая ; науч. ред. пер. Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев]. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017. - 461 с.
5. Фишов А.Г., Ландман А.К., Сердюков О.В. SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации // Сборник докладов VIII Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2017». В 3 т. – Самара: СамГТУ, 2017. – Т. 1. С. 27-34.
6. Кучеров Ю.Н., Бушуев В.В., Иванов А.В., Корев Д.А., Утц С.А., Шихина А.В. Комплексное развитие новых технологий энергожизнеобеспечения SMART CITIES // Окружающая среда и энерговедение. 2019. № 3. С. 49-69.
7. Воропай Н.И., Бушуев В.В. Энергетический фактор в структуре национальной безопасности России//Энергетическая политика. 2017. № 1. С. 9-19.
8. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. - М.: ИАЦ Энергия, 2010. - 208 с.
9. Ackermann, T. Distributed generation: a definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder // Electric Power Systems Research. – 2001. — V. 57, №3. — P. 195–204.
10. Ackermann T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002, Volume 2, Conference Paper, Publisher: IEEE Cited by: Papers (122).
11. R. Kuwahata, N. Martensen, T. Ackermann and S. Teske «The role of microgrids in accelerating energy access» 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012, pp. 1-9.

12. T. Ackermann et al., "Integrating Variable Renewables in Europe : Current Status and Recent Extreme Events," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 13, no. 6, pp. 67-77, Nov.-Dec. 2015.
13. N. Hadjsaid, J. Cl. Sabonnadiere, J. P. Angelier. Les reseauxelectriques de distribution: du patrimoinea l'innovation// REE journal. January 2010. №1. pp. 81 - 95.
14. N. Hadjsaid, J. Cl. Sabonnadiere, J. P. Angelier. Les systemeselectriques de l'avenir SmartGrids// REE journal. January 2010. №1. pp. 96-110.
15. N. Hadjsaid, L. Le-Thanh, R. Caire, B. Raison, F. Blache, B. Stahl, R. Gustavsson. Integrated ICT framework for Distribution Network with Decentralized Energy Resources: Prototype, Design and Development // IEEE PES GM'2010. Mineapolis. MN. USA. July 24-29, 2010.
16. N. Hadjsaid. La distribution de l'energieelectrique en presence de la production decentralisee// Edition Hermes, 2010.
17. N. Hadjsaid. Les reseauxelectriques de distribution: de la production decentralisee aux SmartGrids II Edition Hermes, 2010.
18. N. Hadjsaid, J. Cl. Sabonnadiere. Electrical Distribution Networks // ISTE-John Wiley, 2011.
19. J. Cl. Sabonnadiere, N. Hadjsaid SmartGrids: les reseauxelectriquesintelligents// Hermes, 2012.
20. Salvatore D'Arco, Jon Are Suul, Olav B. Fossob, «A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids» // Electric Power Systems Research, Volume 122, May 2015, Pages 180-197.
21. Barton, J, Emmanuel-Yusuf, D, Hall, S, Johnson, V, Longhurst, N, O'Grady, A, Robertson, E, Robinson, E & Sherry-Brennan, F 2015 «Distributing Power. A transition to a civic energy future» [Электронный ресурс] Режим доступа: https://purehost.bath.ac.uk/ws/portalfiles/portal/137232615/FINAL_distributing_power_report_WEB.pdf
22. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р.
23. Васильев В.В., Бушуев В.В., Кобец Б.Б., Лизалек Н.Н. Интеллектуальное развитие электроэнергетики с участием «активного потребителя» // Энергетическая политика. 2013. - 84 с.
24. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4-17.

25. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф., Холкин Д., Дацко К. Распределенная генерация в России: потенциал развития. М.: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2018.
26. Шиллер М.А. Контроль устойчивости режимов электрических сетей с распределённой генерацией: дис. канд. техн. наук. – Новосибирск: НГТУ, 2015 – 156 с.
27. В.В. Денисов, А.Г. Фишов и М.А. Шиллер "Макетирование и испытание системы контроля устойчивости генераторов по данным векторных измерений", журнал «Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока» №1-2, 2014 г.
28. Фишов А.Г., Карджаубаев Н.А., Эрдэнэбат Э. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: международная выставка и конференция, Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.: сборник докладов - Санкт-Петербург, 2017.
29. Фишов А. Г. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / А. Г. Фишов, Н. А. Карджаубаев // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2018. – Т. 22, № 6 (137). – С. 183–195.
30. Карджаубаев Нурлан Арапович Мультиагентное регулирование напряжения в многосвязных электрических сетях : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Карджаубаев Нурлан Арапович ; науч. рук. А. Г. Фишов ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2018. – 176 л.
31. Мукатов Б.Б. Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Вестник Алма-атинского университета энергетики и связи. – 2013. – № 4 (23). – С. 6–15.
32. Мукатов Б.Б. Управление разделением и восстановлением сети с использованием экспертных технологий: диссертация кандидата технических наук: 05.14.02 // Фишов А.Г. д.т.н., проф. (научный руководитель); Новосибирский государственный технический университет - Новосибирск, 2017. - 178 с.
33. Кучеров Ю.Н., Гуревич Ю.Е. Проблемы обеспечения безопасности потребителей и объектов электроэнергетики при нарушениях работы энергосистемы//Энергетик. 2007, № 8. С. 8-12.
34. Куликов А.Л., Шарыгин М.В., Илюшин П.В. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии // Электрические станции. 2019. № 7 (1056). С. 50-56.

35. Ерохин П.М., Ерошенко С.А., Паздерин А.В., Самойленко В.О., Рывлин А.Л., Стерлягова С.А. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети // Промышленная энергетика. 2016. № 2. С. 6-12.
36. Онисова О.А. Направления развития электроэнергетических систем с малыми распределенными электростанциями // Релейщик, 2014, № 4. С. 20-25.
37. Илюшин П.В. Разработка схем выдачи мощности объектов распределенной генерации с учетом особенностей современных генерирующих установок // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2 (53). С. 28-35.
38. Chowdhury, S. Microgrids and Active Distribution Networks [Text] / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. - The Institution of Engineering and Technology. Renewable Energy series 6, 2009. - 297 p.
39. АО «Системный оператор единой электроэнергетической системы России» [Электронный ресурс] www.so-ups.ru
40. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году // АО «Системный оператор единой электроэнергетической системы России» [Электронный ресурс] www.so-ups.ru
41. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] // www.gks.ru
42. Дильман М.Д., Филиппов С.П. Требования к топливной эффективности перспективных когенерационных установок // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. №5. С. 102-111.
43. Филиппов С.П., Дильман М.Д. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика, № 4, 2014, С. 7-11.
44. Дронова Ю.В., Перепёлкина Е.В., Организация отношений между большой и малой энергетикой. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013. - 132 с.
45. Марченко А. И. Малая генерация как способ снижения энергоемкости и повышения энергоэффективности / А. И. Марченко, Ю. В. Дронова // Автоматизация и энергосбережение машиностроительного и металлургического производств, технология и надежность машин, приборов и оборудования : материалы XX Международной научно-технической конференции – Вологда : ВоГУ, 2015. – С.105-110.

46. Марченко А.И., Денисов В.В., Мурашкина И.С. Средства и способы управления параллельной работой электрической станции малой генерации с электрической сетью // Научный вестник НГТУ, том 74, № 1, 2019, с. 77– 90.
47. ООО «Генерация Сибири» [Электронный ресурс] www.gensib.ru
48. Caterpillar Energy Solutions GmbH Carl Benz Strabe. Power plants layout with gas engines (Planning and installation notes). 2014. pp. 6-16.
49. U.S. Environmental protection agency «Combined heat and power partnership». Catalog of CHP Technologies. Section.2. Technology characterization - reciprocating internal combustion engines. 2015. pp. 13-16.
50. Беркович М.А. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 240 с.
51. Барзам, А. Б. Системная автоматика : Учебник / А. Б. Барзам. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 446 с.
52. Делительные защиты автоматика деления при авариях/ М. А. Шабад. М.: НТФ "Энергопрогресс", 2006. 64 с.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 7 (91)].
53. Фёдоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики / Новосибирский институт повышения квалификации, 2004 - 277с.
54. Автоматика энергосистем: учебное пособие / составители Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, М.В. Андреев, А.О. Сулайманов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 196 с.
55. Овчаренко Н.И., Автоматика энергосистем : учебник для вузов / Н.И. Овчаренко ; под ред. чл.-корр. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова - М. : Издательский дом МЭИ, 2016.
56. СТО 59012820. 29.240. 001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М.: АО СО ЕЭС, 2011.
57. Фишов А.Г., Мукатов Б.Б., Марченко А.И. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях. Патент РФ № 2662728, Опубликовано: Бюллетень изобретений №22 от 30.07.2018.
58. Fishov A.G., Marchenko A.I. Synchronized mode operation of distributed generation in power grid // 12 Intern. forum on strategic technology (IFOST 2017): proceedings, Korea, Ulsan, 31 May–2 June 2017. Ulsan. 2017. V. 1. P. 276–280.

59. Марченко А.И., Фишов А.Г., Мурашкина И.С. Управление режимом синхронной работы малой генерации в электрической сети // IX конференция Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири «Планирование и управление электроэнергетическими системами»: Материалы конференции, Кемерово, 07 декабря 2017 г., Секция 1 «Прогнозирование и управление режимами работы энергосистем». – С. 1 - 11.
60. Марченко А. И. Исследование устойчивости параллельной работы локальной системы энергоснабжения малой мощности с внешней электрической сетью энергосистемы / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, В. В. Денисов, И. С. Мурашкина // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2020. – № 1. – С. 116–127.
61. Алиев и.И., Абрамов м.Б. Электрические аппараты. Справочник // М: РадиоСофт, 2004.
62. Справочник по электрооборудованию. Устройства защиты и управления. Электрические устройства // АВВ. 2014.
63. Технический справочник Schneider Electric // Schneider Electric, 2015.
64. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. - Москва: Высшая школа, 1970. - 472 с.
65. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М., Энергия, 1979. – 456 с.
66. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов / С.А. Ульянов. – Москва : Энергия, 1970. – 529 с.
67. Эрдэнэбат Энхсайхан Управление режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией (на примере монгольской энергосистемы) : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Эрдэнэбат Энхсайхан ; науч. рук. А. Г. Фишов ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2019. – 178 л.
68. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – Москва : Логос, 2008. – 162 с.
69. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
70. П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров, А.З. Жук, Ф.В. Веселов «Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему», журнал «Академия энергетики» № 6 (62), 2014.
71. Илюшин П.В. Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий / Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы

- исследования надежности больших систем энергетики». Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев. Сыктывкар: Изд-во ООО «Коми республиканская типография», 2016. С. 100-109.
72. Нудельман, Г.С. Исследование режимов электроэнергетических систем с распределенной генерацией / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013. - С. 1-8.
 73. Онисова О.А. Характеристика влияния распределенной генерации на функционирование релейной защиты и автоматики // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 5 (50). С. 88-93.
 74. Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография. - Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. - 280 с.
 75. Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, П.В. Илюшин, Ф.В. Веселов. Нормативно-техническое регулирование интеграции источников распределенной генерации, включая ВИЭ, в энергосистему. Материалы совместного заседания НТК НП «НТС».
 76. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. 2016. № 3 (1016). С. 2-10.
 77. Фишов А.Г., Марченко А.И., Ивкин Е.С., Семендяев Р.Ю. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: международная выставка и конференция, Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.: сборник докладов - Санкт-Петербург, 2017.
 78. Фишов А.Г., Марченко А.И. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2017. №5. – С.8-18.
 79. Гежа Е.Н., Глазырин В.Е., Глазырин Г.В., Ивкин Е.С., Марченко А.И., Семендяев Р.Ю., Сердюков О.В., Фишов А.Г. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети // Релейщик. - 2018. – №2. – С. 24–31.

80. Fishov A.G., Marchenko A.I., Murashkina I.S., Erdenebat E., Ivkin Y.S. Automation of unmanned low capacity power plant with synchronized generation // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) / Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018) : тр. 14 международная научно-техническая конференция, Новосибирск, 2–6 октября 2018 г. : в 8 т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т. 1, ч. 5. – С. 108–114. DOI: 10.1109/APEIE.2018.8545916
81. Fishov A.G., Semendyaev R.Y., Ifkin E. Reconfiguration of the electric grid, regulators and modes control of the “unmanned power station” of low power at parallel operation with an external grid [Electronic resource] // The 13 Intern. forum on strategic technology (IFOST 2018): proc., Harbin, China, 30 May–1 June, 2018. Harbin. 2018. P. 898–901.
82. Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов, Э. Эрдэнэбат Восстановление нормального режима в системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн.. - 2018. – № 11. – С. 50–61.
83. Сердюков О.В., Петрищев А. В., Фишов А. Г. Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. – Т. 22, № 1. – С. 168-185.
84. Костенко М.П. Электродинамическое моделирование энергетических систем // М. -Л.: Изд-во АН СССР, 1959. 419 с.
85. Веников В.А., Веников Г.В. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики): Учебник для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. - М: Высшая школа, 1984.
86. Строев В.А., Штробель В.А. Роль физического моделирования на современном этапе исследования электроэнергетических систем. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 6.
87. Pyushin P.V., Sukhanov O.A. The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities // Russian Electrical Engineering. 2014. Vol. 85. № 3. Pp. 133-137.
88. Анализ влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, Д.А. Чечушков. // Объединенный симпозиум, 30 августа - 2 сентября. Иркутск, Россия. – 2010.
89. Шевляков, В.И. Перспективы развития распределительных электрических сетей / В.И. Шевляков // Энергия России. - 2008. - № 7 (14). – С. 32-36.

90. Воропай Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2011. - № 3 (20). – С.11-16.
91. Казаков А.В., Заворин А.С., Новосельцев П.Ю., Табакаев Р.Б., Малая распределенная энергетика России : современная выработка тепло- и электроэнергии // Вестник науки Сибири № 4 (10) Серия Энергетика, Томский политехнический университет, 2013.
92. Марченко А.И., Фишов А.Г., Формирование локального рынка электроэнергетических услуг // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XX Всерос. науч.-техн. конф., Томск, 2–4 дек. 2014 г. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – Т. 1. – С. 358-362.
93. Марченко А. И, Фишов А.Г., Дронова Ю.В. Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям // «ЭНЕРГЕТИКА: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ» Материалы XXI Всерос. науч.-техн. конф. Томский политехнический университет. – Томск, 2-4 дек. 2015. Томск: Изд-во «Скан», 2015. Т.1. – 447 с. Секция-1 – Эффективность электроэнергетических установок и систем. – С. 176 – 180.
94. Марченко А. И, Фишов А.Г. Локальный рынок электроэнергетических услуг // «ВВЕДЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКУ» Материалы I Всероссийской молодежной научно-практической конференции. Кузбасский государственный технический университет. – Кемерово, 17-19 декабря 2014. Кемерово: Изд-во КузГТУ, 2014. Секция-2 – Электроэнергетика. Режим доступа: <http://science.kuzstu.ru/wp-content/Events/Conference/Other/2014/energ1/energ1/pages/Articles/2/Marchenko.pdf>
95. Марченко А. И. Системные эффекты от присоединения малой генерации к электрическим сетям / А. И. Марченко ; научн. Рук. А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации : сборник научных трудов : в 9 ч., Новосибирск, 1–5 декабря 2015 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 4. – С. 29-31.
96. А. И. Марченко, научн. рук. А. Г. Фишов, Ю. В. Дронова Развитие розничного рынка электроэнергии // Экономические аспекты развития энергетики. Энергия-2016 : XI международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, Иваново, 5-7 апреля 2016 г. : материалы конференции В 6 т. – Иваново : ИГЭУ, 2016.– Т. 6. – С. 18-21.
97. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах

- электроснабжения общего назначения // Введен приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ от 22.07.2013 г. N 400-ст
98. Войнов С.Л., Гамм А.З. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация Монография. Авторы: Воинов С. Л., Гамм А. З., Голуб И. И., Жежеленко И. В., Железко Ю. С, Нейман В. В., Саенко Ю. Л., Трофимов Г. Г., (СССР), Богуцки А., Попчик Я., Геппарт А. Полячек А., Цегельски М. (ПНР). Гливице — Иркутск, - 1988. - 249с.
 99. Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.; под ред. Ю.В. Шарова. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. - 320 с.
 100. РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1 Контроль качества электрической энергии». 2000 г.
 101. Марченко А. И., Фишов А. Г. Влияние присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети // Электротехника. Электротехнология. Энергетика : в 3 ч. Ч. 3 Секция "Энергетика": сборник научных трудов XII международной научной конференции молодых ученых, Новосибирск, 9-12 июня 2015 г. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015 - С. 148-151.
 102. Fishov A., Marchenko A. The impact of distributed generation on power quality of the electric network // Applied Mechanics and Materials. - 2015. – Vol. 792: Energy Systems, Materials and De-signing in Mechanical Engineering. - P. 248–254. - DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.792.248.
 103. Марченко А. И., Фишов А. Г. Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети (Modeling and Analysis of the Impact of Distributed Generation on Power Quality in the Electric Network) // Электроэнергетика глазами молодежи : тр. VI международной молодежной научно-технической конференции, Иваново, 9-13 ноября 2015 г. : в 2 т. - Иваново, 2015.- Т. 1. - С. 322-327.
 104. Марченко А. И. Разработка теоретических основ системы интеллектуального учета энергии и услуг в сетях Smart Grid (Development of theoretical bases of smart metering energy networks and services in Smart Grid) // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы XII международной научно-технической конференции, 19–23 сентября 2016 г., Казань. : в 3 т. – Казань : Казанский государственный энергетический университет, 2016. - Т. 3. – С. 260-261.

105. Марченко А. И. Интеллектуальные системы учета электроэнергии и системных услуг в электрических сетях с малой генерацией / А. И. Марченко ; научный руководитель А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации : сборник научных трудов : в 9 ч., Новосибирск, 5–9 декабря 2016 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 23-25.
106. Непомнящий В.А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения // Сборник: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 175-185.
107. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения. М.: Издательский дом МЭИ, 2010. 188 с.
108. Шклярский Я.Э., Брагин А.А., Добуш В.С. Влияние гармонического состава тока и напряжения на мощность искажения – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 4.
109. Башкиров О.В., Першенков П.П., Тюрин Е.А., Определение вклада потребителя в изменение показателей качества электроэнергии // Труды Международного симпозиума «Надежность и качество» - Пенза: Изд-во: Пензенский государственный университет», 2009. – Т. 1.

ПРИЛОЖЕНИЕ «А» РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЛОКАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВНЕШНЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ ЭНРЕГОСИСТЕМЫ

Целью исследования является проверка работоспособности и эффективности противоаварийного опережающего отделения ЛСЭ жилого массива «Березовое» от внешней электрической сети, а также настроек срабатывания пускового органа обеспечивающего техническую возможность безопасной синхронной работы энергоблоков малой мощности в составе ЛСЭ при параллельной работе с внешней электрической сетью.

Необходимость выполнения требований и обязательств по обеспечению надежного электроснабжения потребителей, а также повышения экономичности работы энергоблоков электростанции малой генерации за счет улучшения режимов её работы, привели к технологическому присоединению на параллельную работу ЛСЭ ж/м «Березовое» к электрическим сетям Новосибирской энергосистемы через подстанцию 110/10 кВ ПС «Силикатная» посредством специальной автоматики управления сущность которой была раскрыта в работе.

При составлении расчетных моделей электрической сети на 2020 год учитывался как планируемый ввод электросетевых объектов в районе рассматриваемого объекта, так и увеличение потребляемой мощности нагрузками присоединенных в центрах питания сети. Объемы электросетевого строительства приняты на основании данных «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019 – 2025 гг.» и «Схемы и программа перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области на период 2020 – 2024 гг.».

В главе 2 на рисунке 2.8 приведена схема моделируемого района электрической сети Новосибирской электроэнергетической системы ЕЭС России (НЭС) с эквивалентным замещением внешней части в узлах примыкания, а на рисунке 2.9 представлена схема замещения моделируемого района электрической сети НЭС с эквивалентным замещением внешней части в узлах примыкания.

Включение ЛСЭ ж/м «Березовое» к НЭС для режима параллельной работы осуществляется коммутацией выключателей В4.1 или В4.3 на ПС «Силикатная», соответственно присоединение осуществляется к тупиковой или транзитной линиям 110 кВ Ю-7, Ю-8 питающих ПС «Силикатная».

Схема выдачи мощности локальной системы энергоснабжения ж/м «Березовое» в электрическую сеть АО «Региональные электрические сети» НЭС (шины 10 кВ ПС «Силикатная») представлена на Рисунке П.1.

Моделирование динамических процессов при присоединении локальной системы электроснабжения с малой генерацией на параллельную работу к внешней электроэнергетической системе выполнялось в ПВК «Мустанг».

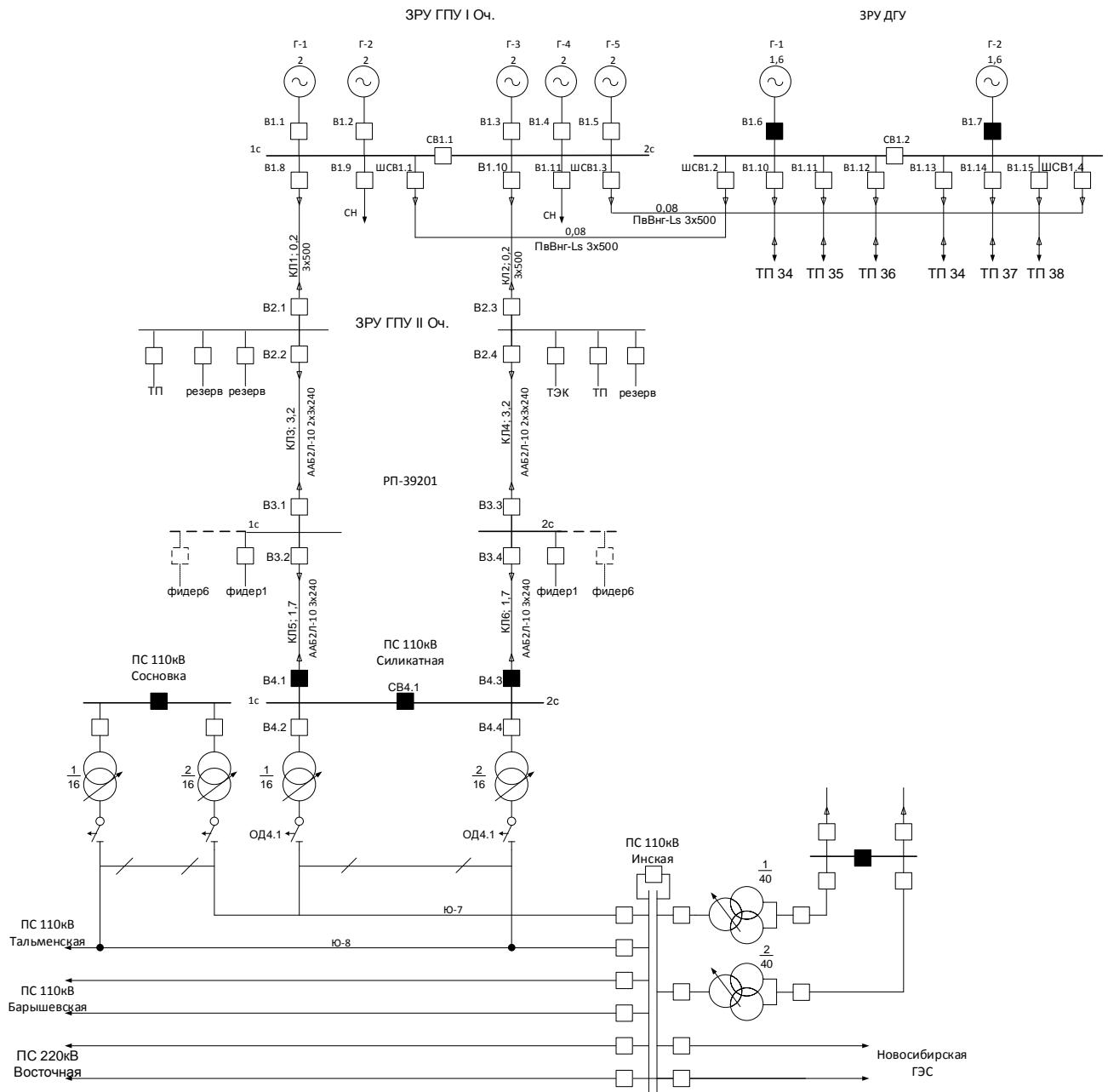


Рисунок П.1 - Схема присоединения ЛСЭ к ПС «Силикатная» НЭС ЕЭС России

1) Локальная система электроснабжения ж/м «Березовое» подключена к тупиковой линии на параллельную работу с НЭС через ПС «Силикатная»

Номинальная мощность ТЭС «Березовое» 10 МВт (5 ГТУ по 2 МВт). В базовом расчетном режиме ТЭС работает параллельно с НЭС по одной линии через шины 10 кВ ПС «Силикатная» в режиме выдачи мощности 3,6 МВт (2 блока станции по 1,8 МВт) во внешнюю электрическую сеть. Остальные 3 блока ТЭС с нагрузкой 5,4 МВт (по 1,8 МВт на каждый) работают на собственную нагрузку данной локальной системы электроснабжения ТЭС.

1.1 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») без отделения ТЭС от внешней электрической сети

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.2.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП ЛСЭ Березовое до 3.5 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Колебания мощности генератора в переходном процессе от 4.5 до -2.3 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

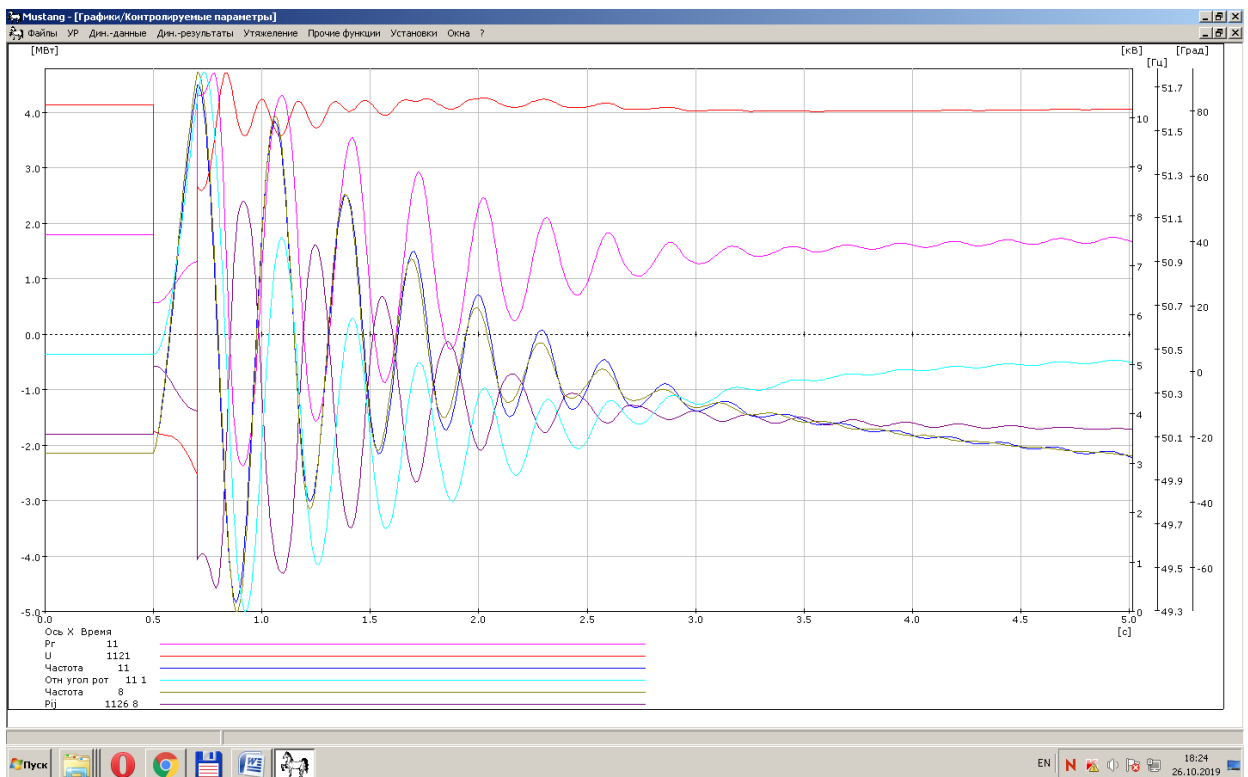


Рисунок П.2 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») без отделения ТЭС от внешней электрической сети

1.2 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции (ПС «Инская») без отделения ТЭС от внешней электрической сети

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.3.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП ЛСЭ Березовое до 1.6 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). В системе нарушилась устойчивость параллельной работы ТЭС с внешней электрической сетью, возник краткосрочный асинхронный режим с двумя проворотами роторов генераторов ТЭС относительно внешней сети, произошла ресинхронизация. Колебания мощности каждого генератора в переходном процессе от 4.5 до – 3.2 МВт, что приведет к отключению энергоблока (ТЭС) его защитой.

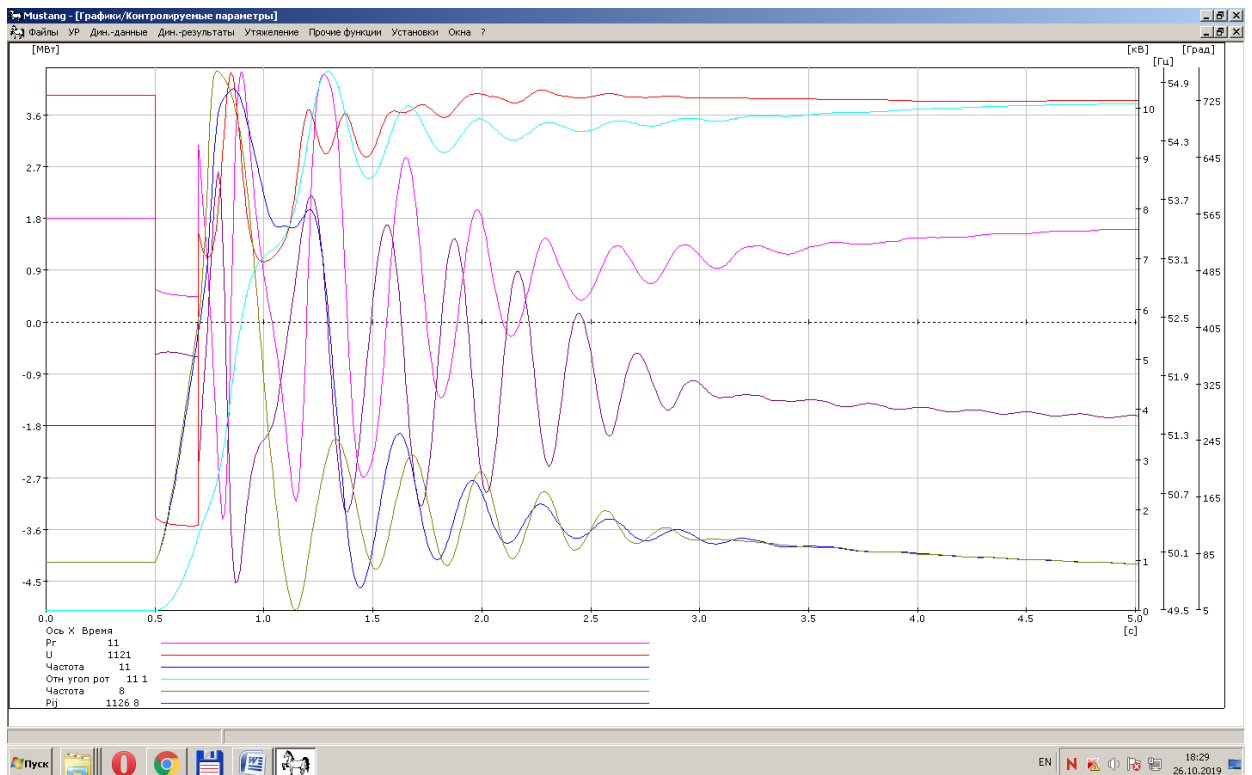


Рисунок П.3 - Переходный процесс с нарушением устойчивости режима при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции (ПС «Инская») без отделения ТЭС от внешней электрической сети

1.3 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») с отделением ТЭС от внешней электрической сети без балансирующего отключения выдающих мощность в сеть генераторов ТЭС

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.4.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП ЛСЭ Березовое до 3.5 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Максимальное повышение частоты в переходном процессе – 53 Гц. Колебания мощности генератора в переходном процессе от 0.6 до 1.3 МВт, со сбросом мощности от 1.6 до 1.0 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

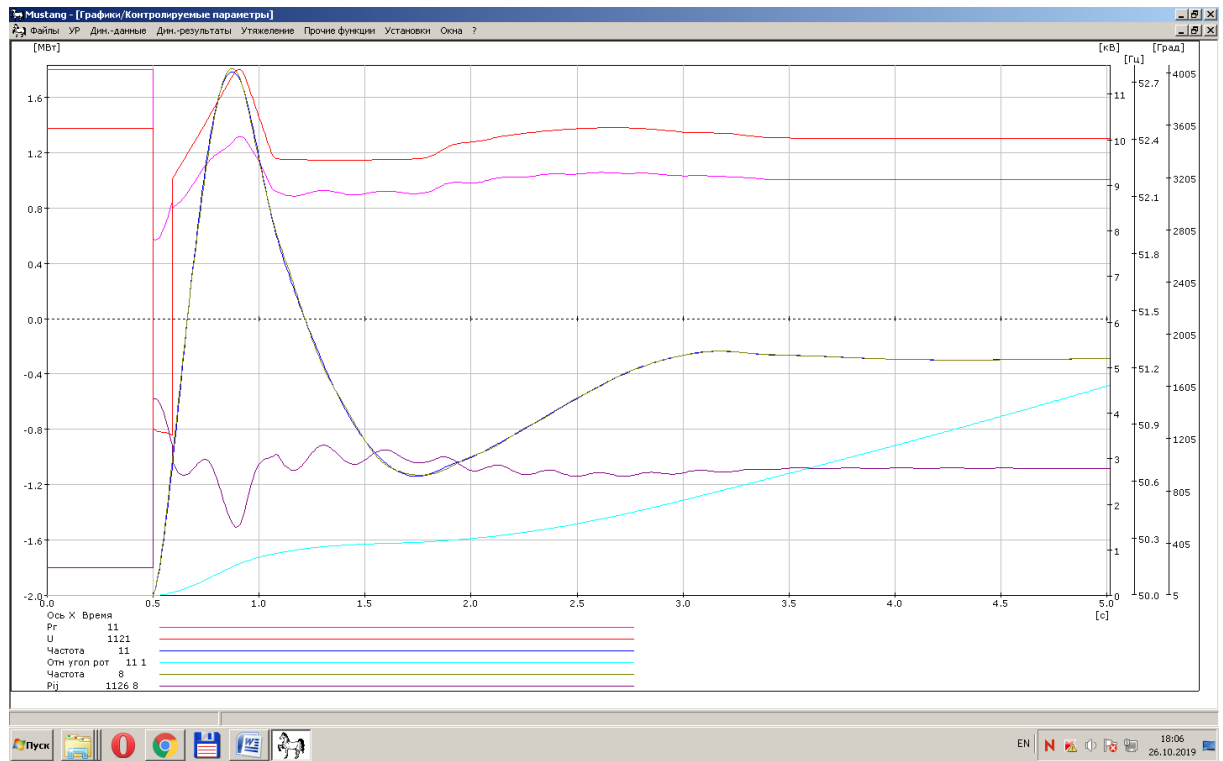


Рисунок П.4 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») с отделением ТЭС от внешней электрической сети через 90 мс (время срабатывания ПО АОСД и выключателя) без отключения выдающих мощность в сеть генераторов ТЭС

1.4 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции (ПС «Инская») с отделением ТЭС от внешней электрической сети, но без отключения части генераторов (без балансирования ЛСЭ)

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.5.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП ЛСЭ Березовое до 1.5. кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Максимальное повышение частоты в переходном процессе – 53 Гц. Колебания мощности генератора в переходном процессе от 0.85 до 1.3 МВт, со сбросом мощности от 1.6 до 1.0 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

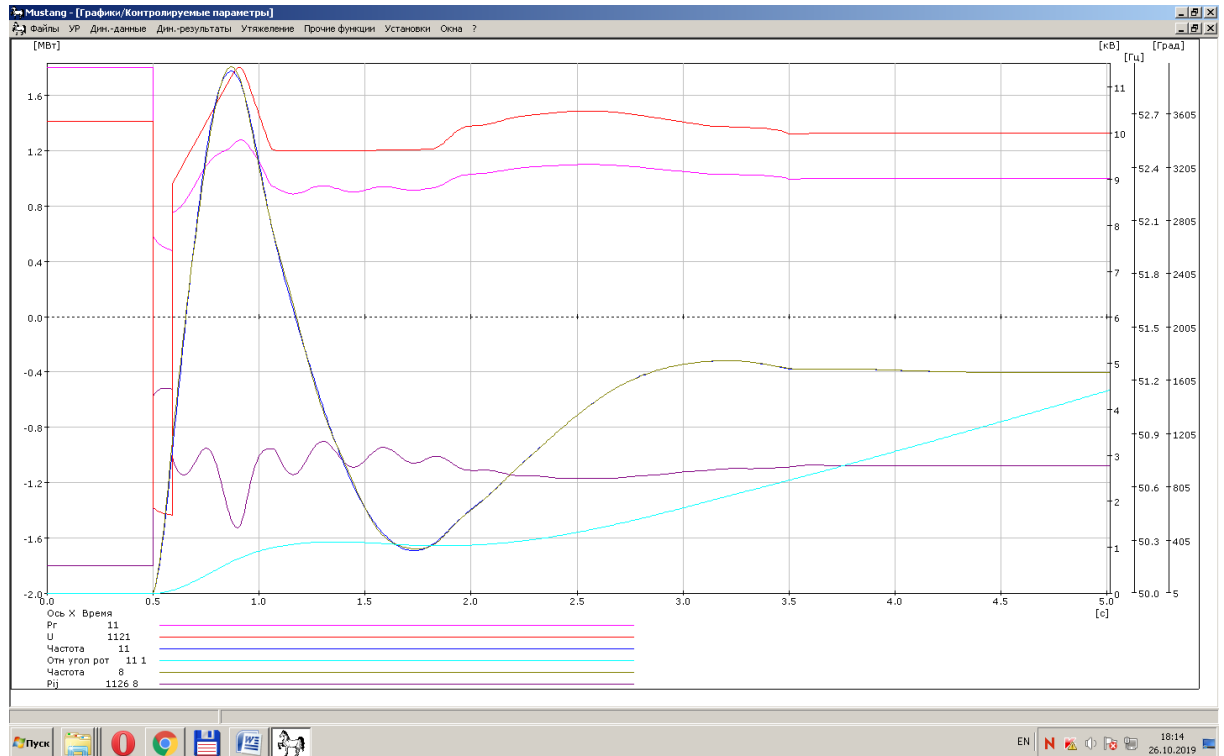


Рисунок П.5 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции (ПС «Инская») с отделением ТЭС от внешней электрической сети, но без отключения части генераторов (без балансирования ЛСЭ)

Вариант 1. Балансирующее отключение части энергоблоков ТЭС сигналом ПО делительные автоматики без дополнительной задержки (Время отключения с учетом времени срабатывания ПО и выключателя энергоблока (генератора) ТЭС 0,09 с)

1.5 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») с отделением ТЭС от внешней электрической сети с балансирующим одновременным отключением выдающих мощность в сеть генераторов ТЭС

Длительность КЗ составляет $T_{кз} = 0,2$ с.

В результате КЗ пусковой орган автоматики срабатывает с начала КЗ через $T_{по} = 0,09$ с. Под действием автоматики электрическая станция ТЭС переходит в режим изолированной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками сети ТЭС, для этого одновременно с отключением линии связи ТЭС с НЭС отключаются 2 энергоблока ТЭС.

Переходные процессы представлены на рисунках П.6, 7.

Максимальное повышение частоты 1.8 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

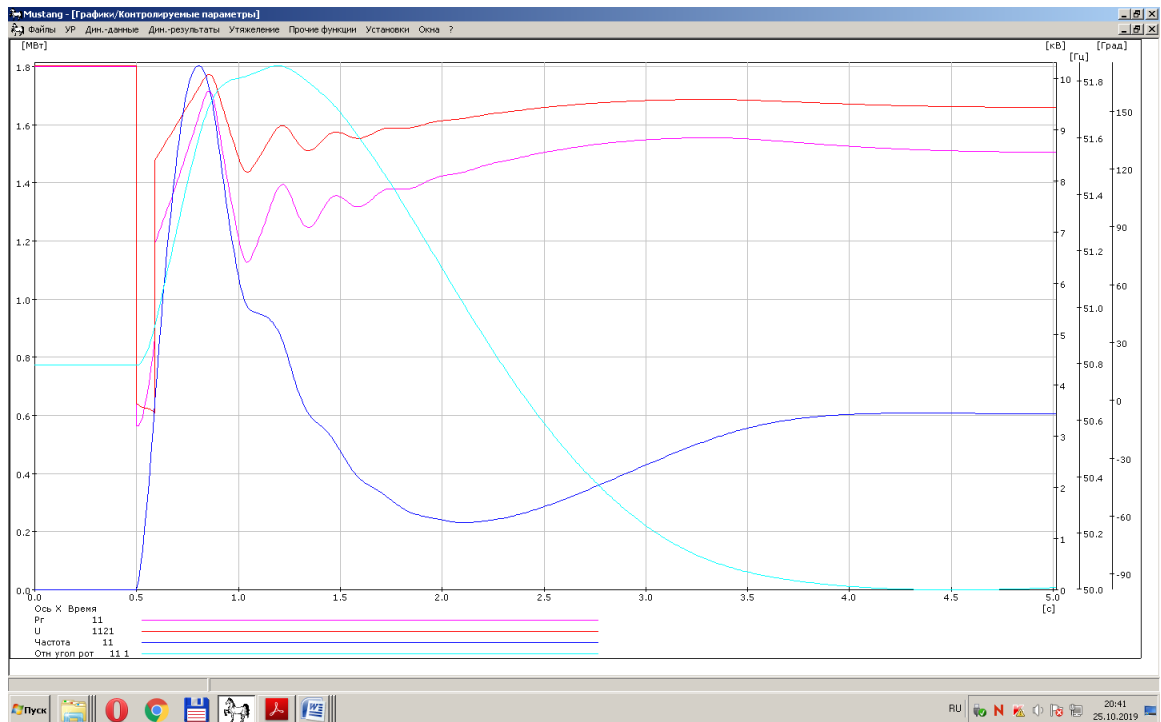


Рисунок П.6 – Переходные процессы для ЛЭС при неучете регуляторов на НГЭС

Контролируемые параметры:

P_g в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы – измеряемое напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения пускового органа делительной автоматики.

Частота в 11 узле схемы – измеряемая частота на блоке (генераторе) ТЭС.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

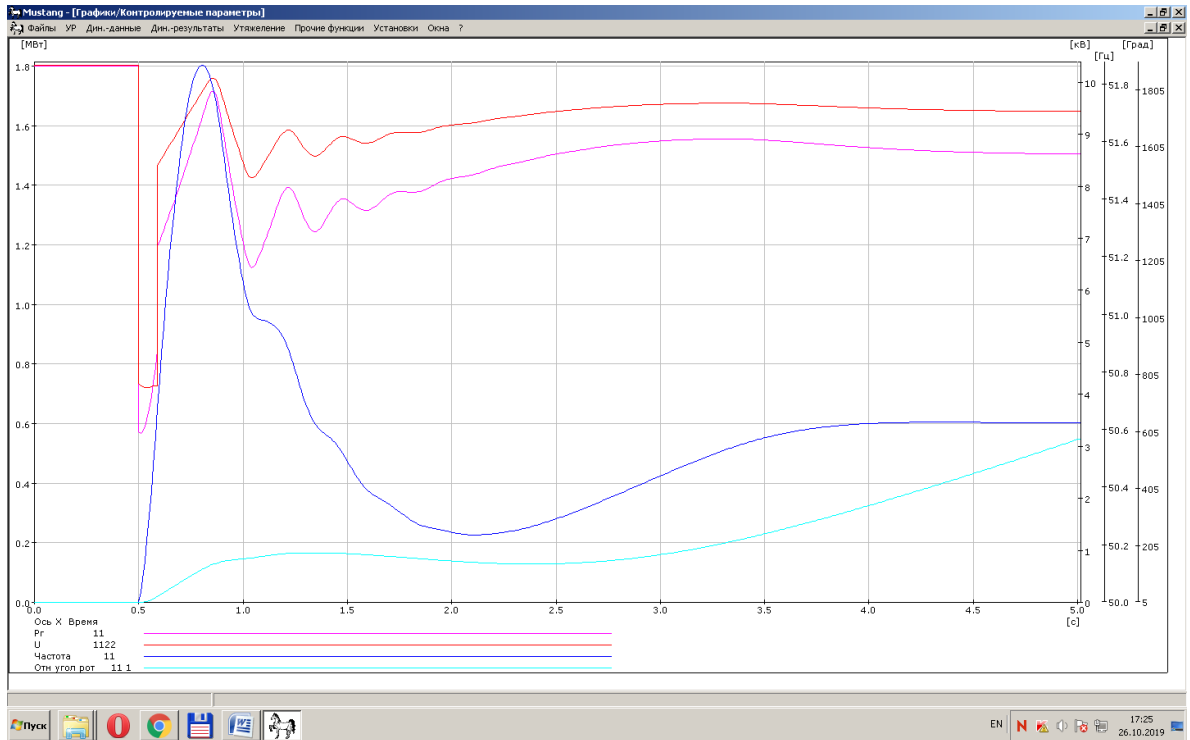


Рисунок П.7 – Переходные процессы для ЛСЭ при учете регуляторов на НГЭС

Контролируемые параметры:

$P_{г}$ в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы – измеряемое напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения пускового органа делительной автоматики.

Частота в 11 узле схемы – измеряемая частота на блоке (генераторе) ТЭС.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

1.6 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) основной питающей подстанции (ПС «Инская») с отделением ТЭС от внешней электрической сети и балансирующим отключением части генераторов

Длительность КЗ составляет $T_{кз} = 0,2$ с.

Пусковой орган делительной автоматики срабатывает через $T_{по} = 0,02$ с, а отключение ЛСЭ происходит за время менее 0,09 с. ТЭС переходит в режим изолированной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками, для этого одновременно с отключением линии связи ТЭС с НЭС отключаются 2 энергоблока ТЭС.

Переходный процесс представлен на рисунке П.8.

Максимальное повышение частоты 2.2 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

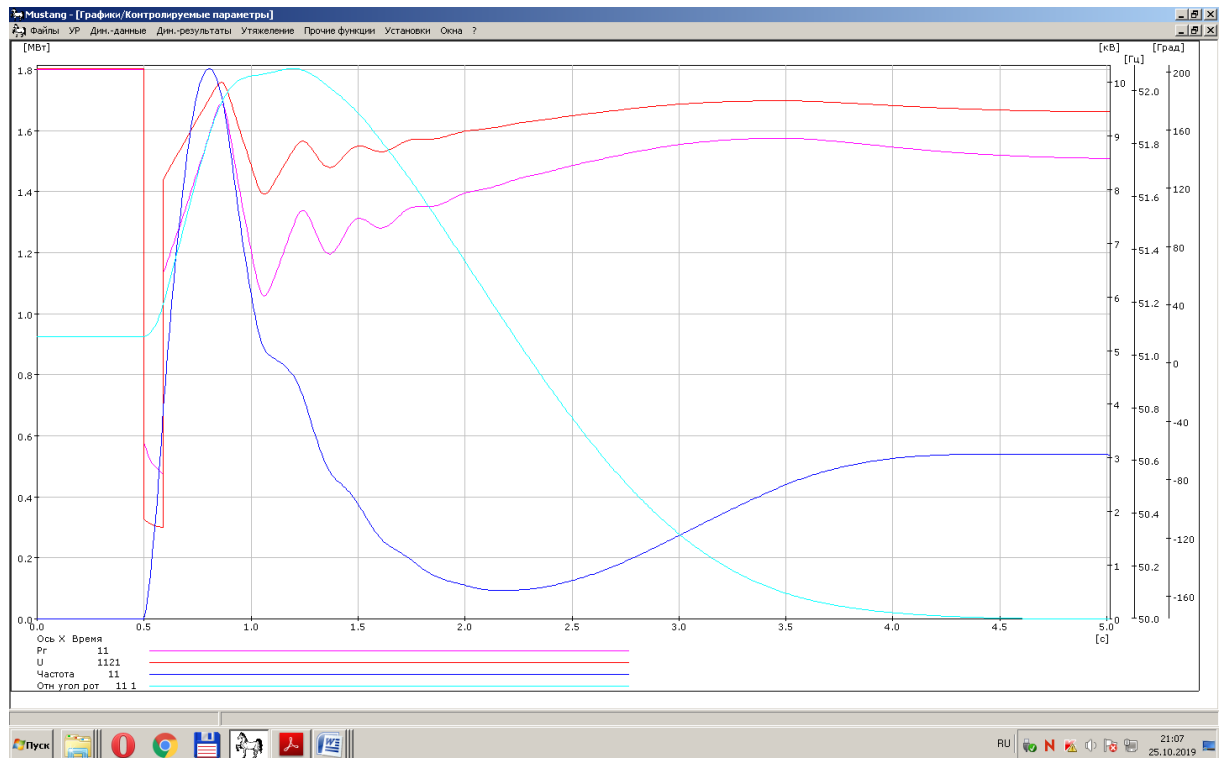


Рисунок П.8 – Переходные процессы для ЛСЭ

Контролируемые параметры:

P_g в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы – измеряемое напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения пускового органа делительной автоматики.

Частота в 11 узле схемы – измеряемая частота на блоке (генераторе) ТЭС.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

Вариант 2. Балансирующее отключение части энергоблоков с задержкой на передачу сигнала от пускового органа до выключателя энергоблока (генератора) ТЭС

1.7 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на подстанции ПС «Заречная» (в узле №104)

Длительность КЗ составляет $T_{кз} = 0,2$ с. Пусковой орган делительной автоматики срабатывает через $T_{по} = 0,02$ с, отключение ЛСЭ происходит за время менее 0,09 с,

балансирующее отключение 2-х генераторов происходит с задержкой 0.19 с. ТЭС переходит в режим изолированной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками.

Переходный процесс представлен на рисунке П.9.

Максимальное повышение частоты 2.3 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

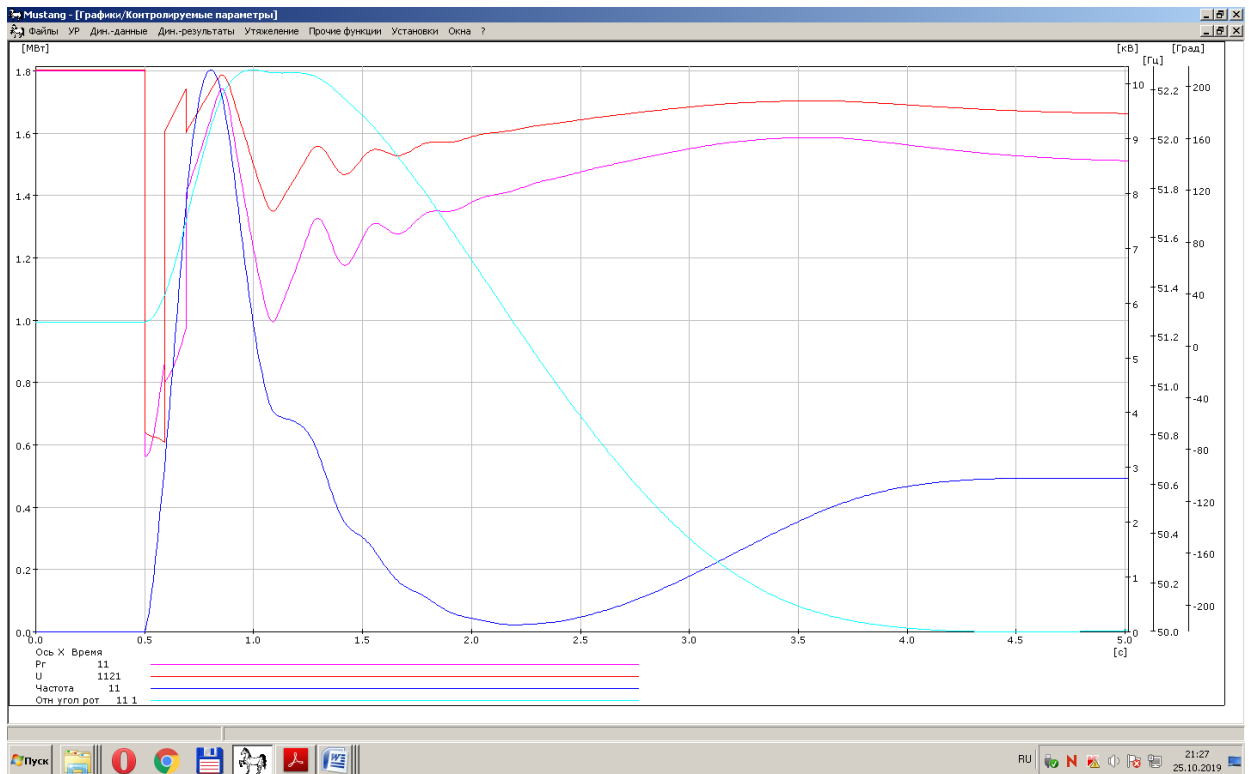


Рисунок П.9 – Переходные процессы в ЛЭС

Контролируемые параметры:

P_g в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы – измеряемое напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения пускового органа делительной автоматики.

Частота в 11 узле схемы – измеряемая частота на блоке (генераторе) ТЭС.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

1.8 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на ПС «Инская» (в узле №109)

Длительность КЗ составляет $T_{кз} = 0,2$ с. Пусковой орган делительной автоматики срабатывает через $T_{по} = 0,02$ с, а отключение ЛСЭ происходит за время менее $0,09$ с. Балансирующее отключение 2-х генераторов происходит с задержкой $0,19$ с. ТЭС переходит в режим изолированной работы с самобалансом в $5,4$ МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками.

Переходный процесс представлен на рисунке П.10.

Максимальное повышение частоты $2,8$ Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

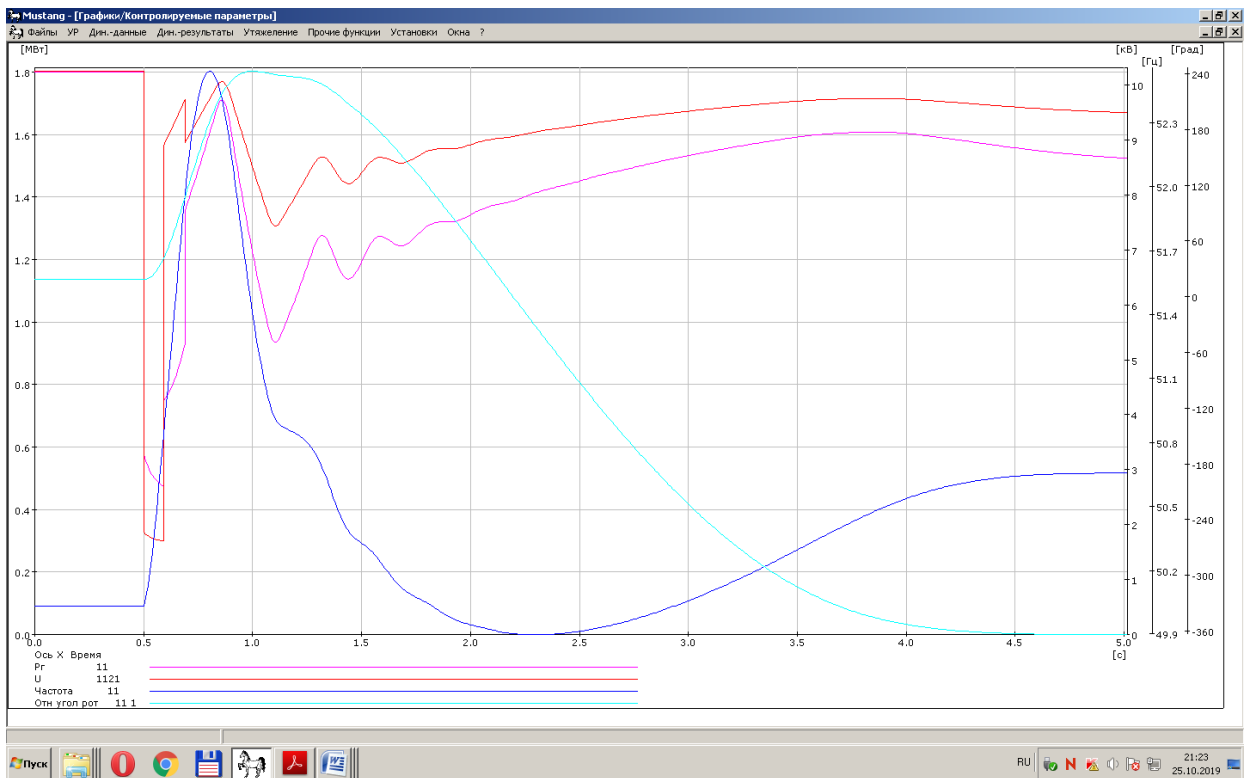


Рисунок П.10 – Переходные процессы в ЛСЭ

Контролируемые параметры:

$P_{г}$ в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы – измеряемое напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения пускового органа делительной автоматики.

Частота в 11 узле схемы – измеряемая частота на блоке (генераторе) ТЭС.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

Вариант 3. Отделение ЛСЭ от внешней электрической сети с балансирующим отключением части энергоблоков по факту повышения частоты на 0,1 Гц от номинальной (50 Гц) с учетом времени срабатывания выключателя генератора ТЭС (0,07 с)

1.9 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на подстанции ПС «Заречная» (в узле №104)

Длительность КЗ 0,2 с. Пусковой орган автоматики срабатывает через 0.02 с, отключение выключателя с отделением ЛСЭ происходит через 0,09 с.

ТЭС переходит в режим изолированной работы. При повышении частоты ТЭС на 0,1 Гц от номинальной (50 Гц) через 0,07 с происходит балансирующее отключение двух энергоблоков ТЭС. В отделившейся части устанавливается самобаланс в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Переходный процесс представлен на рисунке П.11.

Максимальное повышение частоты на шинах ТЭС 1.8 Гц. Повышение частоты отключенных генераторов до 56.8 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

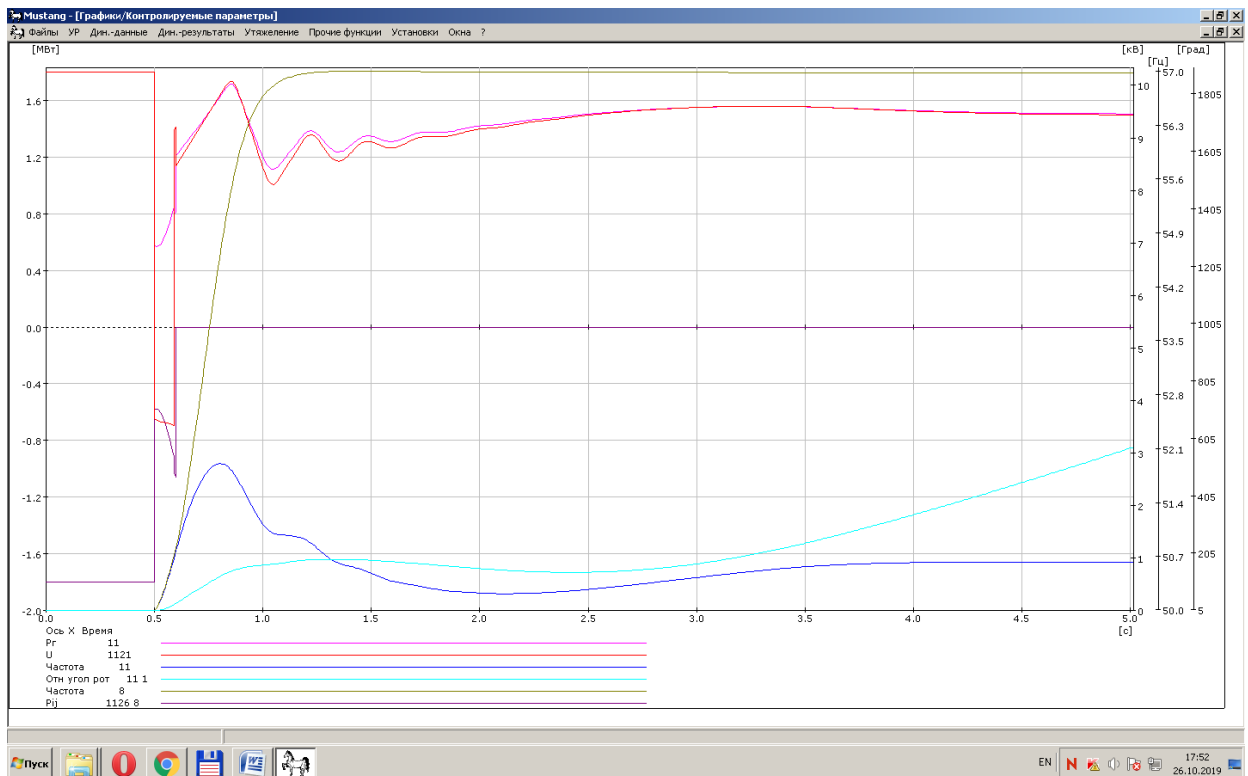


Рисунок П.11 - Переходные процессы в ЛСЭ

Контролируемые параметры:

Рг в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы (на шинах РП), т.е. в месте расположения ПО автоматики деления. Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

Частота в 8 узле схемы (частота отключенных генераторов ТЭС).

Р из узла 8 в узел 1126 активная мощность одного из сохраняемых в работе генераторов ТЭС.

1.10 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ ПС «Инская» (в узле №109)

Длительность КЗ 0,2 с. Пусковой орган автоматики срабатывает через 0,02 с, отключение выключателя с отделением ЛСЭ происходит через 0,09 с.

ТЭС переходит в режим изолированной работы. При повышении частоты ТЭС на 0,1 Гц от номинальной (50 Гц) через 0,07 с происходит балансирующее отключение двух энергоблоков ТЭС. В отделившейся части устанавливается самобаланс в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Переходный процесс представлен на рисунке П.12.

Максимальное повышение частоты на шинах ТЭС 1,9 Гц. Повышение частоты отключенных генераторов до 56,9 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков.

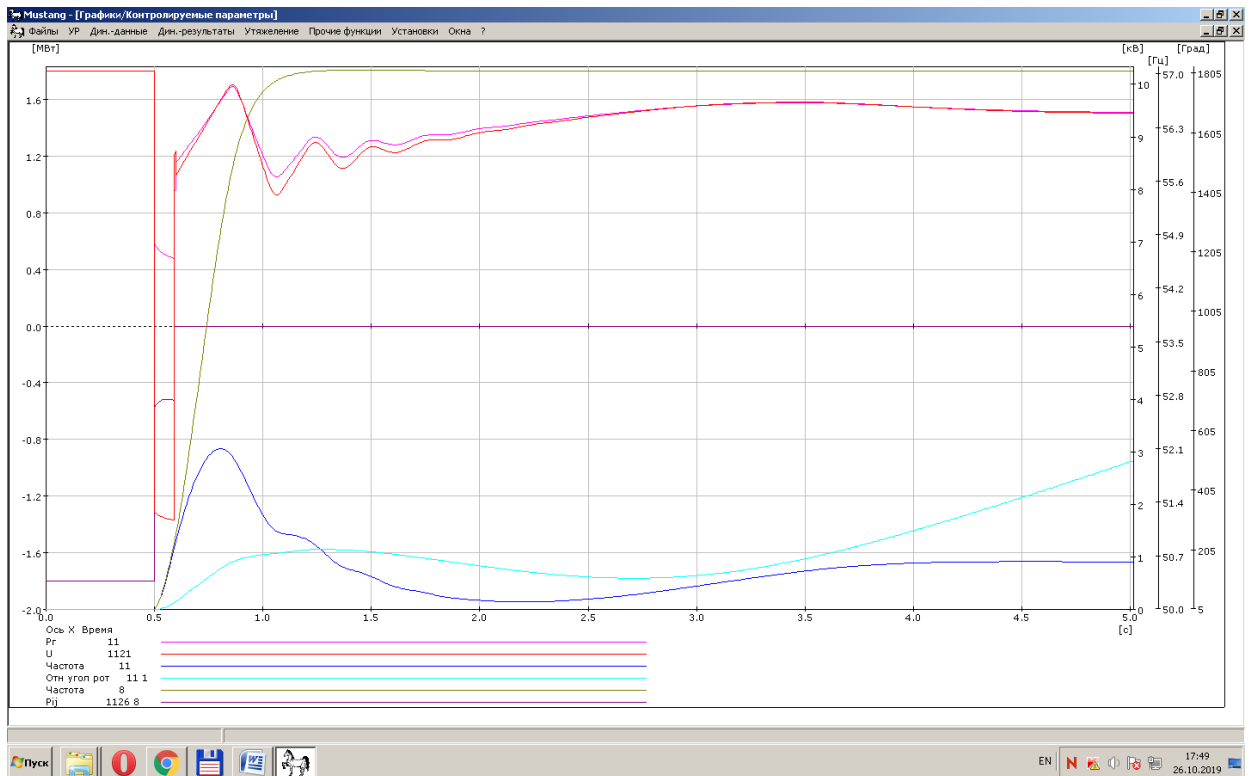


Рисунок П.12 - Переходные процессы в ЛСЭ

Контролируемые параметры:

P_{11} в 11 узле схемы – выдаваемая мощность одного блока (генератора) ТЭС.

U в 1121 узле схемы (на шинах РП), т.е. в месте расположения ПО автоматики деления. Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 – измеряемый относительный угол ротора генераторов в 11 узле относительно узла 1.

Частота в 8 узле схемы (частота отключенных генераторов ТЭС).

P из узла 8 в узел 1126 активная мощность одного из сохраняемых в работе генераторов ТЭС.

2) Локальная система электроснабжения ж/м «Березовое» подключена на параллельную работу с НЭС к транзитной линии через ПС «Силикатная»

ТЭС ж/м «Березовое» работает в режиме выдачи мощности 3,6 МВт (2 блока по 1,8 МВт) во внешнюю электрическую сеть НЭС. Остальные 3 блока ТЭС с загрузкой 5,4 МВт (по 1,8 МВт на каждый) работают на собственную нагрузку ЛСЭ. Номинальная мощность станции ТЭС составляет в данном режиме 10 МВт.

2.1 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») без отделения ТЭС от внешней электрической сети

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.13.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП 39201 ЛСЭ Березовое до 3.5 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Колебания мощности генератора в переходном процессе от 3.8 до – 2.3 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

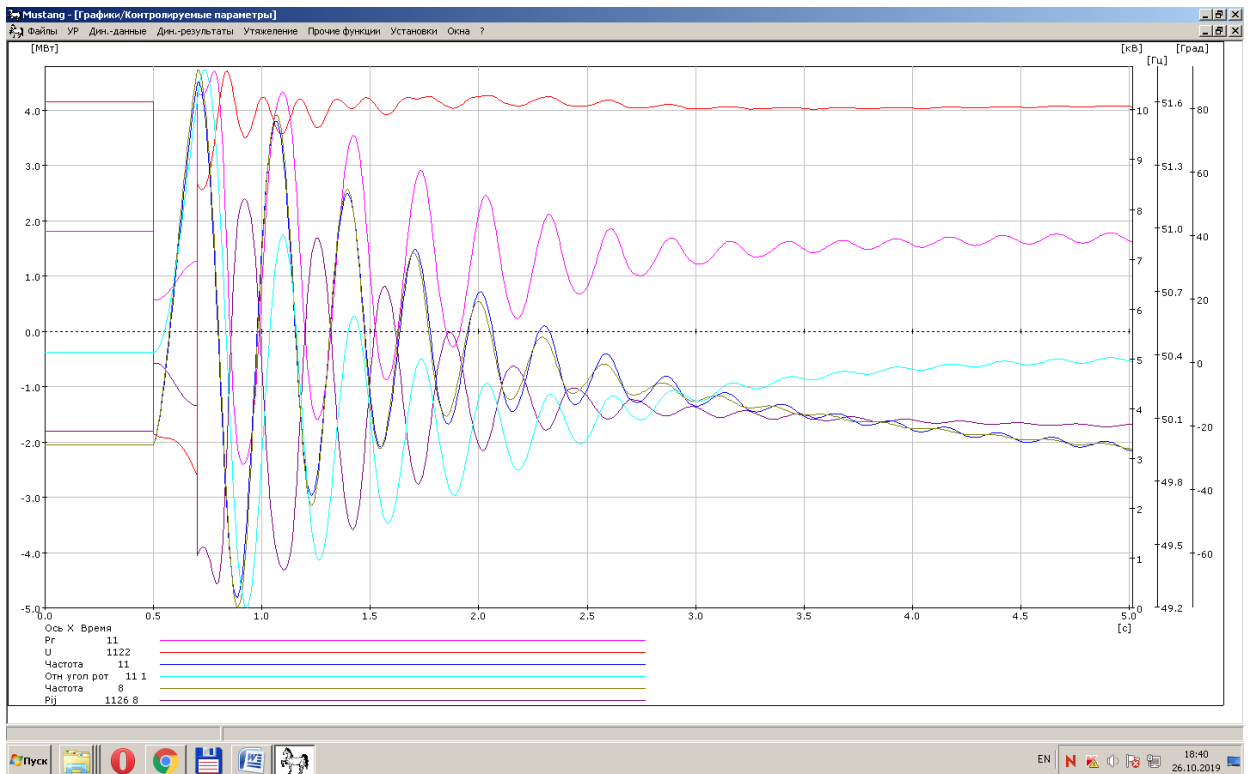


Рисунок П.13 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») без отделения ТЭС от внешней электрической сети

2.2 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) ПС «Инская» без отделения ТЭС от внешней электрической сети

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.14.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП 39201 ЛСЭ Березовое до 1.8 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Происходит один проворот роторов генераторов ТЭС относительно сети НЭС. Колебания мощности генератора в переходном процессе от 4.3 до – 3.4 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

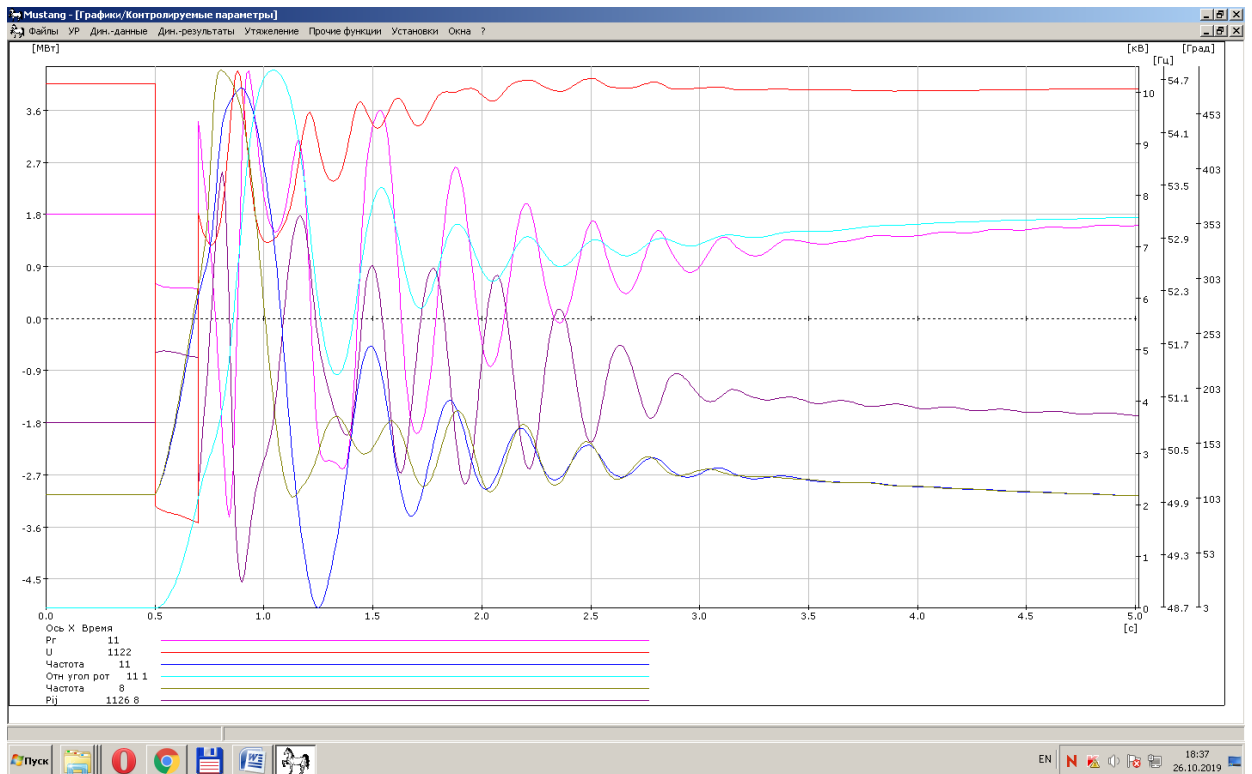


Рисунок П.14 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) ПС «Инская» без отделения ТЭС от внешней электрической сети

2.3 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) удаленной подстанции (ПС «Заречная») с отделением ТЭС от внешней электрической сети без балансирующего отключения выдающих мощность в сеть генераторов ТЭС

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.15.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП 39201 ЛСЭ Березовое до 3.5 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Максимальное повышение частоты в переходном процессе до 52.6 Гц. Колебания мощности генератора в переходном процессе от 0.85 до 1.4 МВт, со сбросом мощности от 1.6 до 1.0 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

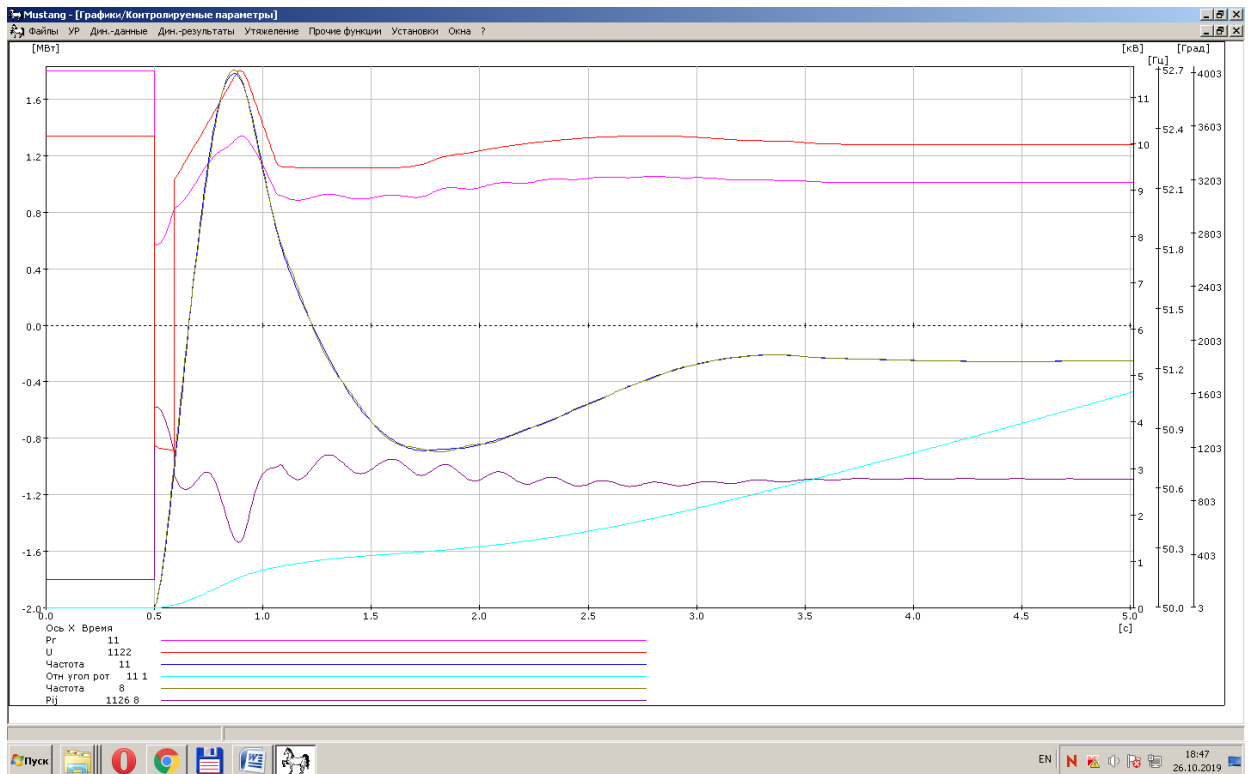


Рисунок П.15 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №104) ПС «Заречная» без отделения ТЭС от внешней электрической сети

2.4 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) ПС «Инская» с отделением ТЭС от внешней электрической сети без балансирующего отключения выдающих мощность в сеть генераторов ТЭС

Процесс для интервала времени 5 с представлен на рисунке П.16.

График мощности приведен для одного генератора. Просадка напряжения на шинах РП 39201 ЛСЭ Березовое до 1.7 кВ (При уставке срабатывания ПО АОСД - 8 кВ). Максимальное повышение частоты в переходном процессе до 52.6 Гц. Колебания мощности генератора в переходном процессе от 0.57 до 1.3 МВт, со сбросом мощности от 1.6 до 1.0 МВт, что приведет к отключению энергоблока его защитой.

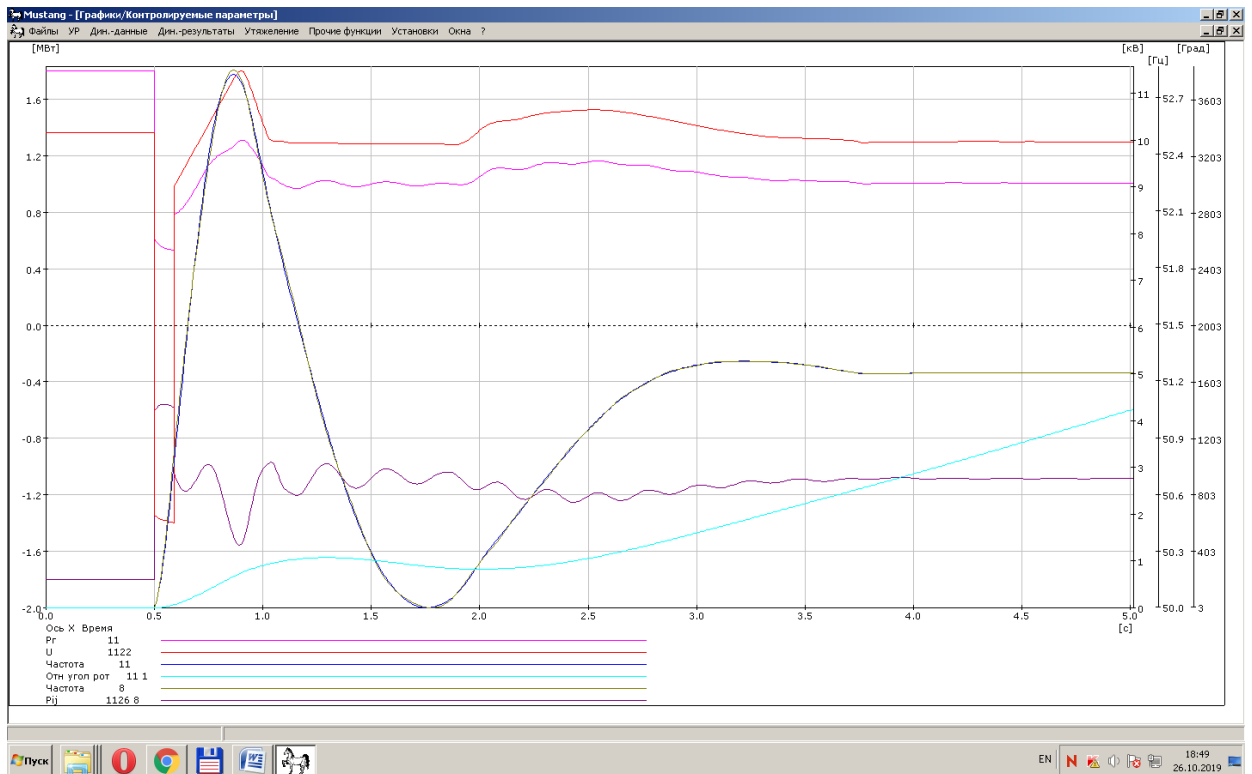


Рисунок П.16 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) ПС «Инская» без отделения ТЭС от внешней электрической сети

Контролируемые параметры:

Rg в 11 узле схемы (мощность одного генератора ТЭС).

U в 1122 узле схемы (напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения ПО АОСД). Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 (относительный угол роторов генераторов ТЭС относительно узла 1 внешней сети).

Вариант 1. Отделение ЛСЭ от внешней электрической сети с балансирующим отключением части энергоблоков ТЭС сигналом ПО делительные автоматики без дополнительной задержки (Время отключения с учетом времени срабатывания ПО и выключателя энергоблока (генератора) ТЭС 0,09 с)

2.5 Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) удаленной подстанции (ПС «Инская») с отделением ТЭС от внешней электрической сети с балансирующим одновременным отключением выдающих мощность в сеть генераторов ТЭС

Длительность КЗ 0,2 с. Переходный процесс представлен на рисунке П.17.

Пусковой орган автоматики срабатывает через 0.02 с. Отключение связи с НЭС и двух энергоблоков происходит через 0,09 с. ЛСЭ переходит в режим изолированной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Максимальное повышение частоты на шинах ЛСЭ до 51,8 Гц. Колебания мощности в переходном процессе сохраняемых в работе генераторов 1.08 -1.65 МВт. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в автономном режиме. Сброс мощности сохраняемых генераторов на уровне 0,2-0.25 МВт в связи со снижением напряжения с 10.5 до 9.5 кВ.

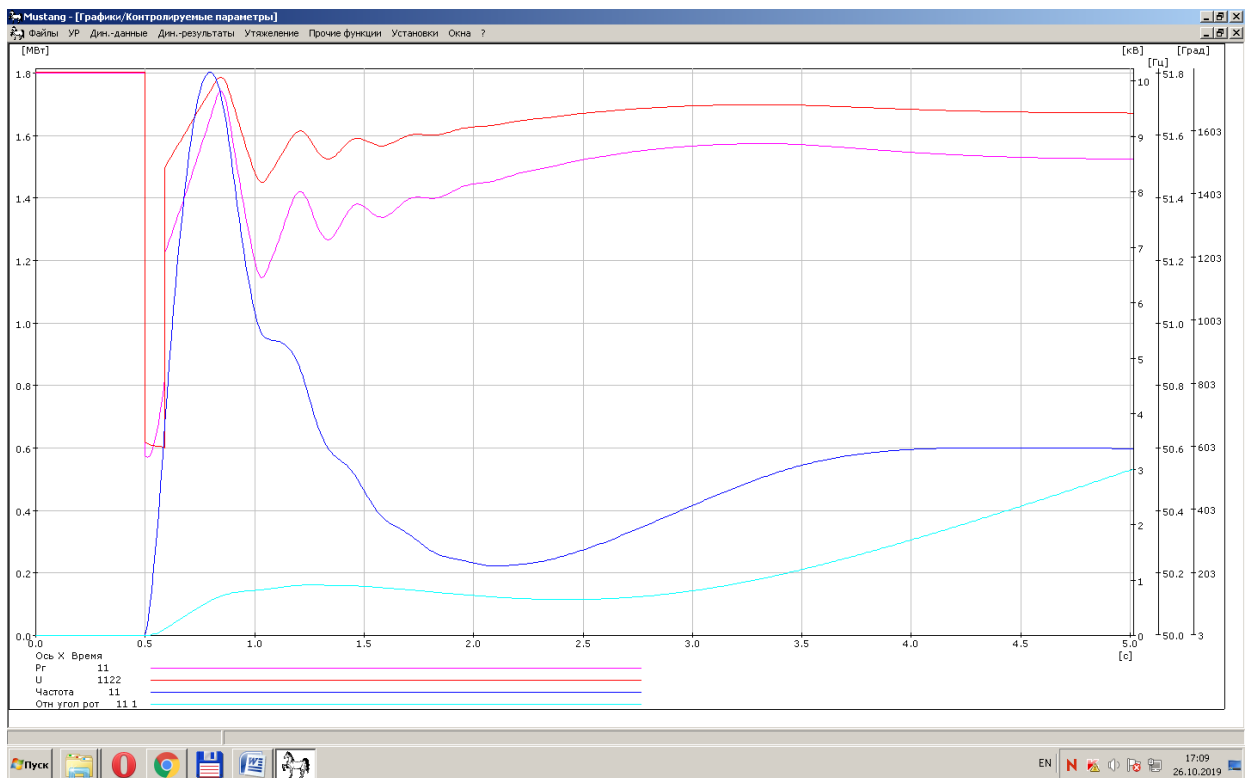


Рисунок П.17 - Переходный процесс при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ (в узле №109) ПС «Инская» с отделением ТЭС от внешней электрической сети и балансирующим отключением двух генераторов

Контролируемые параметры:

Rg в 11 узле схемы (мощность одного генератора ТЭС).

U в 1122 узле схемы (напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения ПО АОСД). Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 (относительный угол роторов генераторов ТЭС относительно узла 1 внешней сети).

Вариант 2. Балансирующее отключение части энергоблоков с задержкой на передачу сигнала от пускового органа до выключателя энергоблока (генератора) ТЭС

2.6 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на подстанции ПС «Заречная» (в узле №104)

Длительность КЗ 0,2 с. Переходный процесс представлен на рисунке П.18.

Пусковой орган автоматики срабатывает через 0,02 с. ТЭС переходит в режим изолированной работы через 0,09 с.

Балансирующее отключение 2 генераторов ТЭС происходит через 0.19 с. В отделившейся ЛСЭ устанавливается самобаланс в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Максимальное повышение частоты на шинах ЛСЭ до 52,3 Гц. Колебания мощности в переходном процессе сохраняемых в работе генераторов 1.0 - 1.8 МВт. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в автономном режиме. Сброс мощности сохраняемых генераторов на уровне 0,2 МВт в связи со снижением напряжения с 10.5 до 9.5 кВ.

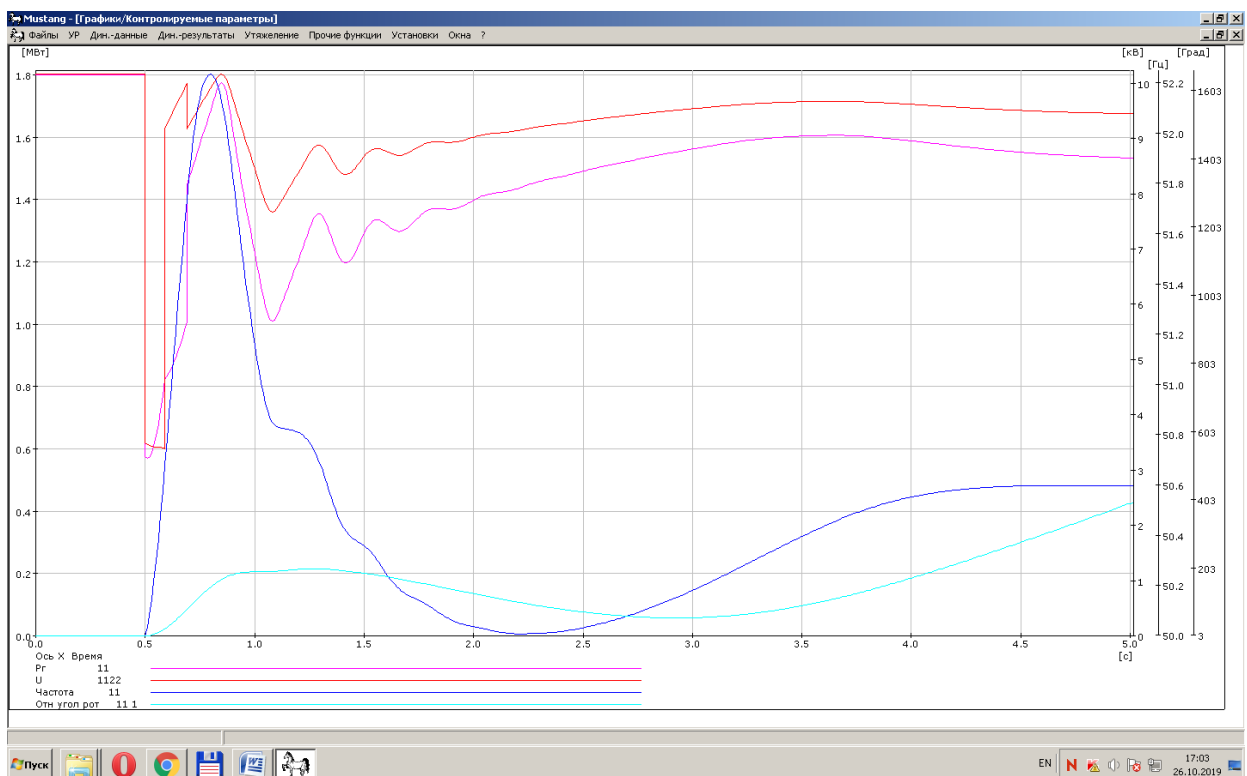


Рисунок П.18 – переходный процесс при отделении ЛСЭ с задержкой на балансирующее отключение 2-хгенераторов

Контролируемые параметры:

P_g в 11 узле схемы (мощность одного генератора ТЭС).

U в 1122 узле схемы (напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения ПО АОСД). Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 (относительный угол роторов генераторов ТЭС относительно узла 1 внешней сети).

2.7 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на подстанции ПС «Инская» (в узле №109)

Длительность КЗ 0,2 с. Переходный процесс представлен на рисунке П.19.

Пусковой орган автоматики срабатывает через 0,02 с. ТЭС переходит в режим изолированной работы через 0,09 с. Балансирующее отключение 2 генераторов ТЭС происходит через 0,19 с. В отделившейся ЛСЭ устанавливается самобаланс в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Максимальное повышение частоты на шинах ЛСЭ до 52,5 Гц. Колебания мощности в переходном процессе сохраняемых в работе генераторов 0,95 - 1,7 МВт. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в автономном режиме. Сброс мощности сохраняемых генераторов на уровне 0,2 МВт в связи со снижением напряжения с 10,5 до 9,5 кВ.

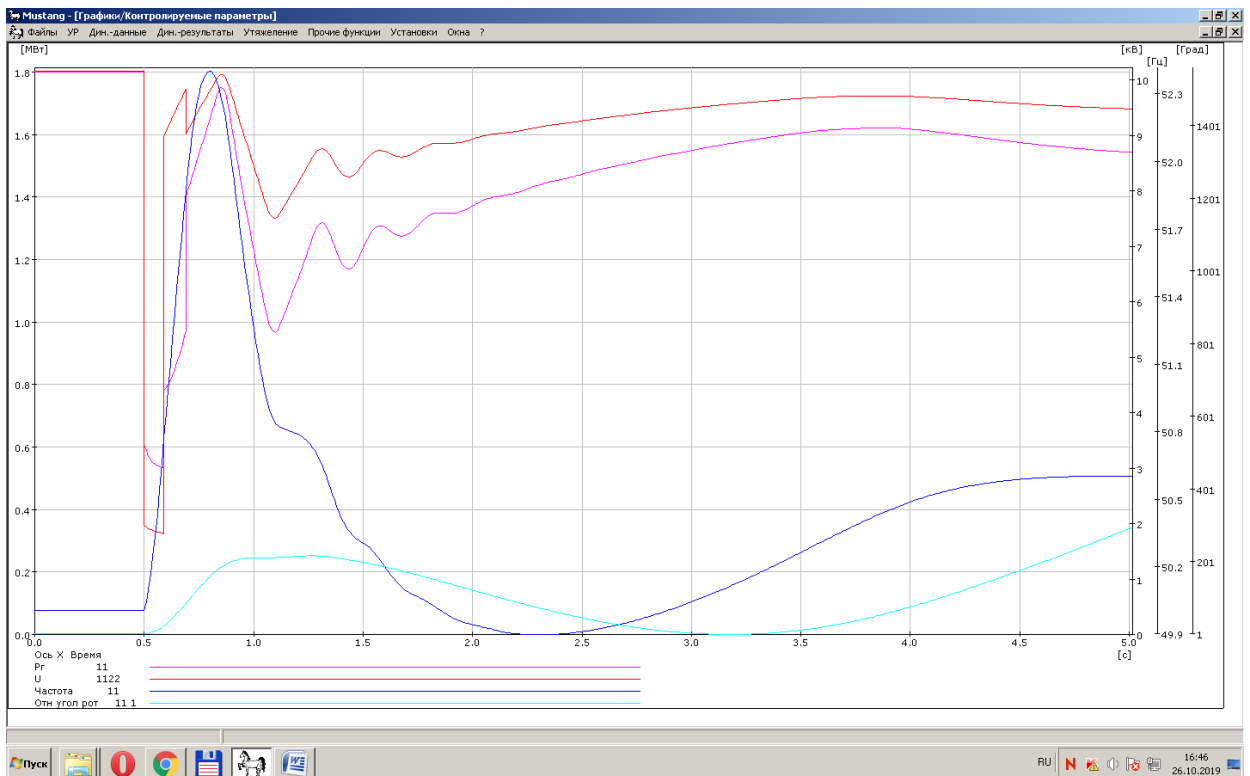


Рисунок П.19 – переходный процесс при отделении ЛСЭ с задержкой на балансирующее отключение 2-х генераторов

Контролируемые параметры:

P_g в 11 узле схемы (мощность одного генератора ТЭС).

U в 1122 узле схемы (напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения ПО АОСД). Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 (относительный угол роторов генераторов ТЭС относительно узла 1 внешней сети).

Вариант 3. Отделение ЛСЭ от внешней электрической сети с балансирующим отключением части энергоблоков по факту повышения частоты на 0,1 Гц от номинальной (50 Гц) с учетом времени срабатывания выключателя генератора ТЭС (0,07 с)

2.8 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на подстанции ПС «Заречная» (в узле №104)

Длительность КЗ 0,2 с. Переходный процесс представлен на рисунке П.20.

Пусковой орган автоматики срабатывает через 0,02 с. ТЭС переходит в режим изолированной работы через 0,09 с. Балансирующее отключение 2 генераторов ТЭС происходит при повышении частоты до 50,1 Гц со временем отключения 0,07 с. В отделившейся ЛСЭ устанавливается самобаланс в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Максимальное повышение частоты на шинах ЛСЭ до 51,7 Гц. Повышение частоты отключенных генераторов до 57 Гц. Колебания мощности в переходном процессе сохраняемых в работе генераторов 1.1 - 1.75 МВт. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в автономном режиме. Сброс мощности сохраняемых генераторов на уровне 0,2 МВт в связи со снижением напряжения с 10.5 до 9.5 кВ.

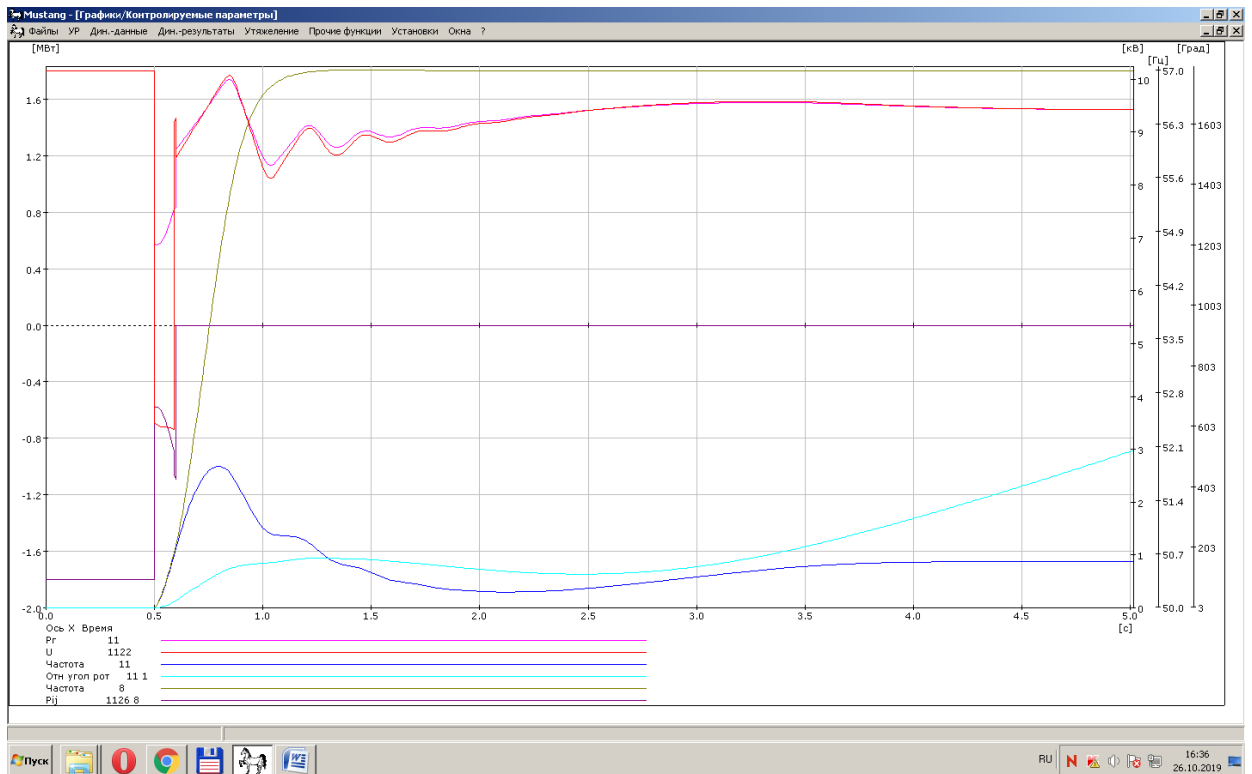


Рисунок П.20 – переходный процесс при отделении ЛСЭ с балансирующим отключением 2-х генераторов по факту повышения частоты на 0,1 Гц

Контролируемые параметры:

P_g в 11 узле схемы (мощность одного генератора ТЭС).

U в 1122 узле схемы (напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения ПО АОСД). Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Частота отключенных генераторов.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 (относительный угол роторов сохраняемых в работе генераторов ТЭС относительно узла 1 внешней сети).

2.9 Переходный процесс при КЗ (трёхфазное) на шинах 110 кВ на подстанции ПС «Заречная» (в узле №104)

Длительность КЗ 0,2 с. Переходный процесс представлен на рисунке П.21.

Пусковой орган автоматики срабатывает через 0,02 с. ТЭС переходит в режим изолированной работы через 0,09 с. Балансирующее отключение 2 генераторов ТЭС происходит при повышении частоты до 50,1 Гц со временем отключения 0,07 с. В отделившейся ЛСЭ устанавливается самобаланс в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности.

Максимальное повышение частоты на шинах ЛСЭ до 51,7 Гц. Повышение частоты отключенных генераторов до 57 Гц. Колебания мощности в переходном процессе сохраняемых в работе генераторов 1.15 - 1.75 МВт.

Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛСЭ в автономном режиме. Сброс мощности сохраняемых генераторов на уровне 0,2 МВт в связи со снижением напряжения с 10.5 до 9.5 кВ.

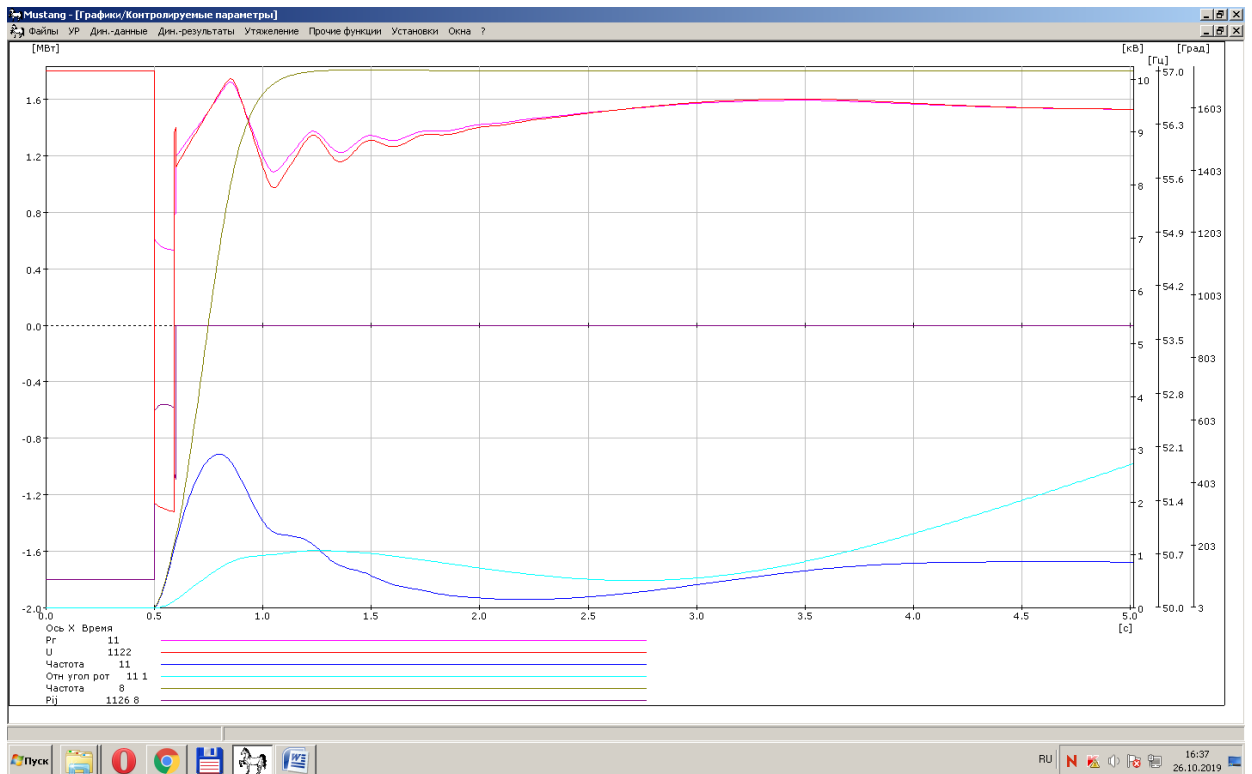


Рисунок П.21 – переходный процесс при отделении ЛСЭ с балансирующим отключением 2-х генераторов по факту повышения частоты на 0,1 Гц

Контролируемые параметры:

P_г в 11 узле схемы (мощность одного генератора ТЭС).

U в 1122 узле схемы (напряжение на шинах РП, т.е. в месте расположения ПО АОСД). Частота в 11 узле схемы (частота на шинах ТЭС).

Частота отключенных генераторов.

Относительный угол ротора узла 11 и узла 1 (относительный угол роторов сохраняемых в работе генераторов ТЭС относительно узла 1 внешней сети).

Параметры синхронных генераторов моделируемой электрической сети НЭС представлены в Таблице П.1.

Таблица П.1 – Параметры генераторов

| Параметры | ГПУ ТЭС «Березовое» | Гидрогенераторы НГЭС |
|---|------------------------|-------------------------|
| Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ | 10,5 | 13,8 |
| Номинальная активная мощность $P_{ном}$, МВт | 1,8 | 57,2 |
| Коэффициент мощности $\cos\varphi$, о.е. | 0,8 | 0,8 |
| Активное сопротивление обмотки статора R_a , о.е. | 0,005 | |
| Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси X_d , о.е. | 2,629 | 0,63 |
| Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси X_q , о.е. | 1,434 | 0,63 |
| Переходное реактивное сопротивление по продольной оси $X'd$, о.е. | 0,25 | 0,21 |
| Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси $X''d$, о.е. | 0,207 | 0,195 |
| Сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси $X''q$, о.е. | 0,224 | |
| Реактивное сопротивление обратной последовательности X_2 , о.е. | 0,216 | 0,212 |
| Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора $T'd_0$, с | 4,924 | 2,5 |
| Сверхпереходная постоянная времени по поперечной оси при разомкнутой обмотке статора $T''q_0$, с | 0,025 | |
| Сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора $T''d_0$, с | 0,049 | |
| Постоянная времени апериодической составляющей тока статора (при трёхфазном коротком замыкании на выводах машины) T_a , с | 0,077 | |
| Механическая постоянная инерции агрегата «генератор-первичный двигатель» T_j , с | 1,6 | 10 |
| $X_{гпу}$, Ом | 11,41 | |
| $X_{гэс}$, Ом | 0,97 | |

ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

517

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2662728

**СПОСОБ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ
РЕЖИМОМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СИНХРОННЫХ
ГЕНЕРАТОРОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Патентообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"
(RU)**

Авторы: **Фишов Александр Георгиевич (RU), Мукатов Бекжан
Батырович (KZ), Марченко Андрей Иванович (RU)**

Заявка № 2016147843

Приоритет изобретения 06 декабря 2016 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 30 июля 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 06 декабря 2036 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Изrael

ПРИЛОЖЕНИЕ «В» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

доктор технических наук, профессор

Вострецов А.Г.



14 января 2020 г.

АКТ

о внедрении в Новосибирском государственном техническом университете результатов
диссертационной работы

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Марченко Андрея Ивановича на тему «Разработка и исследование автоматики опережающего сбалансированного деления в электрических сетях с малой генерацией» на факультете энергетики Новосибирского государственного технического университета (НГТУ, кафедра Автоматизированные электроэнергетические системы (АЭЭС)).

Предмет внедрения:

- 1) Созданная на электродинамической модели энергосистем Центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» НГТУ физическая модель локальной системы электроснабжения с малой генерацией (Minigrid).
- 2) Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы локальных систем электроснабжения с малой градацией в электрических сетях.
- 3) Прототип автоматики управления режимами параллельной работы локальных систем электроснабжения в электрической сети, использующей в качестве противоаварийного управления разработанный способ опережающего сбалансированного деления.

Характер внедрения:

- 1) Использование физической модели Minigrid при выполнении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, проводимых на кафедре АЭЭС.
- 2) Использование физической модели Minigrid для подготовки персонала электростанций малой мощности в области интеллектуального управления режимами электрических сетей и электроэнергетических систем.
- 3) Использование физической модели Minigrid студентами и аспирантами при выполнении научно-исследовательских и выпускных квалификационных (дипломных) работ.

Декан факультета энергетики,
кандидат экономических наук, доцент

Сергей Сергеевич Чернов

ООО "Модульные Системы Торнадо"

ОГРН 1155476103287,

ИНН 5408005710, КПП 540801001

Юридический адрес:

630090, г. Новосибирск, ул. Инженерная, дом 4а, офис 303

Телефон: +7-(383)-36-33-800 E-mail: info@tornado.nsk.ru

Факс: +7-(383)-33-60-933 Web: www.tornado.nsk.ru

TORNADO
MODULAR SYSTEMS

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Модульные системы Торнадо»

Олег Викторович Сердюков



«16» марта 2020 г.

АКТ

О внедрении результатов диссертационного исследования Марченко Андрея Ивановича на тему «Разработка и исследование автоматики опережающего сбалансированного деления в электрических сетях с малой генерацией»

Настоящим актом удостоверяется, что следующие теоретические результаты и практические рекомендации, полученные в диссертационном исследовании Марченко А.И., внедрены на нашем предприятии.

Предметом внедрения являются:

1) Предложенный в работе Способ противоаварийного управления режимами локальных систем энергоснабжения (MiniGrid) на основе их опережающего сбалансированного отделения от внешней электрической сети положен в основу созданной на предприятии системной автоматики управления режимами MiniGrid. Марченко А.И. является соавтором указанного способа.

2) Физическая модель MiniGrid под управлением созданной автоматики, обеспечившая выполнение всего комплекса испытаний автоматики на действующем физическом объекте.

3) Результаты расчета уставок пускового органа автоматики опережающего сбалансированного отделения от внешней электрической сети, полученные на основе компьютерного моделирования режимов района электрической сети Новосибирской энергосистемы с подключенной MiniGrid (Локальной системы энергоснабжения жилмассива «Березовое»). Результаты использованы при реализации пилотного проекта нашей компании включения указанной MiniGrid на параллельную работу с электрической сетью Новосибирской энергосистемы с использованием опытного образца разработанной автоматики.

Выражаем признательность Марченко А.И. за существенный вклад в разработку инновационного продукта нашей компании.

Заместитель директора

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Евгений Николаевич Гежа".

Евгений Николаевич Гежа