

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

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Новосибирск – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования  
«Новосибирский государственный технический университет»

**Научный руководитель:** **Фишов Александр Георгиевич,**  
доктор технических наук, профессор.

**Официальные оппоненты:** **Воропай Николай Иванович,**  
доктор технических наук, профессор, член-корреспондент Российской академии наук, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (г. Иркутск), отдел электроэнергетических систем №40, заведующий отделом, научный руководитель института;

**Илюшин Павел Владимирович,**  
кандидат технических наук, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (г. Санкт-Петербург), проректор по научной работе.

**Ведущая организация:** Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина» (г. Екатеринбург).

Защита состоится «25» июня 2020 года в 12:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, I корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации [www.nstu.ru](http://www.nstu.ru)

Автореферат разослан «\_\_» апреля 2020 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
канд. техн. наук, доцент



Анатолий Анатольевич Осинцев

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 электроэнергетическими системами (ЭЭС). Необходимы технологии, позволяющие реализовать развитие данного тренда, для устранения локальных дефицитов электрической мощности, снижения потерь электроэнергии, обеспечения высокой надежности энергоснабжения, в том числе за счёт живучести системы, сокращения сроков ввода и окупаемости вводимых мощностей. Решение обозначенной задачи предусматривается в РФ в рамках Национально-технологической инициативы и дорожной карты «Энерджинет» (EnergyNet), а также направлениями развития науки, техники и технологий Стратегии научно-технологического развития.

**Актуальность темы исследования** обусловлена ростом количества объектов распределенной малой генерации (МГ) и стремлением их подключения на параллельную работу с распределительной электрической сетью ЭЭС. Выработка электрической энергии при этом осуществляется, как правило, с помощью синхронных генераторов, образующих из энергоблоков (единичной мощностью не более 25 МВт) электростанции малой мощности и локальные системы энергоснабжения (ЛСЭ) на их основе. ЛСЭ при этом, как правило, не отвечают совокупности требований надежности, качества электроснабжения потребителей и экономичности энергопроизводства. Использование управляемых интеллектуальных соединений, которые позволят интегрировать - синхронно подключать к единой ЭЭС синхронные источники электроэнергии и ЛСЭ с осуществлением режима параллельной работы, 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 Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) решается задача прямого включения и безопасной работы объектов с синхронной МГ в электрические сети посредством синхронных связей. Данное решение обладает преимуществами по сравнению с технологией включения через частотно-преобразовательные устройства (роутеры) в силу отсутствия негативных технических последствий, обусловленных принципиальными особенностями в преобразовании постоянного тока в переменный в силовых устройствах, дополнительными потерями энергии. При синхронной работе МГ в электрической сети необходимо сгладить недостатки взаимного влияния параллельно работающих систем, а именно требуется решение множества технических задач, связанных с обеспечением безопасности режимов параллельной работы.

*Основная идея исследования* диссертационной работы - создание автоматики, обеспечивающей выполнение требований к «свободному» (Plug and play) и малозатратному присоединению ЛСЭ и объектов с синхронной МГ к внешним электрическим сетям ЭЭС при их прямом включении в сеть посредством синхронных связей без централизации управления на идеологии мультиагентных систем.

Главной противоаварийной функцией автоматики является осуществление быстрого сбалансированного по заранее подготовленным сечениям отделения ЛСЭ от внешней электрической сети при нарушениях нормального режима. При этом автоматика должна работать независимо от централизованной системы диспетчирования и противоаварийного управления внешней электрической сети, что позволяет в дальнейшем построить систему мультиагентного децентрализованного управления электрической сетью с множеством таких распределенных объектов.

**Степень разработанности темы исследования.** Активным развитием темы в области управления объектами с распределенной МГ в последние годы в НГТУ занимаются многие исследователи: Армеев Д.В., Бык Ф.Л., Глазырин Г.В., Гуломзода А.Х., Касобов Л.С., Дехтерев А.И., Ивкин Е.С., Исмоилов С.Т., Карджаубаев Н.А., Мукатов Б.Б., Мышкина Л.С., Мурашкина И.С., Петрищев А.В., Фролов М.Ю., Энхсайхан Э., Семендяев Р.Ю., Тутундаева Д.В., Чершова В.О., Шиллер М.А. 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., Самойленко В.О., Онисова О.А., Булатов Ю.Н. и др. За рубежом по теме данного исследования имеется множество публикаций: Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, V. Knyazkin; N. Hadjsaid, J. Cl. Sabonnadiere, J. P. Angelier; Salvatore D'Arco, J. A. Suul, O. 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., однако энергоисточником в них, как правило, выступают возобновляемые источники энергии, а электрические машины, солнечные панели и накопители электроэнергии работают через частотные преобразователи.

**Цель диссертационной работы** – разработка и исследование эффективности автоматике управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью большой мощности, использующей способ опережающего сбалансированного деления в качестве противоаварийного управления.

**Задачи для достижения цели диссертационной работы:**

- 1) Анализ особенностей, технических решений и возможных способов, обеспечивающих безопасность параллельной работы ЛСЭ в составе централизованных ЭЭС.
- 2) Разработка и исследование эффективности способа противоаварийного управления в районах электрической сети с МГ путем опережающего сбалансированного деления.
- 3) Реализация предложенного способа опережающего сбалансированного деления в прототипе системной автоматике управления режимами ЛСЭ, интегрированных с внешней электрической сетью.
- 4) Испытание прототипа системной автоматике, ее противоаварийной подсистемы на основе опережающего сбалансированного деления на физической модели энергосистемы с ЛСЭ.
- 5) Исследование возможных системных эффектов от объединения на параллельную работу ЛСЭ с внешней электрической сетью ЭЭС, формирование на их основе состава потенциальных системных услуг, предоставляемых объектами распределенной МГ другим субъектам, участвующим в осуществлении общего режима электрической сети ЭЭС.

**Объект исследования:** ЛСЭ, объединяемые на параллельную работу с внешними ЭЭС с помощью синхронных электрических связей.

**Предмет исследования:** средства и способы управления параллельной работой ЛСЭ в электрической сети ЭЭС.

**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 ЭЭС, исследовано применение разработанного способа на реальном объекте МГ и получены результаты, обеспечивающие возможности его эффективного практического использования, определены и обеспечены требования по быстродействию, разработана методика расчета уставок срабатывания пускового органа автоматике.

- 3) Впервые разработан прототип системной автоматики управления режимами параллельной работы ЛСЭ внешней электрической сетью, использующей в качестве противоаварийного управления разработанный способ опережающего сбалансированного деления.
- 4) Экспериментально доказана работоспособность автоматики противоаварийного управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью.
- 5) На основе исследования возможных системных эффектов от присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети и осуществления соответствующего управления ее режимами разработаны состав и обоснована возможность предоставления дополнительных электроэнергетических услуг МГ по регулированию режимов в ЭЭС.

**Теоретическая и практическая значимость работы.** Решена техническая задача по снятию технологических барьеров, связанных с присоединением ЛСЭ к существующим электрическим сетям. Патентованный способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях реализован в прототипе автоматики управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью ЭЭС, созданном в НГТУ совместно с ООО «Модульные системы Торнадо» (г. Новосибирск) и АО «Институт автоматизации энергетических систем» (г. Новосибирск).

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

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

**Методология и методы исследования.** Для исследования свойств ЛСЭ с МГ, 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» (ЭДМ) НГТУ. Используются теория электрических систем и сетей, устойчивости ЭЭС и противоаварийного управления в ЭЭС.

#### **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 системной автоматики и реализованного в ней способа опережающего сбалансированного деления, обеспечивающего безопасную работу малой генерации и электрической сети энергосистемы.

2) Опережающее сбалансированное противоаварийное отделение ЛСЭ является предпочтительным по отношению к управлению на основе сохранения динамической устойчивости их параллельной работы.

3) Способ опережающего противоаварийного сбалансированного отделения ЛСЭ 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 регулирования электрического режима в сети прилегающего энергорайона, которые могут быть основой «системных услуг» малой генерации в энергорайоне.

**Соответствие диссертации паспорту научной специальности.** Диссертационная работа соответствует паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы», а именно пунктам: 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, докладывались и обсуждались на:* научных семинарах кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, Международной научной конференции молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск, 2015), Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Иваново, 2015, г. Казань, 2016), Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, 2015, 2016, 2019), Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» (г. Томск, 2015), Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия» (г. Иваново, 2016, 2020), Конкурсе докладов по электроэнергетической и электротехнической тематикам Молодежной секции РНК СИГРЭ (г. Иваново, 2016), Международной научной студенческой конференции МНСК-2016 (г. Новосибирск, 2016), Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (г. Москва, 2016), Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST (г. Новосибирск, 2016, г. Томск, 2019), Международном форуме и конференции «Наука будущего – наука молодых» (г. Казань, 2016), Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» (г. Новосибирск, 2016, 2018), Новосибирском инновационно-инвестиционном форуме (г. Новосибирск, 2016), Международном форуме по энергоэффективности и развитию энергетики ENES (г. Москва, 2016), Международной научно-технической конференции и выставке «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017» (г. Санкт-Петербург, 2017), Всемирном фестивале молодёжи и студентов (г. Сочи, 2017), Всероссийской конференции «Планирование и управление электроэнергетическими системами» Объединенного диспетчерского управления Сибири - филиала АО «Системный оператор Единой электроэнергетической системы» (г. Кемерово, 2017), Международном форуме и конференции «Наука будущего – наука молодых» (г. Сочи, 2019), Саммите молодых ученых и инженеров «Большие вызовы для общества, государства и науки» (г. Сочи, 2019).

*Гранты, полученные автором диссертации на проведение НИР:* 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).

*Научная работа автора диссертации была оценена и по результатам конкурсных отборов присуждены:* Премия Мэрии г. Новосибирска (2017); Стипендии: Мэрии г. Новосибирска (2018-2019), Правительства Новосибирской области (2016-2017, 2017-2018), Президента РФ (2018-2019) и Правительства РФ (2018) аспирантам, обучающимся по приоритетным направлениям

модернизации и технологического развития российской экономики; Президента РФ (2018-2019) аспирантам, осваивающим образовательные программы высшего образования; Президента РФ (2019-2021) молодым ученым и аспирантам, осуществляющие перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики.

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

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 32 печатных научных работы, в том числе 2 статьи в изданиях согласно перечню российских рецензируемых научных журналов ВАК РФ, получен 1 патент на изобретение РФ, 3 статьи в рецензируемых научных журналах, 2 статьи в научных изданиях, индексируемых в 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.** Соискателю принадлежит формализация поставленных задач, исследование технических решений и способов управления при параллельной работе объектов с синхронной МГ, имитационное моделирование режимов ЭЭС, разработка методики определения уставок срабатывания пускового органа противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления системы, разработка программы и испытания на ЭДМ энергосистемы способа опережающего сбалансированного деления в составе прототипа системной автоматики управления режимами объектов с МГ, развитие идей трансформации системных технических эффектов от работы МГ в электрической сети ЭЭС 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.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** представлена общая характеристика работы, обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи исследования, представлены научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов, внедрение и апробация полученных результатов, сформулированы выносимые на защиту положения.

**В первой главе** выполнен анализ особенностей и технических решений, обеспечивающих эффективность параллельной работы ЛЭС в составе централизованных ЭЭС. Распределенная МГ позволяет решать локальные проблемы централизованной энергетики, когда строительство МГ является экономически более эффективным, чем реконструкция существующих и строительство новых распределительных электрических сетей (РЭС). Климатические и географические особенности России порождают более высокую, чем в других странах, потребность в тепле по отношению к электроэнергии, поэтому распределенная МГ в энергокомплексе РФ, в основном, представлена синхронной генерацией на различных видах топлива, когенерацией. Современные технологии в производстве высокоэффективных газотурбинных, парогазовых и газопоршневых установок (ГТУ, ПГУ, ГПУ) МГ позволяют достигать им высоких КПД, а также иметь широкий диапазон установленных мощностей.

Развитие МГ в ЛЭС и ее работа в составе внешней электрической сети интересна всем субъектам энергоснабжения.

*Для потребителей и МГ ЛСЭ это:*

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

*Для РЭС централизованного энергоснабжения:*

- возможность перераспределить высвободившиеся мощности после введения локальных источников в виде МГ 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 РЭС 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 собственных потерь в электрической сети, возникающих при передаче, за счёт покупки необходимых объемов у распределённой МГ.

Однако, рост количества распределенной МГ в ЭЭС 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. В частности, распределенная МГ при параллельной работе усложняет задачи управления режимами централизованной ЭЭС в связи с чувствительностью малоинерционных генерирующих установок к внешним воздействиям и, как вследствие, их частого отключения, хотя, принципиально, при соответствующем управлении МГ позволяет повысить надежность и независимость энергоснабжения присоединенного потребителя. РЭС с появлением в ней МГ приобретает свойства основной сети и становится энергосистемой с собственными источниками, для которой необходимо решение всех тех же задач, что и для большой энергосистемы по обеспечению надежного и безопасного функционирования.

На сегодняшний день большинство установок МГ работает в автономных режимах в составе ЛСЭ, поскольку их присоединение к существующим РЭС встречает технические, экономические и административные барьеры.

Одним из направлений решения проблемы интеграции ЛСЭ в электрические сети является создание для них интеллектуальной автоматики и систем управления, использующих новые способы управления, обеспечивающие снижение или исключение рисков параллельной работы:

- Возникновение недопустимых асинхронных режимов, ударных моментов на валах энергоблоков электростанции МГ, отключение энергоблоков по параметрам обратной последовательности и обратной мощности;
- Увеличение токов КЗ, как на подстанции присоединения (незначительно), так и в распределительной сети ЛСЭ (многократно);
- Снижение чувствительности дистанционных защит линий электропередач смежных с подстанцией присоединения ЛСЭ за счет подпитки мест КЗ;



- Возникновение вероятности недопустимого объединения шин подстанции присоединения к сети ЛСЭ и несинхронизированных включений подсистем на параллельную работу;
- Подпитка отключенных линий и трансформаторов электрической сети от ЛСЭ.

**Во второй главе** представлены предложенный способ противоаварийного управления в районах электрической сети с МГ путем его опережающего сбалансированного отделения и результаты имитационного исследования способа.

Основными *техническими результатами предлагаемого способа* является предотвращение возникновения недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов МГ и асинхронных режимов при их параллельной работе, снижение отключаемых токов КЗ, снижение величин мощностей (объемов) отключаемых нагрузок и генераторов для предотвращения развития аварий, снижение потребности в телеметрической информации и в целом упрощение РЗА ЛСЭ.

*Идея способа* – опережающее сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети по заранее подготовленным сечениям (деление до срабатывания релейной защиты и выключателей внешней сети) при нарушениях нормального режима с переходом ЛСЭ в сбалансированный по мощности островной режим с последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой загрузкой оборудования.

*Принципиальное описание.* Рассмотрим предлагаемый способ на простейшем примере (Рис. 1), соответствующем присоединению ЛСЭ к РЭС через распределительный пункт (РП).

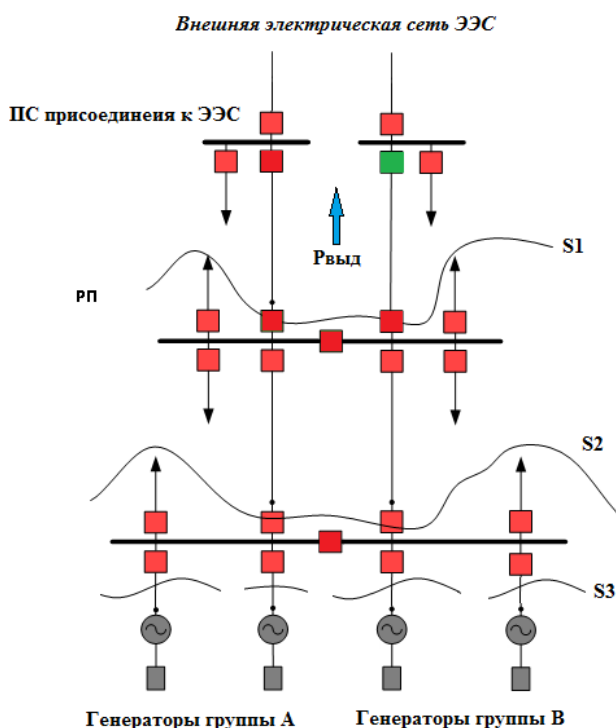


Рис. 1 – Принципиальная схема, отражающая условия параллельной работы сети ЛСЭ с электростанцией МГ с внешней сети ЭЭС

Красный цвет выключателя соответствует его включенному положению, зеленый – отключенному.

ЛСЭ может работать параллельно с электрической сетью ЭЭС в одном из трёх режимов:

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

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

*Рассмотрим второй режим, как основной и наиболее интересный:*

В этом режиме один из генераторов электростанции (или несколько генераторов, образующих группу А) выдает мощность  $P_{\text{г}} = R_{\text{выд}}$ ,

т.е. равную выдаваемой ЛСЭ во внешнюю РЭС.

Данное условие постоянно поддерживается с некоторым допустимым небалансом режимной

автоматикой в устройстве управления в нормальном режиме. При возникновении внешнего или внутреннего в сети ЛСЭ КЗ, по факту импульсного снижения напряжения (фиксируемого на РП) или появления напряжения обратной последовательности (при несимметричном КЗ), опережающим образом (быстрее уставок срабатывания защит внешней сети (за время не более 0,04 с)) выдается команда на отключение выключателя сечения S1 и одновременно генератора (выключателей генераторов группы А, сечение S3), обеспечивающих выдачу мощности во внешнюю РЭС. Отключение выключателя снимает ток подпитки КЗ от ЛСЭ, при этом ЛСЭ отделяется с балансом активной мощности, что сохраняет ее нормальный режим.

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 отделения ЛСЭ во внешней сети ЭЭС восстанавливаются условия работы её РЗиА, соответствующие отсутствию параллельной работы с ЛСЭ, вследствие этого не требуется согласование работы защит ЛСЭ и РЗиА внешней сети ЭЭС. При восстановлении нормального напряжения во внешней сети системная автоматика ЛСЭ воздействуют на режим своих генераторов, добиваясь выполнения условий точной синхронизации подсистем, и включается выключатель сечения S1 и с синхронизацией выключатели отключившихся генераторов (группы генераторов А).

Если КЗ для системы электроснабжения с МГ было внутренним отключается ток подпитки КЗ от сети большой мощности ЭЭС, автоматика действует на отключение выключателя сечения S1, ЛСЭ 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. Этим обеспечивается сохранение работоспособности отделившейся части. После ликвидации возникшего небаланса восстанавливаются условия для возобновления параллельной работы систем.

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

На Рис. 2 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 синхронного генератора и ликвидируется работой штатных регуляторов скорости энергоблоков.

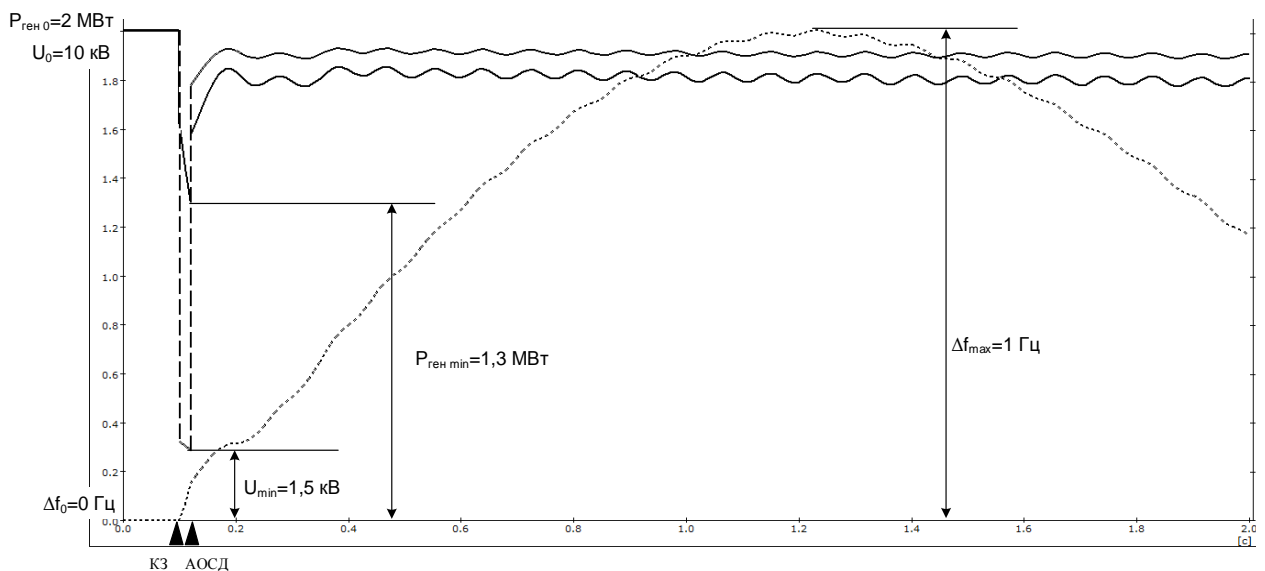


Рис. 2 – Переходный процесс, соответствующий предлагаемому способу управления. Таким образом, быстродействующее (опережающее) деление по фиксированным сечениям позволяет:

- 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.

*Методика выбора уставок срабатывания пускового органа опережающего  
сбалансированного 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 линий 110 кВ, питающих ПС присоединения ЛСЭ, по условию обязательности отключения подпитки поврежденной линии;
- При КЗ в общей РЭС 10 кВ ПС присоединения и сети ЛСЭ продолжительностью более 0,04 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 РП и подстанций, практически то же самое) выше уставки ( $0,2 U_{ном}$ ) их защиты по напряжению обратной последовательности продолжительностью более 0,04 с, т.к. это может приводить к отключению генераторов ЛСЭ внутренними защитами.

АОСД *не должна* срабатывать при любых оперативных коммутациях в сети 10 кВ ЛСЭ и 110 кВ прилегающего района сети внешней ЭЭС. Такое срабатывание не приводит к аварийным последствиям, но является излишним.

Коэффициент чувствительности ПО не должен быть ниже 1,2.

Расчетными условиями для определения уставок срабатывания ПО 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.

По данной методике проведено моделирование и выполнены расчеты уставок срабатывания пускового органа (ПО) АОСД для ЛСЭ жилого массива «Березовое» в г. Новосибирск. Рекомендованы уставки АОСД, удовлетворяющие всем требованиям, по напряжению прямой последовательности – 8,0 кВ, по напряжению обратной последовательности – 1,6 кВ, время срабатывания 0.2 - 0.4 с.

*Исследование эффективности АОСД на цифровых моделях ЭЭС*

Максимальный ударный момент на валах синхронной машины может возникнуть при включении на параллельную работу ЛСЭ с энергоблоками небольшой мощности и внешней электрической сетью или при отключении проходящего КЗ 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 МГ ЛСЭ в режиме параллельной работы с электрической сетью при КЗ до угла с максимальным моментом на валу синхронных машины или близким к нему, при котором при отключении КЗ возникнет максимальный (динамический) момент на валах синхронных генераторов.

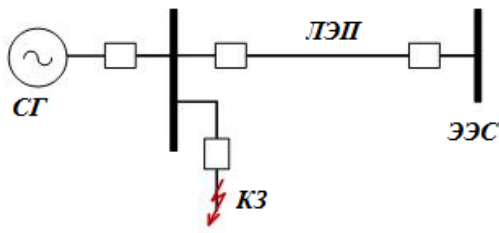


Рис. 3 – Принципиальная схема для оценки времени выбега роторов генераторов генератора энергоблока:

Рассмотрим процесс при 3-х фазном КЗ вблизи шин синхронных генераторов ЛСЭ с отключением КЗ через время  $\Delta t$  (Рис. 3).

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.),  $\delta$  в радианах (рад),  $T_j$  в секундах (с).

При КЗ  $P_{\text{эл}} = 0$ . При номинальной нагрузке

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

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  $\delta_0$  (до КЗ) до максимального  $\delta_{\text{max}}$  составляет  $\Delta \delta \approx 1,42$  рад.

Выразим длительность короткого замыкания  $\Delta t$  и изменение угла от  $\delta_0$  до  $\delta_{\text{max}}$ :

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

Времена достижения угла максимальных ударных моментов на валу синхронного генератора в зависимости от его постоянной инерции ( $T_j$ ) и длительности КЗ приведены в Табл. 1.

Табл. 1 – Предельные времена достижения угла максимальных ударных моментов на валу генераторов в зависимости от длительности КЗ

$T_j, \text{с}$	$\alpha$	$\Delta t, \text{с}$
1	314	0,1
2	157	0,14
3	104,6	0,175
4	78,5	0,195

Из экспериментально полученных данных следует, что постоянная времени инерции  $T_j$  энергоблоков электростанции синхронной МГ находится в диапазоне 1-1.5 с.

Можно сделать вывод, что проходящее КЗ в электрической сети способно вызвать возникновение ударного (динамического) момента на валах синхронного генератора МГ в составе ЛСЭ кратностью 4-6 от номинального в момент после его устранения, т.е. отключения КЗ, что может быть

причиной его механического повреждения и/или отключения.

#### *Электромеханические переходные процессы при возмущениях в режимах параллельной работы ЛСЭ с сетью ЭЭС. Переходные процессы при проходящем КЗ в РЭС ЭЭС*

В базовом расчетном режиме когенерационная тепловая электростанция (ТЭС) МГ ЛСЭ работает параллельно с ЭЭС по одной линии через шины 10 кВ ПС присоединения в режиме выдачи избыточной мощности 3,6 МВт (2 блока ТЭС по 1,8 МВт) во внешнюю РЭС 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 КЗ на шинах 110 кВ основной питающей ПС без отделения ТЭС от внешней РЭС ЭЭС представлена на Рис. 4.

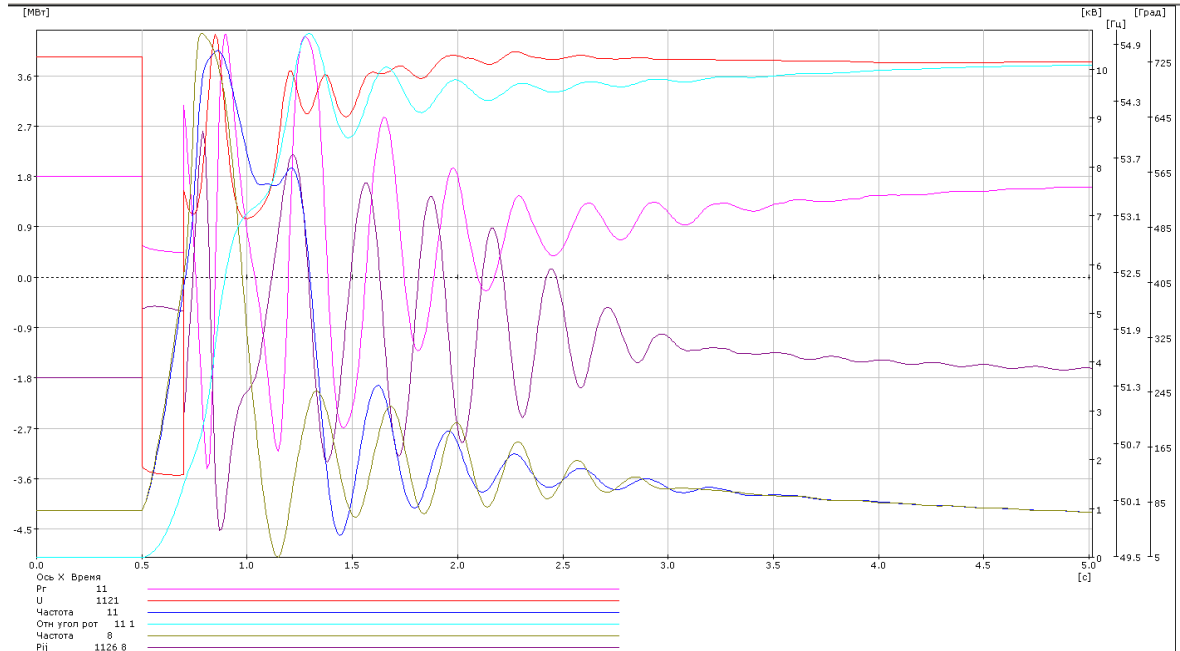


Рис. 4 – Переходный процесс в ЛЭС при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ основной питающей ПС с нарушением устойчивости режима (без отделения ЛЭС от внешней РЭС ЭЭС). Контролируемые параметры:  $P_g$  – выдаваемая активная мощность одного блока (генератора) ТЭС.  $U$  - измеряемое напряжение на шинах РП ЛЭС, т.е. в месте расположения ПО АОСД. Частота генератора ТЭС. Угол ротора генератора относительно опорного узла ЭЭС.

График мощности приведен для одного генератора ТЭС. При произошедшем возмущении возникает снижение напряжения на шинах РП ЛЭС до 1,6 кВ (При уставке срабатывания ПО противоаварийного управления автоматики - 8 кВ).

Из осциллограммы видно, что устойчивость параллельной работы ЛЭС с внешней РЭС 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 ТЭС ЛЭС ее защитами.

Результаты расчета переходных процессов в сети свидетельствуют об их недопустимости и должны предотвращаться автоматическим опережающим делением сети.

Ниже представлены результаты моделирования переходного процесса при работе автоматики опережающего отделения с балансирующим отключением части энергоблоков электростанции МГ с задержкой на передачу сигнала от пускового органа АОСД до выключателя энергоблока (генератора) ТЭС. Длительность КЗ составляет  $T_{кз} = 0,2$  с.

ПО АОСД срабатывает через  $T_{по} = 0,02$  с, а отключение ЛЭС происходит за время менее 0,09 с. Балансирующее отключение 2-х генераторов ТЭС происходит с задержкой 0,09 с. В результате действия автоматики ЛЭС переходит в режим изолированной работы с самобалансом в 5,4 МВт по генерации и потреблению мощности электроприемниками.

Переходный процесс режима при 3-ех фазном КЗ на шинах системной ПС 110 кВ РЭС ЭЭС представлен на Рис. 5. Из полученной осциллограммы следует, что максимальное повышение частоты составило 2,8 Гц. Колебания и отклонения режимных параметров сохраняемых в работе генераторов ТЭС ЛЭС допустимы и не приводят к их отключению защитами энергоблоков. Параметры процесса обеспечивают в послеаварийном режиме работоспособность ЛЭС в автономном режиме.

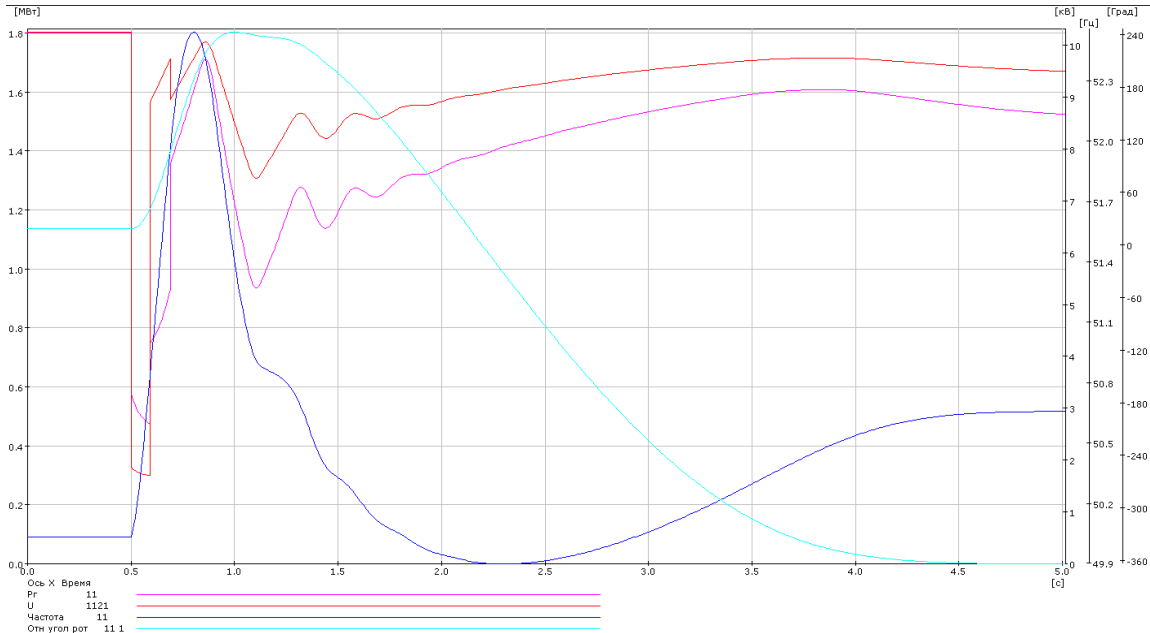


Рис. 5 – Переходный процесс в ЛСЭ без нарушения устойчивости режима при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ основной питающей ПС с отделением ТЭС от внешней РЭС ЭЭС под действием разработанной автоматики

В третьей главе представлена реализация способа опережающего сбалансированного деления в схеме выдачи мощности МГ в прототипе системной автоматики ЛСЭ. Автоматика предназначена для осуществления полностью автоматического управления режимами ЛСЭ синхронной МГ по активной и реактивной мощности в нормальных и аварийных условиях с выбором состава работающего оборудования и вариантов работы – островном или параллельном с внешней РЭС ЭЭС. Общий вид прототипа стойки автоматики, размещенной в машинном зале ЭДМ НГТУ представлен на Рис. 6. Системная автоматика управления режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней РЭС подразделяется на технологическую и противоаварийную (ТА, ПА) к последней относится АОСД. Основными функциями противоаварийной подсистемы автоматики являются блокировка возникновения недопустимых коммутационных состояний сети, сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней РЭС ЭЭС при внутренних и внешних КЗ. Для блокировки используются данные о топологии сети, а для деления - измерения напряжения прямой и обратной последовательностей на шинах электростанции МГ, РП сети и подстанциях присоединения к внешней ЭЭС.



Рис. 6 – Общий вид стойки автоматики

#### *Режимная подсистема автоматики*

Режимная автоматика (РА) обеспечивает регулирование напряжения, активной мощности и частоты (в режиме автономной работы ЛСЭ), как индивидуальное (при работе одного энергоблока МГ), так и групповое (при параллельной работе нескольких энергоблоков МГ). В групповом режиме один из энергоблоков является ведущим, остальные – ведомыми, принимая долевое участие в его активной и реактивной мощности. Одной из основных задач РА и ее автооператора является поддержание постоянной готовности ЛСЭ к сбалансированному отделению от внешней РЭС по одному из сечений сети. На Рис. 7 представлен характерный процесс, полученный на физической модели ЛСЭ на ЭДМ в НГТУ, при возмущениях режима ЛСЭ, работающей автономно и параллельно с внешней электрической сетью под управлением автооператора автоматики.



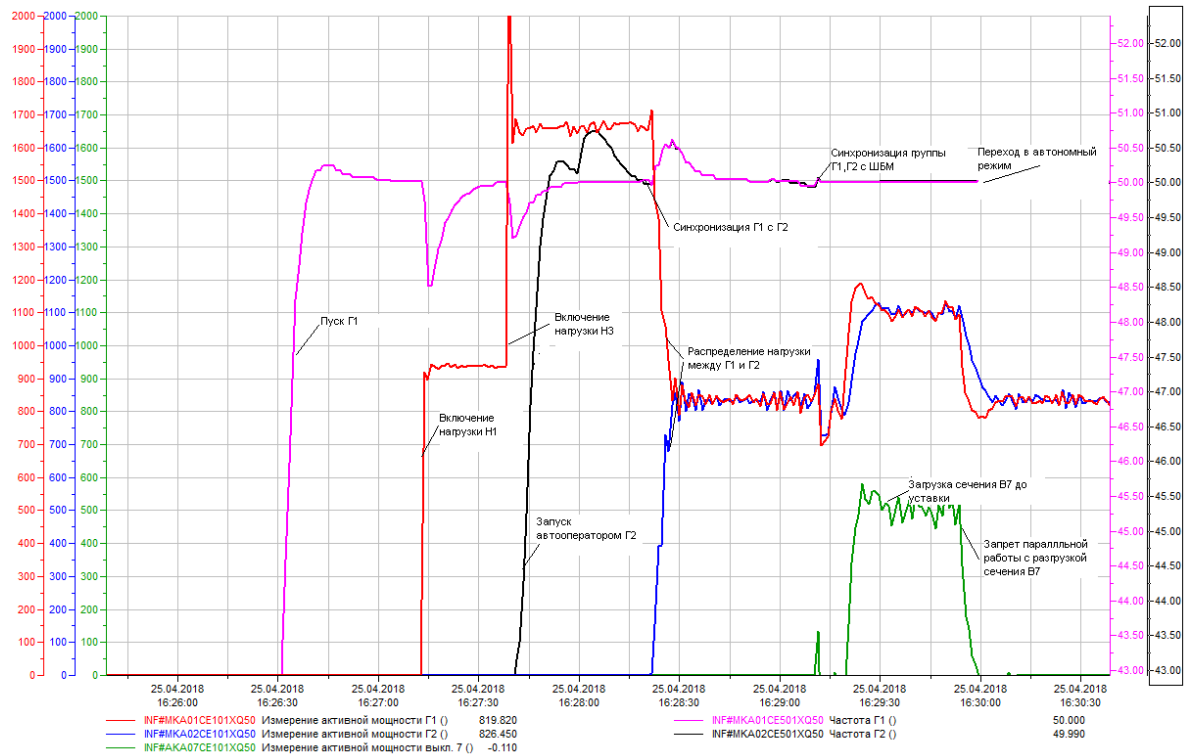


Рис. 7 – Переходный процесс при запуске генератора Г1 ТЭС ЛСЭ, набросе нагрузки, вводе Г2 для разгрузки Г1, синхронизации Г1, Г2 с ШБМ (переход к режиму параллельной работы) по связи (сечение В7) с внешней РЭС ЭЭС, запрете параллельной работы с разгрузкой сечения В7 и отделением Г1, Г2 от ШБМ (переход в автономный режим) под управлением автоматики

#### *Противоаварийная подсистема автоматики*

Модуль ПА осуществляет выдачу команды на опережающее деление связей ЛСЭ с внешней РЭС ЭЭС. Пусковой орган ПА выявляет факт снижения (провала) напряжения прямой последовательности ниже (или появления напряжения обратной последовательности выше) уставки срабатывания и выдает сигнал на отключение выключателя(лей) за время менее 20 мс. Сигнал на отключение проходит по заранее подготовленным цепям с воздействием на отключение либо одного из выключателей в цепи связи с внешней РЭС, либо дополнительно на отключение генераторов МГ, осуществляющих выдачу мощности во внешнюю сеть ЭЭС. Совместное действие (поддержание условий сбалансированного деления) ПА и быстрого деления (отключение сетевого выключателя и, при необходимости, генераторных) при КЗ в РЭС приводит к сбалансированному делению без нарушения электроснабжения потребителей. На Рис. 8 представлена структурная схема АОСД с учетом резервирования отказа выключателя.

Алгоритм противоаварийного управления:

1. Выявление и фиксация в непрерывном режиме (Online) сечения для деления по режимным условиям (сечение S1 или S2) (Рис. 1).
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.

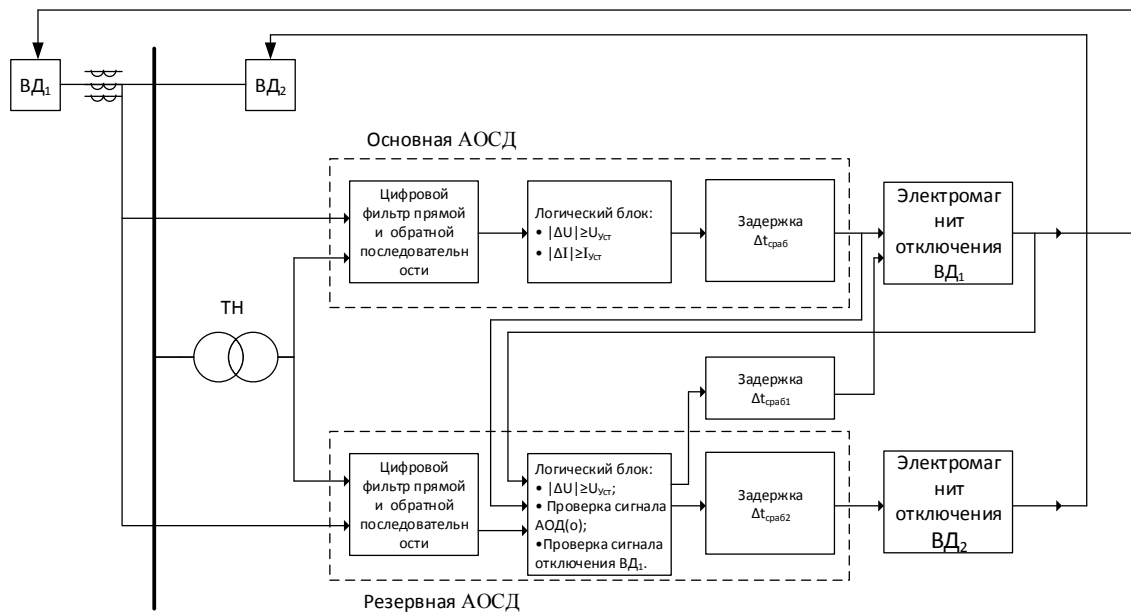


Рис. 8 – Структурная схема АОСД

В четвертой главе представлены результаты исследования прототипа автоматики на физической ЭДМ ЭЭС. Сформулированы требования, предъявляемые к структуре и параметрам физической модели ЛСЭ, используемой в качестве испытательной установки АОСД.

#### Схема физической модели ЛСЭ

Для подтверждения работоспособности и эффективности способа АОСД ЛСЭ, а также системной автоматики управления ее режимами разработана физическая модель ЛСЭ с возможностью параллельной работы с внешней сетью, удовлетворяющая всем необходимым для этого требованиям. Моделируется реальный объект ЛСЭ ж/м «Березовое» в г. Новосибирске, подключаемый к электрической сети Новосибирской энергосистемы ЕЭС России. Схема испытательной установки - физической модели ЛСЭ с прямым включением ЛСЭ на параллельную работу с внешней сетью приведена на Рис. 9.

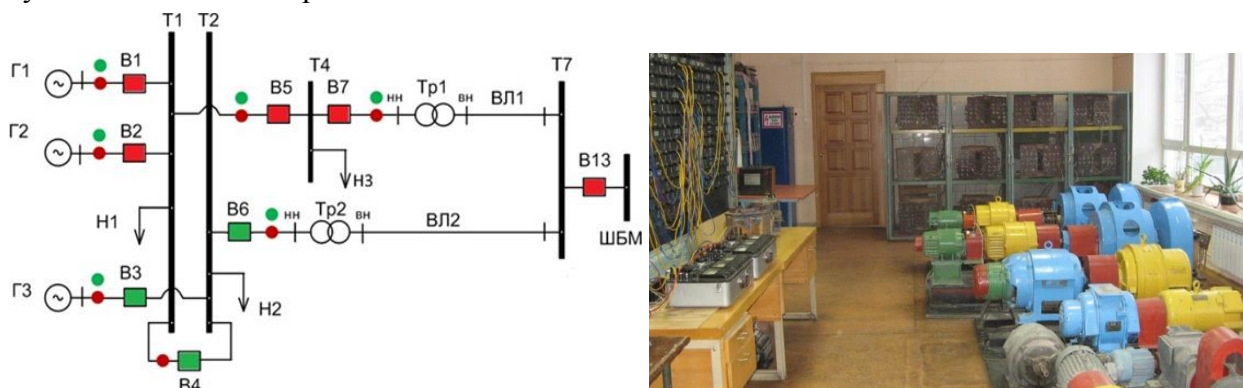


Рис. 9 – Схема испытательной установки (физической модели объекта с МГ) и внешний вид энергоблоков в машинном зале ЭДМ НГТУ

При минимальности физических объектов (моделей энергоблоков, нагрузок, выключателей, ЛЭП, измерительных ТТ и ТН, трансформаторов и шин, в т.ч. и ШБМ – эквивалента внешней РЭС ЭЭС, она целиком удовлетворяет требованиям к полноте моделирования режимов ЛСЭ. Схема содержит 3 энергоблока с синхронными генераторами (Г 1-3). Выключатели имеют подключенные ТТ и ТН. Красный цвет выключателей соответствует их включенному состоянию, зеленый – отключенному. Красные точки указывают места измерения токов, зеленые – напряжений. Моделируемая ЛСЭ имеет два нормальных режима: режим автономной работы с объединенными полустанциями и режим параллельной работы с внешней РЭС с разделенными шинами станции (разделенными полустанциями). Сечениям S1 и S2 соответствуют выключатели В7 и В5.



*Программа и результаты испытаний АОСД ЛСЭ*

*Цель испытаний:* проверка работоспособности, требуемой селективности и быстродействия срабатывания ПО 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 включениях генераторов и т.д. На Рис.10 представлены осциллограммы напряжений прямой и обратной последовательности в переходных процессах при проверке условий срабатывание ПО АОСД, а также появление сигналов на отделение ЛСЭ от ПО.

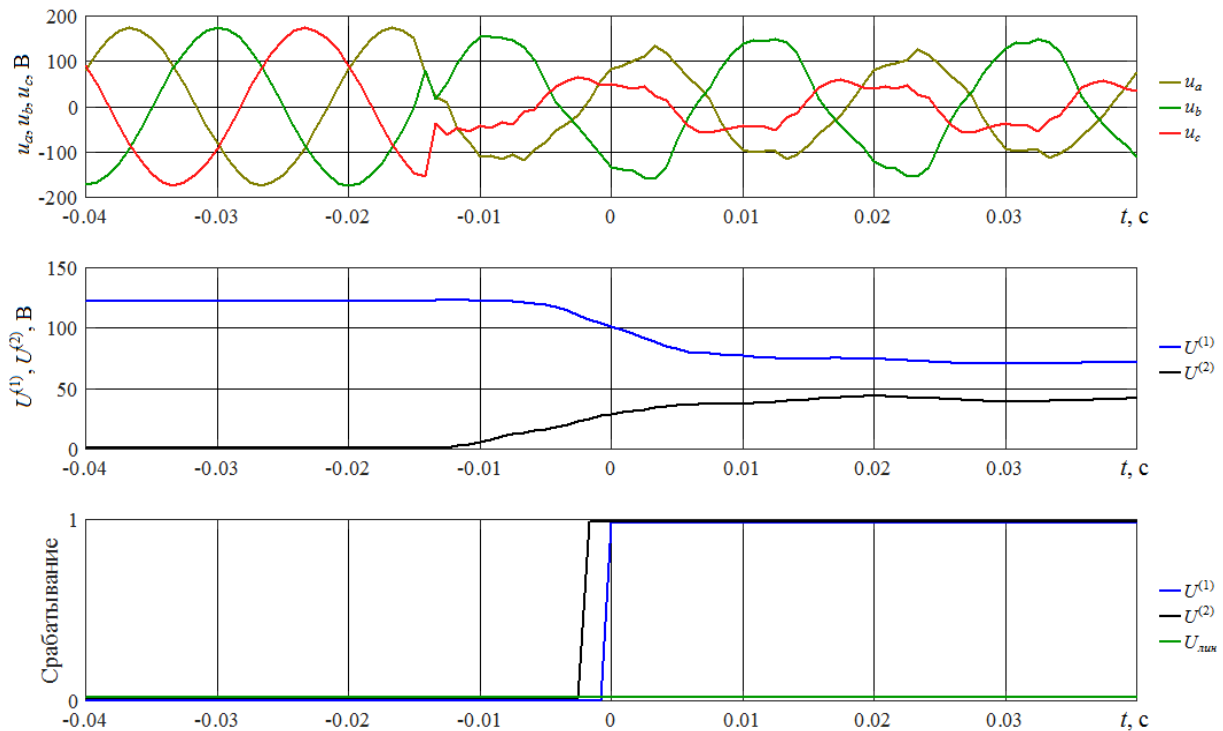


Рис. 10 - Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой (синий цвет) и обратной последовательностям (черный цвет)

*Выводы по результатам испытаний:* автоматика опережающего сбалансированного деления работает правильно. Обеспечивается требуемые чувствительность, селективность и быстродействие.

Выявление ПО АОСД возникновения КЗ в электрической сети происходит за время 0,014 – 0,017 с, т.е. менее чем за период. Отделение ЛСЭ от внешней сети происходит за время, равное срабатыванию ПО АОСД плюс срабатывание коммутационного аппарата. При использовании вакуумного выключателя суммарное максимальное время равно:  $T_{\text{откл}} = 0.017 + 0.065 = 0.082$  с (82 мс). При использовании тиристорного выключателя  $T_{\text{откл}} = 0.017 + 0.02 = 0.037$  с (37 мс).

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

**Пятая глава** посвящена системным техническим эффектам (СТЭ) при участии МГ в регулировании режимов электрических сетей.

СТЭ для региональной ЭЭС, обусловленные свойствами присоединенной на параллельную работу ЛСЭ и заключаются в:

- перераспределение потоков мощности во внешней РЭС 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 ЭЭС.

*Представим СТЭ от работы ЛСЭ в электрической сети ЭЭС в виде некоторых услуг с разделением на три группы с указанием их содержания и полезности:*

1) Локальные - оказываются субъектам, подключенным к шинам МГ или в сети ЛСЭ:

- Форсировка выдачи реактивной мощности при «провалах» напряжения в сети, предотвращение «провалов» напряжения. (Повышение надежности электроснабжения путем предотвращения нарушений устойчивости нагрузки);
- Стабилизация режима напряжения при резко-переменных нагрузках. (Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с резкопеременной нагрузкой);
- Компенсация потребления реактивной мощности. (Выполнение требований по ограничению потребления реактивной мощности);
- Поддержание желаемого напряжения в узле сети. (Стабилизация оптимального для потребителя напряжения);
- Повышение качества напряжения в части синусоидальности формы и симметрии напряжения. (Снижение искажения формы напряжения и его симметрирование);

2) Районные – оказываются субъектам энергорайона (сетевой компании, потребителям):

- Поддержание желаемого напряжения для потребителей в районе сети. (Стабилизация оптимального уровня напряжения в районе сети для группы потребителей);
- Поддержание желаемого для сетевой компании напряжения в районе сети. (Максимизация пропуски энергии или минимизация потерь);
- Резервирование всей или части нагрузки при нарушениях в сети. (Гарантированность электроснабжения при нарушениях в электрической сети);
- Кратковременное резервирование всей или части нагрузки при нарушениях в сети. (Безопасное завершение технологических процессов у потребителей).

3) Общесистемные - субъектам энергосистемы (системному оператору):

- 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 от РЭС ЭЭС);
- Разгрузка сети в максимальном и аварийном режиме. (Снятие перегрузки сети, присоединение дополнительных нагрузок. Повышение экономичности генерации электроэнергии);

- Загрузка сети в минимальном режиме. (Повышение экономичности выработки электроэнергии);
- Выдача резервной мощности при снижении частоты в энергосистеме и кратковременная форсированная выдача резервной мощности для синхронизации. (Повышение надежности энергосистемы).

*Экспериментальное исследование СТЭ повышения качества напряжения в электрической сети ЭЭС с синхронной МГ*

Для исследования эффекта симметрирования напряжения и снижения искажений формы кривой напряжения, подавления высших гармонических составляющих с помощью МГ на ЭДМ НГТУ использовалась экспериментальная схема, представленная на Рис. 11.

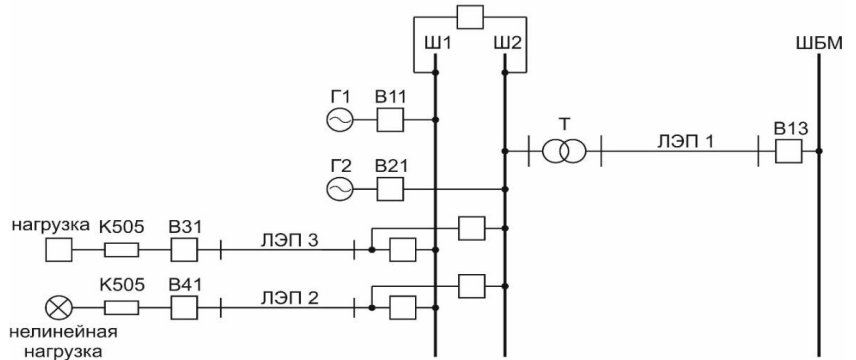


Рис. 11 – Экспериментальная схема по исследованию СТЭ несимметрии и синусоидальности напряжения

Характеристики режимов напряжения в месте обрыва фазы представлены на Рис. 12 и в Табл. 2.

Табл. 2 – Результаты исследования симметрирования напряжения

Результаты показывают положительное влияние МГ на качество напряжения, а именно симметрирование напряжения в прилегающем районе РЭС. Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности в удаленной от генератора точке района сети уменьшились при подключении МГ в 3 раза.

Эксперимент	Симметричные составляющие U, В		Коэффициент несимметрии U, %	
	$U_1$	$U_2$	$K_{2U}$	$K_{0U}$
Без МГ	205,88	19,04	$K_{2U}$	9,25
	9,56			
			$K_{0U}$	4,64
С МГ	260,27	7,75	$K_{2U}$	2,98
	3,05			
			$K_{0U}$	1,17

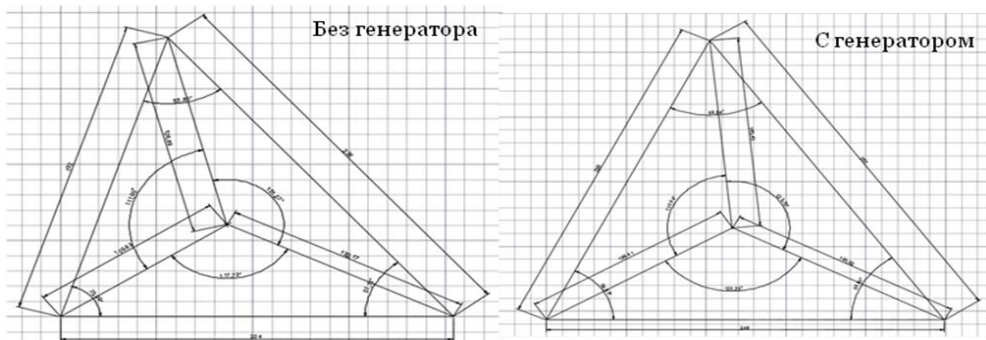
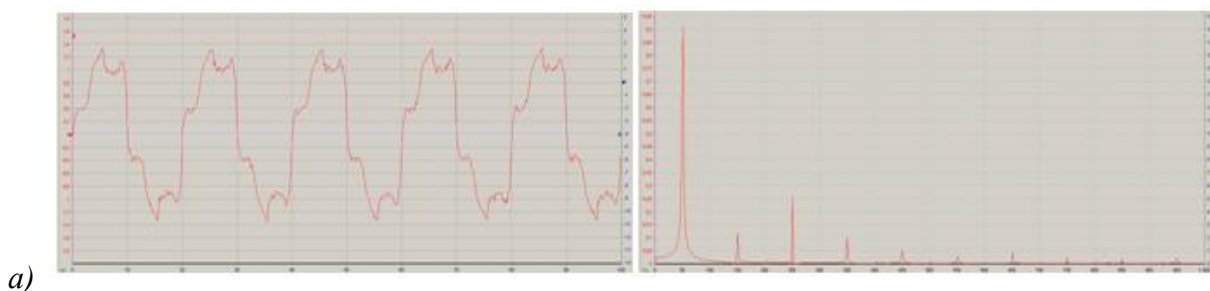


Рис.12 – Векторные диаграммы напряжений при моделировании несимметрии в ЛЭС без МГ и с МГ

На Рис. 13 представлены характерные результаты исследования влияния МГ на синусоидальность напряжения в распределительной сети с нелинейным элементом (НЭ).



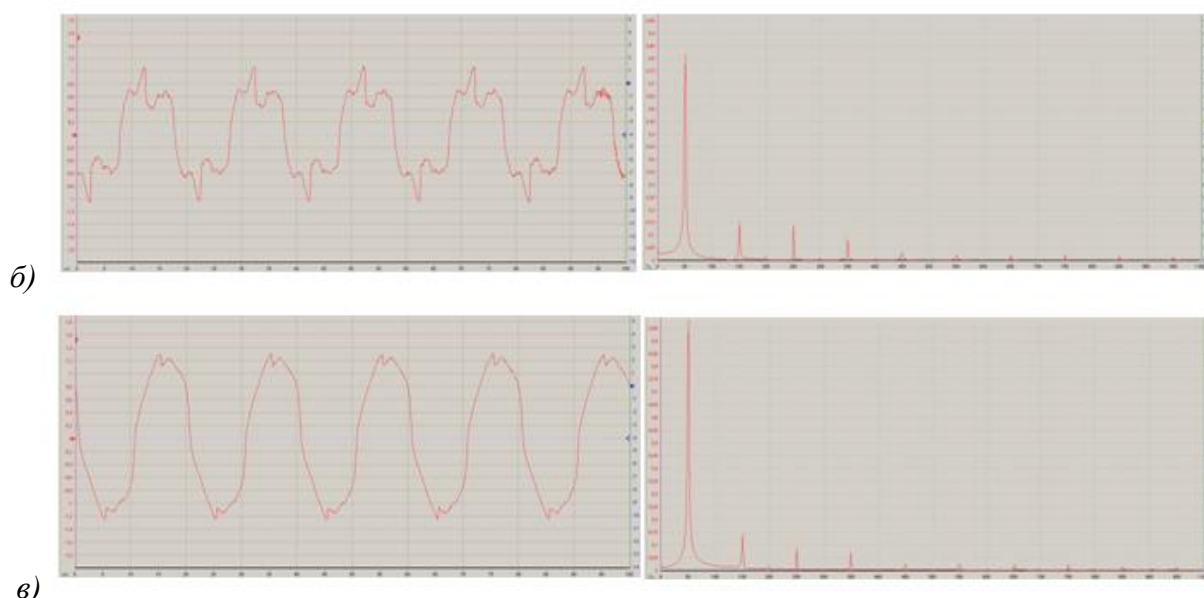


Рис. 13 – Графики и спектральный состав напряжения на НЭ при мощности, выдаваемой МГ  $P_{ген.} \approx 10\%$  от  $P_{ген.макс}$ : а) при включении НЭ, без МГ; б) при включении НЭ через ЛЭП-2, без МГ; в) при включении НЭ через ЛЭП-2, с участием МГ

Оценка влияния МГ на качество напряжения в ЛСЭ по данным экспериментов представлена коэффициентом гармонических искажений  $K_r$  (КГИ) кривой напряжения (Таб. 3).

Табл. 3 – Результаты исследования синусоидальности напряжения

Схема соединения нагрузки:	звезда	треугольник	
Эксперимент	$K_r, \%$		
1. НЭ в точке общего ЛСЭ присоединения, без МГ	34,13	17,05	
2. НЭ в точке общего присоединения ЛСЭ через ЛЭП-2 (ЛЭП-2 и ЛЭП-3), без МГ	37,03	(13,61)	25,91
3. НЭ 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 сети с МГ значение КГИ напряжения в отдаленной точке сети ЛСЭ на НЭ уменьшилось в 2 раза.

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

#### Рекомендации по учету системных эффектов в электрических сетях с МГ

В электрических сетях с нелинейными элементами, а, как правило, это все распределительные сети ЭЭС, полная мощность идет на создание активной мощности, реактивной мощности и мощности искажения, которая представляют собой фактически потери электроэнергии ( $S$  – полная мощность,  $P$  – активная,  $Q$  – реактивная и  $T$  – мощность искажений):

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

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 ( $U_{i,j}$  и  $I_{i,j}$  – значения напряжения и тока гармонических составляющих):

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

Для фиксации СТЭ по повышению качества электроэнергии в РЭС с МГ предлагается использование долевого участия (вклада) присоединенных электроприемников и МГ в повышение и снижение качества электроэнергии. Критерием разделения и оценки характера влияния нагрузки потребителей и МГ на изменение качества электроэнергии является направление и значение в точке общего присоединения (ТОП) ЛСЭ мощности искажения, которую генерируют электроприемники потребителей в общую электрическую сеть, а МГ это компенсирует (Рис. 14).

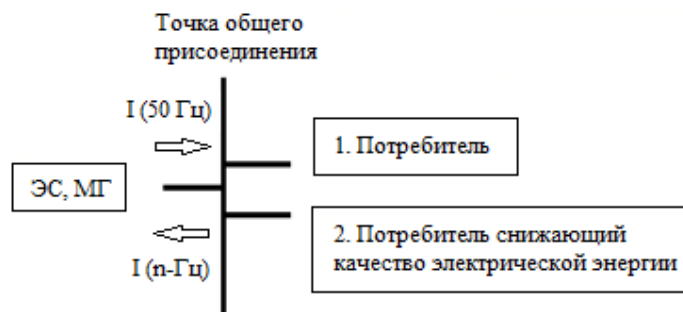


Рис. 14 – ТОП эквивалентного района сети ЛСЭ с потребителями и МГ

Для этого в ТОП 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 ТОП.

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

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

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

Таким образом можно измерить величину вклада разных электроприемников в изменении качества электроэнергии в пунктах питания РЭС, а формализация влияния на качество электроэнергии электроприемников в стоимостном эквиваленте подразумевается формируемыми договорными отношениями между субъектами розничного рынка электроэнергии.

Особенности учета СТЭ состоят в том, что при непрерывных изменениях режима сети ЛСЭ и сети внешней ЭЭС необходимо в режиме реального времени учитывать, оценивать, классифицировать и распределять СТЭ между субъектами отношений, а именно, в части влияния различных электроустановок, сетевых элементов и генерирующих установок.

**В приложениях** к диссертации содержатся результаты расчетов нормальных и аварийных режимов электрических сетей с ЛСЭ, патент на изобретение и акты, подтверждающие внедрение результатов диссертационной работы.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Развитие распределенной МГ, интегрированной в существующие электрические сети ЭЭС централизованного электроснабжения, способно модернизировать общую концепцию энергоснабжения обширных территорий. Данное направление является стратегическим направлением в электроэнергетике, способным решить накопившиеся проблемы, а именно: устранить локальные дефициты мощности, снизить потери электроэнергии, связанные с её передачей на большие расстояния, обеспечить высокую надежность энергоснабжения, в т.ч. за счет живучести системы энергоснабжения, обеспечить короткие сроки ввода мощностей и окупаемости объектов МГ. Развитие технологий на основе концепции «SmartGrid» в России идет на основе создания интеллектуальной автоматики и систем управления преимущественно для когенерационных установок топливной распределенной синхронной МГ.

2. При подключении на параллельную работу ЛСЭ с синхронной МГ, она не оказывает опасных возмущающих воздействий, угрожающих нарушениями устойчивости РЭС, однако, возникающие динамические моменты на валу энергоблоков МГ в переходных процессах могут приводить к их разрушению, поэтому необходимо принимать специальные меры, обеспечивающие работоспособность энергоблоков МГ без потери электроснабжения присоединенной нагрузки ЛСЭ. Предложен новый способ для прямого безопасного для оборудования включения ЛСЭ на параллельную работу с внешней ЭЭС, основанный на использовании противоаварийного опережающего сбалансированного отделения ЛСЭ по специально поддерживаемым сечениям. Способ обеспечивает предотвращение нарушений устойчивости параллельной работы с возникновением асинхронных режимов, исключение ударных моментов на валах синхронных машин, исключение необходимости согласования РЗиА внешней РЭС с защитами присоединяемой сети ЛСЭ с МГ, ограничение отключаемых токов КЗ.

3. На основе анализа проблемы параллельной работы объектов МГ в составе ЛСЭ с внешней мощной ЭЭС обосновано ее решение средствами автоматического специализированного управления. Автоматика является режимно-противоаварийной с автоматическим оператором изменений структуры системы, включая разделение ЛСЭ на части, их объединение между собой, с РЭС внешней ЭЭС, т.е. автоматикой полного цикла управления ЛСЭ с МГ в нормальных и аварийных режимах работы. Основными подсистемами автоматики являются режимная и противоаварийная. Режимная обеспечивает поддержание параметров режима (частоты, напряжения, загрузки генераторов и сечений по активной и реактивной мощностям) в допустимых границах и на заданных уставках регуляторов значениях. 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 РЭС по заранее подготовленному для этого автооператором сечению. Функционал подсистем определяет совместное режимно-противоаварийное управление, обеспечивающее, как возможности полного использования мощности МГ, так и условия сбалансированного отделения ЛСЭ с МГ от РЭС при нарушениях нормального режима или при технологической необходимости, а также использование опережающего (до срабатывания защит внешней РЭС) сбалансированного отделения ЛСЭ с МГ при аварийных возмущениях для исключения необходимости согласования автоматик и защит внешней сети и объекта с малой генерацией.

4. Подготовлена программа проверки и проведены по ней успешные испытания системной автоматики ЛСЭ на базе МГ, в т.ч. АОСД, на физической электродинамической модели ЭЭС НГТУ. Выявление ПО АОСД возникновения КЗ в РЭС происходит за время 0,014 – 0,017 с, т.е. менее чем за период. Отделение ЛСЭ от внешней РЭС происходит за время, равное сумме времени срабатывания ПО АОСД и срабатывания коммутационного аппарата. При использовании для деления вакуумного выключателя суммарное максимальное время отключения выключателя равно:  $T_{откл} = 0,082$  с., а при использовании тиристорного выключателя  $T_{откл} = 0,037$  с.

5. Исследовано влияния присоединения МГ к РЭС 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 услуг локального характера по обеспечению желаемых режимных характеристик, в т.ч. надежности электроснабжения потребителей и качества электрической энергии.

В целом в диссертационной работе разработана и исследована автоматика для ЛСЭ, позволяющая снять технологические барьеры на пути присоединения МГ к существующим электрическим сетям, создания на основе МГ ЛСЭ, использующих преимущества, как автономной, так и параллельной работы с внешней РЭС.



**Представление о дальнейшем развитии темы исследования.** Автор видит дальнейшее развитие исследования в реализации технических проектов, учитывающих полученные рекомендации по проектированию ЛСЭ с МГ, применению и эксплуатации предложенной автоматики. Под разные задачи развития энергосистем с МГ, проектирования систем электроснабжения с МГ, включения на параллельную работу существующих электростанций МГ в составе ЛСЭ с электрической сетью, или создание на базе группы электростанций МГ изолированно работающих энергосистем и их последующей интеграции в ЭЭС большой мощности, требуется проработка целого ряда технических системных решений, учитывающих особенности работы генерирующих установок МГ и функционирования существующих РЭС.

## СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### *Публикации в рецензируемых научных изданиях (Перечень ВАК РФ):*

1) Марченко А. И. Исследование устойчивости параллельной работы локальной системы электроснабжения 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. DOI: 10.31857/S0002331020010136.

2) Марченко А. И. Средства и способы управления параллельной работой электрической станции малой генерации с электрической сетью / А. И. Марченко, В. В. Денисов, И. С. Мурашкина // Научный вестник НГТУ. – 2019. – № 1 (74). – С. 77–90. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-1-77-90.

### *Патент на изобретение Российской Федерации:*

3) Патент 2662728 Российская Федерация, МПК H02J 3/46, H02H 7/085. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / А. И. Марченко, Б. Б. Мукатов, А. Г. Фишов; № 2016147843; Заявление 06.12.2016; Опубликовано 30.07.2018, Бюллетень № 22. – 12 с.

### *Публикации в журнальных рецензируемых научных изданиях:*

4) Марченко, А. И. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е.Н. Гежа, В.Е. Глазырин, Г.В. Глазырин, А.И. Марченко, Р.Ю. Семендяев, Е.С. Ивкин, О.В. Сердюков, А.Г. Фишов // Релейщик. – 2018. – № 2. – С. 24–31.

5) Марченко, А. И. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети / А.И. Марченко, А.Г. Фишов // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2017. – № 5. – С. 8–18.

6) Marchenko, A. The impact of distributed generation on power quality of the electric network / A. Marchenko, A. Fishov // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 792 : Energy Systems, Materials and Designing in Mechanical Engineering. – P. 248–254. DOI: 10.4028/www.scientific.net/ AMM.792.248.

### *Публикации в научных изданиях, индексируемых в базах данных Scopus и Web of Science:*

7) Marchenko, A. Automation of Unmanned Low Capacity Power Plant with Synchronized Generation / Fishov, A., Marchenko, A., Murashkina, I., Erdenebat, E., Serdyukov, O., Ivkin, Y. // 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 – Proceedings, 8545916, P. 108–114. DOI: 10.1109/APEIE.2018.8545916.

8) Marchenko, A. The research of influence Normalizer voltage on characteristics and processes in electric networks / Fishov, A., Marchenko, A., Karjaubayev, N., Denisov, V., Klavsuts, I. // 13th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2016 – Proceedings Volume 1, 7802225, P. 109–112. DOI: 10.1109/APEIE.2016.7802225.

### *Публикации в сборниках материалов и трудов научных конференций, форумов всероссийского и международного уровня:*

9) Marchenko, A. Analysis of power system static aperiodic stability with electronic generation / A. Fishov, I. Murashkina, A. Marchenko, E. Erdenebat, E. Ivkin // 14 International forum on strategic technology (IFOST 2019) : proc., Tomsk, 14–17 Oct. 2019. – Tomsk : TPU Publ. House, 2019. – P. 636–641.

10) Марченко, А. И. Исследование установившихся режимов и устойчивости энергосистемы при включении электронной генерации / И. С. Мурашкина, Э. Эрдэнэбат, А. И. Марченко, А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 2–6 дек. 2019 – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2019. – Ч. 4. – С. 64–67.

11) Марченко, А. И. Разработка автоматики «беспилотной» электрической станции малой мощности с синхронной генерацией, работающей параллельно с электрической сетью / А. И. Марченко // Наука будущего : III междунар. науч. конф.; Наука будущего – наука молодых : VI Всерос. молодежн. науч. форум : сб. тез. докл., Сочи, 14–17 мая 2019 г. – Сочи : ИнконсалтК, 2019. – С. 55–56.

12) Marchenko, A. I. Synchronized mode operation of distributed generation in power grid / A. G. Fishov, A. I. Marchenko // 12 International forum on strategic technology (IFOST 2017) : proc., Korea, Ulsan, 31 May – 2 June 2017. – Ulsan, 2017. – Vol. 1. – P. 276–280.

13) Марченко, А. И. Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети [Электронный ресурс] / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, Е. С. Ивкин, Р. Ю. Семендяев // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017 : междунар. выставка и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017 г. : сб. докладов. – Санкт-Петербург, 2017. – С. 1–9.

14) Марченко, А. И. Интеллектуальные системы учета электроэнергии и системных услуг в электрических сетях с малой генерацией / А. И. Марченко; науч. рук. А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр.: Новосибирск, 5–9 дек. 2016 – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – Ч.4. – С. 23–25.

15) Марченко, А. И. Исследования влияния нормализатора напряжения на характеристики и процессы в электрических сетях / В. В. Денисов, А. Г. Фишов, А. И. Марченко, И. Л. Клавсуц, Н. А. Карджаубаев // Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития : сб. матер. XVIII Всерос. науч.-практич. конф., Новосибирск, 20, 30 дек. 2016 – Новосибирск : Изд-во ЦРНС, 2016. – С. 138–145.

16) Марченко, А. И. Развитие розничного рынка электроэнергии / А. И. Марченко; науч. рук. А. Г. Фишов, Ю. В. Дронова // Экономические аспекты развития энергетики. Энергия-2016 : XI междунар. науч.-технич. конф., Иваново, 5–7 апр. 2016 : матер. конф. В 6 т. – Иваново : ИГЭУ, 2016. – Т. 6. – С. 18–21.

17) Марченко, А. И. Разработка системы и прототипов входящих в неё технических устройств интеллектуального учёта электроэнергии и услуг в электроэнергетических системах с распределённой генерацией / А. И. Марченко // Наука будущего - наука молодых : сб. тез. участн. форума, Казань, 2016. – Казань : ИнконсалтК, 2016. – Т. 1 – С. 422–424.

18) Марченко, А. И. Разработка теоретических основ системы интеллектуального учета энергии и услуг в сетях Smart Grid / А. И. Марченко // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: матер. XII междунар. науч.-технич. конф., 19–23 сент. 2016, Казань. : в 3 т. – Казань : КГЭУ, 2016. – Т. 3. – С. 260–261.

19) Марченко, А. И. Влияние присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети / А. И. Марченко, А. Г. Фишов // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: Ч. 3 Секция "Энергетика": сб. науч. тр. XII междунар. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 9–12 июня 2015 – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015 – С. 148–151.

20) Марченко, А. И. Малая генерация как способ снижения энергоёмкости и повышения энергоэффективности / А. И. Марченко, Ю. В. Дронова // Автоматизация и энергосбережение машиностроительного и металлургического производств, технология и надежность машин, приборов и оборудования : матер. X междунар. науч.-технич. конф. – Вологда : ВоГУ, 2015. – С. 105–110.

21) Марченко, А. И. Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети / А. И. Марченко, А. Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи: тр. VI междунар. молодежн. науч.-технич. конф., Иваново, 9-13 нояб. 2015: в 2 т. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 322–327.

22) Марченко, А. И. Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям / А. И. Марченко, А. Г. Фишов, Ю. В. Дронова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : матер. XXI Всерос. науч.-технич. конф., Томск, 2–4 дек. 2015 – Томск : Скан, 2015. – Т. 1. – С. 176–179.

23) Марченко, А. И. Развитие рынка электроэнергетических услуг в рамках розничного рынка электроэнергии / А. И. Марченко ; науч. рук. Ю. В. Дронова // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 1–5 дек. 2015 – Новосибирск ; Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 4. – С. 215–217.

24) Марченко, А. И. Системные эффекты от присоединения малой генерации к электрическим сетям / А. И. Марченко; науч. рук. А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 1–5 дек. 2015 – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – Ч. 4. – С. 29–31.

25) Марченко, А. И. Формирование локального рынка электроэнергетических услуг / А. И. Марченко, А. Г. Фишов // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: матер. тр. XX Всерос. науч.-технич. конф., Томск, 2–4 дек. 2014 – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 1. – С. 358–362.

26) Марченко, А. И. Моделирование перспективного режима работы Монгольской электроэнергетической системы / А. И. Марченко // Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: матер. тр. XIX Всерос. науч.-технич. конф. / ТПУ, 4–6 дек. 2013 – Томск: Скан, 2013. Т. I. – С. 113–117.

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20. Тел. 8(383) 346-08-57

Формат 60x84 1/16. Объем 1,5 п.л. Тираж 100 экз.

Заказ №557. Подписано в печать 22.04.2020 г.