

На правах рукописи



ЭРДЭНЭБАТ Энхсайхан

**УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ (НА ПРИМЕРЕ МОНГОЛЬСКОЙ
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ)**

Специальность 05.14.02 - Электрические станции и
электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Новосибирск - 2019

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

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Фишов Александр Георгиевич

Официальные оппоненты: **Бердин Александр Сергеевич,**
доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», кафедра «Автоматизированные электрические системы», профессор, г. Екатеринбург;

Суворов Алексей Александрович,
кандидат технических наук, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», отделение электроэнергетики и электротехники, ассистент, г. Томск.

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный технический университет», г. Омск.

Защита состоится: «19» декабря 2019 г. в малом конференц-зале (1 корпус, каб. 316) в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования Новосибирском государственном техническом университете по адресу: 630073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации <https://www.nstu.ru>.

Автореферат разослан «___» октября 2019 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Анатолий Анатольевич Осинцев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Главной тенденцией развития электроэнергетики является децентрализация производства электроэнергии с переходом к использованию электрогенераторов микро (десятки и сотни киловатт) и малой мощности (1 до 25 МВт), располагаемых в непосредственной близости к нагрузкам. В Монгольской энергосистеме (МЭС) также масштабно развиваются генерирующие источники малой мощности, как топливные, так и возобновляемые. Основой же управления режимами в электроэнергетической системе, в т.ч. в МЭС, являются крупные центры управления, в которых с учетом обобщенных требований определяются режимы объектов управления, часто в условиях их плохой наблюдаемости, особенно, в распределительных электрических сетях.

Система централизованного управления плохо приспособлена к работе в режиме реального времени, не готова к осуществлению управления режимами множества новых активных объектов с собственной генерацией, что определяет необходимость децентрализации управления, создания на основе РМГ новых подсистем, так называемых, Smartgrid, которые в зависимости от мощности и номинального напряжения собственной сети можно разделить на Minigrid (от 1 до 25 МВт) и Microgrid (до 1 МВт). Minigrid представляют собой локальные системы энергоснабжения (ЛЭС), имеющие собственную систему управления и обладающие способностью работать как автономно, так и в составе внешней электрической сети.

Степень разработанности темы исследования. Особенности использования распределенных источников электроэнергии малой мощности с точки зрения их влияния на системные свойства крупных энергосистем, в т.ч. МЭС, децентрализованного управления их режимами изучены недостаточно, что приводит к потере эффективности использования потенциала распределенной генерации, риску снижения надежности всей энергосистемы.

Объект исследования. Электрические сети с синхронной и несинхронной (электронной) распределенной малой генерацией (на примере ЭС Монголии)

Предмет исследования. Влияние распределенной малой генерации на устойчивость ЭЭС, пропускную способность электрической сети, надежность электроснабжения, способы децентрализованного управления режимами электрической сети с распределенными объектами с малой генерацией.

Концепция работы. Анализ проблемы с использованием математического и физического моделирования, разработка и исследование технических решений, в т.ч. способов управления объектами с малой генерацией для ее решения.

Цель работы. Исследование влияния распределенной малой генерации (синхронной и электронной) на устойчивость режимов МЭС, как основы надежности электроснабжения потребителей, в т.ч. возможностей получения положительных системных эффектов от применения инновационной децентрализованной автоматики управления объектами Minigrid, разработка новых способов управления.

Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ стратегий развития электроэнергетики в Мире, России и Монголии;
2. Анализ особенностей режимов объектов с электрогенерацией малой мощности разных видов (синхронной и электронной), интегрированной в распределительные электрические сети;
3. Моделирование режимов Macro- и Minigrid с выбором и использованием адекватных задачам ПВК;

4. Исследование влияния распределенной малой генерации на устойчивость МЭС и пропускную способность основных сечений сети;

5. Исследование режимов локальных систем энергоснабжения (ЛСЭ), работающих параллельно с внешней электрической сетью под управлением инновационной автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД);

6. Участие в испытаниях автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД) на физической модели Minigrid;

7. Идентификация динамических параметров энергоблоков малой мощности реальной ТЭС по осциллограммам переходного процесса при их аварийном отключении с последующим определением их предельно-допустимых по загрузке режимов;

8. Разработка способа снижения потерь в электрической сети, шунтируемой присоединяемой в двух точках Minigrid;

9. Разработка метода распределенного расчета установившегося режима в электрической сети с Minigridами.

Методы исследования. В работе используются методы математического и физического моделирования режимов и устойчивости энергосистем, идентификации динамических параметров, аппроксимации. Моделирование режимов энергосистем проводилось с помощью профессиональных ПВК Мустанг, АНАРЭС, RastrWin3 и ЕТАР.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Исследовано влияние распределения малой генерации по электрической сети на устойчивость Macrogrid и пропускную способность сечений электрической сети (на пример МЭС);

2. Исследована возможность и эффективность применения АОСД в локальных системах энергоснабжения МЭС;

3. Предложена методика идентификации динамических параметров энергоблоков малых электростанций;

4. Проведены испытания АОСД на физической модели Minigrid, подтвердившие ее работоспособность и эффективность;

5. Предложен способ децентрализованного управления уравнительными перетоками мощности в замкнутом контуре при присоединении Minigrid к внешней электрической сети в двух точках;

6. Предложен метод и алгоритм распределенного расчета установившегося режима в электрической сети с Minigridами.

Практическая значимость и реализация работы:

1. Результаты исследования влияния распределенной генерации на режимы Macrogrid будут учитываться при дальнейшем развитии малой синхронной и электронной генерации в Монголии;

2. Динамические характеристики энергоблока малой ТЭС уже учтены при определении ограничений на режимы существующей электростанции и будут учитываться на аналогичных объектах;

3. Способ децентрализованного управления уравнительными перетоками мощности в замкнутом контуре при присоединении Minigrid к внешней электрической сети может быть применен на множестве объектов и реализуется в создаваемом по проекту АО Тюменьэнерго ПТК Minigrid.

Положения, выносимые на защиту:

1. Электронная генерация позволяет создавать желаемые статические характеристики активной мощности по частоте и напряжению, обеспечивает возможность использования наиболее благоприятных для статической устойчивости характеристик, позволяет применять обычные критерии и программные средства контроля устойчивости;

2. Концентрация электронной генерации в определенных районах электрической сети оказывает существенное влияние на ее пропускную способность и надежность параллельной работы традиционных электростанций, что должно учитываться при определении допустимых перетоков по сечениям сети, величине резервов и работе противоаварийной автоматики (ПА);

3. АОСД может эффективно применяться в различных схемно-режимных условиях для обеспечения надежной работы электростанций малой мощности и надежности электроснабжения потребителей.

Соответствие работы паспорту специальности. Работа соответствует пункту 2 - «Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем», пункту 6 - «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», пункту 13 - «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике» паспорта специальности 05.14.02 - Электрические станции и электроэнергетические системы.

Достоверность научных положений, полученных результатов. Подтверждена сопоставительными вычислительными экспериментами, проводившимися на базе специализированных ПВК (АНАРЭС, Мустанг, RastrWin3 и ЕТАР), корректным использованием теории переходных процессов и устойчивости ЭЭС, а также сопоставлением теоретических расчетов с результатами экспериментальных исследований на физической модели электроэнергетической системы и на реальной электростанции малой мощности.

Апробация работы. Основные положения работы докладывались и обсуждались на международных и монгольских конференциях, научных семинарах и технических совещаниях:

- Международной научно - практической конференции «Инновационные технологии энергетики и горного электроснабжения - 2019», Отделение энергетики и информационной технологии, Дарханский институт технологий, Монгольский Государственный Университет Науки и Технологии, г. Дархан, Монголия, 4 мая 2019 г.;

- Южные электрические сети «Филиал Ухаахудаг» Mini ТЭС Ухаахудаг, Умнугоби аймак, Цогтцэций сомон, Монголия, 23 - 25 июля 2018 г.;

- Конференция по теории и практике «Развитие энергетики, новые техника и технологии, энергосбережение» г. Улан-Батор, Монголия, 15 июня 2018 г.;

- Факультет энергетики (Подразделение подготовки инженеров по электроэнергетики), Монгольский Государственный Университет Науки и Технологии, г. Улан-Батор, Монголия, 8 июня 2018 г.;

- Международный форум «IFOST-2017» 12th International Forum on Strategic Technology, Улсан, Южная Корея, 31 мая - 2 июня 2017 г.;

- Научный семинар кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

По теме работы опубликовано 11 печатных научных работ, в том числе 2 работы в рецензируемых изданиях из перечня рекомендованных ВАК Российской Федерации, 1 работа включена в наукометрическую базу SCOPUS и 8 работ в прочих российских, монгольских и международных изданиях.

Личный вклад соискателя. Личный вклад соискателя в проведенное исследование заключаются в формализации постановок задач, подготовке моделей для выполнения исследований, подготовке и проведении расчетных и физических экспериментов, обработке и обобщении результатов, подготовке статей и докладов опубликованию.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, глоссария, списка литературы, включающего в себя 103 наименования, и 2 приложений. Общий объём работы составляет 178 страниц, включая 40 таблиц и 88 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1 посвящена анализу развития распределенной генерации в мире, России и Монголии и его влияния на управляемость и надежность энергосистем.

Доля ВИЭ в структуре генерирующих мощностей за последние десятилетия прогрессирующим образом увеличивается. Как отмечает норвежская экологическая организация Bellona, 2016 год стал поворотным моментом для альтернативной энергетики: затраты на производство энергии из ВИЭ и из углеводородного сырья сравнялись. По информации International Renewable Energy Agency (IRENA), альтернативная энергетика побила очередной рекорд: в 2016 году в этом сегменте был введен в строй 161 ГВт новых мощностей. По объемам лидируют солнечная (71 ГВт) и ветрогенерация (51 ГВт).

Очевидно, что потенциал производства энергии на ВИЭ определяется распределением «возобновляемых ресурсов» на планете. Для России с ее географическими и климатическими условиями, следует ожидать роста ВИЭ в регионах черноморского побережья и северного Кавказа, где с одной стороны имеются возобновляемые энергоресурсы, а с другой - существует спрос на электроэнергию, который удовлетворяется за счет ее передачи от электростанций, находящихся в других регионах.

Северные и восточные прибрежные регионы России обладают значительными ветровыми ресурсами, но это территория с низкой плотностью населения, электрическая нагрузка предприятий распределена по обширной территории, а надежное электроснабжение от ВИЭ потребует сочетания с системами накопления электрической энергии (СНЭЭ), с топливными генерирующими источниками или ВИЭ должны быть присоединенными к внешним сетям.

Основным местом, где ВИЭ могут сыграть важную роль - это изолированные районы с генерацией на привезенном топливе. В этих районах можно ожидать получение значимых экономических эффектов от сооружения ветряных и солнечных станций.

Гарантированность выработки, эффективное совместное производство электрической и тепловой энергии обеспечили широкое распространение когенерационных электростанций с ГТУ и ГПУ на основной территории России.

Общая установленная мощность когенерационных установок в мире в 2016 году достигла 755,2 ГВт. К 2025 году мощности когенерации в мире могут возрасти до 972 ГВт (увеличиваясь ежегодно на 2,8 %). Традиционным рынком когенерации является Европа, при этом основной прирост мощностей ожидается в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

В европейских странах пришли к осознанию двойной выгоды от когенерации. С экономической точки зрения - это надежность энергоснабжения, рациональное использование энергии, экономия первичной энергии. С точки зрения охраны окружающей среды - это сокращение выбросов углекислого газа, выполнение обязательств в рамках Киотского протокола по изменению климата. Лидерами развития когенерации являются Дания, Голландия и Финляндия, т.е. страны с близким для многих регионов России климатом.

В США была принята и реализована программа, целью которой было удвоение к 2010 году существующих мощностей когенерации по сравнению с уровнем 1998 года. Это значит, что дополнительно введено приблизительно 46 ГВт.

Монголия - богатая ресурсами страна, изобилующая не только углем, но и возобновляемыми источниками энергии. На протяжении нескольких десятилетий уголь был основным источником энергии, подпитывающим быстрый экономический рост

Монголии. Однако, это сопровождалось экологическими издержками, особенно в городских центрах и горнодобывающих районах.

Правительство Монголии выразило твердую политическую приверженность зеленому развитию электроэнергетики, провозгласив цель в развитии возобновляемых источников энергии электроэнергии до 20% к 2023 году и до 30% к 2030 году. Изучается потенциал солнечной и ветровой энергии в малонаселенных районах пустыни Гоби с целью экспорта электроэнергии в Китай и другие страны.

Имея по оценкам 3.800 рек и ручьев общей протяженностью 6.500 км, Монголия располагает также значительным гидроэнергетическим потенциалом. По последним данным в стране действуют 13 малых ГЭС суммарной установленной мощностью 28.12 МВт, Mini ГЭС Тайшир (11 МВт) и Доргон (12 МВт) работают параллельно с энергосистемами. Остальные ГЭС используются для автономного режима работы, в зависимости от сезона.

Влияние распределенной малой электронной генерации на устойчивость Монгольской энергосистемы

Монгольская энергосистема как представитель Macrogrid с объектами с распределенной малой синхронной и электронной генерацией

История монгольской энергетики началась с 1914 года, когда правительство Монголии приобрело электрический генератор (мощностью 20 кВт) у Российской Империи. Затем Советский Союз помогал проектировать, строить и эксплуатировать МЭС.

Энергосистема Монголии состоит из 5 частей: Западной, Алтай-Улиастайской, Центральной, Восточной и электрической сети южного энергорайона. На рисунке 1 представлена карта-схема ЭС Монголии.

Для Монголии, с ее обширной территорией и малой плотностью населения, наиболее гармоничным видом электроснабжения потребителей является малая распределенная генерация.

На рисунке 2 представлены установленные мощности электроэнергии Монголии.



Рисунок 1 - Карта-схема энергосистемы Монголии

Однако, исторически сложилось, что почти все генерирующие мощности МЭС сосредоточены в г. Улан-Батор, и лишь небольшая ее часть находится в городах Дархан и Эрдэнэт, которые расположены в центральной части страны. В 2000 году началась политика присоединения отдаленных аймаков и сумов к центральной электроэнергетической системе, что ежегодно увеличивает потребление электроэнергии в центральной энергосистемы (ЦЭС) Монголии примерно на (5 - 8) % в год. Инвестиции в электроэнергетическую инфраструктуру не успевают за спросом, и это приводит к снижению надежности электроснабжения (иногда возникает перегрузка сетевого оборудования, приводящая к отключению потребителей).

В состав ЦЭС входят шесть угольных теплоэлектростанций (ТЭС, 1054 МВт), три ветропарка (ВП, 155 МВт) и пять солнечных электростанции (СЭС, 60 МВт).

ЦЭС работает синхронно с ОЭС Сибири через ЛЭП 220 кВ Селендума-Дархан (район примыкания - энергосистема Республики Бурятия). На рисунке 3 приведена структурная схема ЦЭС Монголии с указанием перетоков по линиям связи между

районами. На рисунке 4 приведен ее суточный (05.12.2018) график и рост выработки электроэнергии в Монголии за последние 25 лет.

В 2016 году Монгольская компания «Solar Power International» и Японская компания «Sharp» подписали договор о строительстве солнечной электростанции мощностью 10 МВт в Монголии. 01 января 2017 первая Mini СЭС «Дархан» ввелась в промышленную эксплуатацию и начала работать параллельно с ЦЭС Монголии.

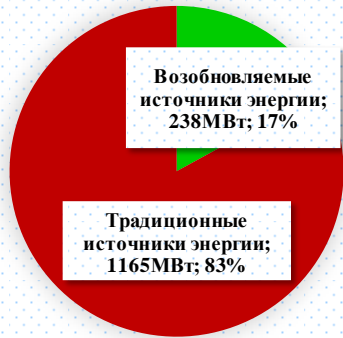


Рисунок 2 - Установленные мощности электроэнергии Монголии
котлами марки НХ35/3.82-450 с технологией горения в циркулирующем кипящем слое, который за час может производит 35 тонн пара.

Помимо электростанций на ВИЭ развиваются топливные электростанции малой мощности. Mini ТЭС «Ухаахудаг» является первой частной станцией, построенной Монгольскими инженерами. В 2011 году ТЭС была введена в эксплуатацию. Станция находится в южном регионе Монголии и предназначена для обеспечения электроэнергией обогатительного завода. Установленная мощность станции 18 МВт с 3 конденсационными турбинами 6 МВт марки N6-3.43, 3 синхронными генератора марки QF-J6-2 и 3 котлами марки НХ35/3.82-450 с технологией горения в циркулирующем кипящем слое, который за час может производит 35 тонн пара.

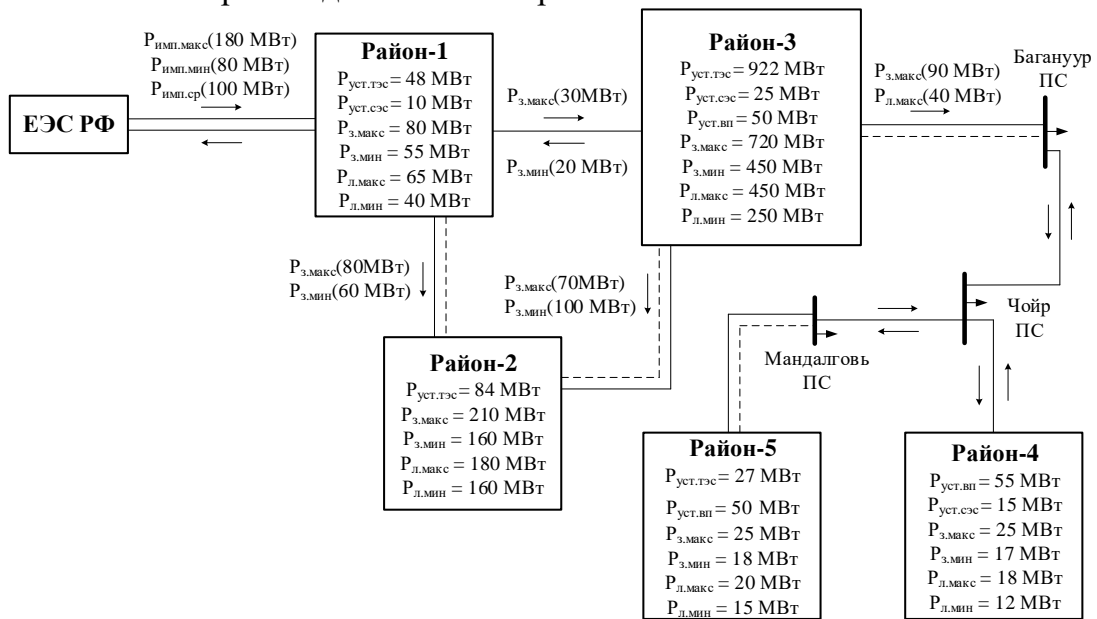


Рисунок 3 - Баланс мощности в энергорайонах ЦЭС

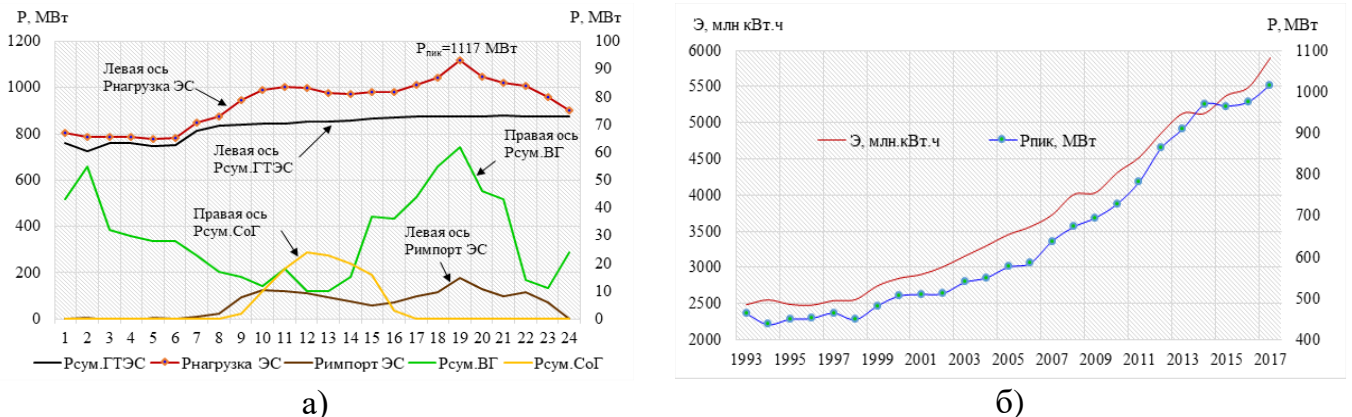


Рисунок 4 - а) Суточный график ЦЭС Монголии (05.12.2018), б) Динамика потребляемой электроэнергии и пиковой нагрузки с 1993 до 2017 года

На рисунке 5 представлены динамика выработки электроэнергии электростанцией «Ухаахудаг» и поставки энергии во внешнюю сеть.

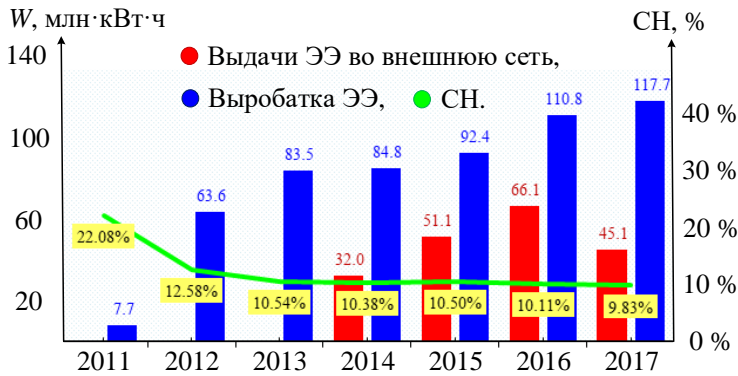


Рисунок 5 - Выработка и выдача электроэнергии по годам

генерации на устойчивость режимов ЭЭС, децентрализация управления режимами ЭЭС и применение новых эффективных способов управления режимами отдельных объектов с малой генерацией, а также энергосистемой в целом.

Глава 2 посвящена исследованию влияния распределенной электронной и топливной генерации на устойчивость Macrogrid (МЭС). При исследовании устойчивости режимов ЭЭС принято использовать следующую классификацию видов устойчивости, характера процессов при ее нарушении, вызывающих эти нарушения, а также критериев для ее оценки:

Таблица 1 - Виды и критерии устойчивости режимов ЭЭС

№	Вид устойчивости режима ЭЭС	Критерий устойчивости
1	Статическая устойчивость режима ЭЭС	Проверка левой расположенности корней характеристического уравнения по разным критериям
2	Статическая апериодическая устойчивость режима ЭЭС	$a_n/a_0 > 0$ по расходимости решения УУР в процессе утяжеления режима
3	Статическая колебательная устойчивость режима ЭЭС	Проверка левой расположенности корней по разным критериям
4	Динамическая устойчивость режима ЭЭС	По затуханию переходного процесса без нарушений синхронизма
5	Результатирующая устойчивость режима ЭЭС	По затуханию переходного процесса с восстановлением синхронизма

В настоящее время контроль и нормирование запасов устойчивости в Единой энергосистеме (ЕЭС) России осуществляется в соответствии с нормативным документом «Методические указания по устойчивости энергосистем», который был утвержден в Минюсте 03 августа 2018 года.

Влияние размещения электронной генерации на устойчивость Macrogrid

Для исследования использовалась схема МЭС (эквивалент представлен на рис. 6). Схема содержит основную сеть напряжением (35 - 220) кВ, межсистемную связь (Россия-Монголия) 220 кВ, кольцевые сети 220 - 110 кВ крупных городов Монголии, распределительную сеть 35 кВ. Красным цветом обозначены линии и шины номинальным напряжением 220 кВ, синим - 110 кВ, зеленым - 35 кВ. Электрические нагрузки определены на основе балансов мощности и электроэнергии МЭС с учетом пиковой нагрузки за 2018 год. Загрузка электростанций соответствует режиму максимума нагрузки.

Проведенный анализ развития электроэнергетики в разных странах выявил общее, что развитие распределенной генерации приводит к несоответствию централизованного управления режимами ЭЭС децентрализованному производству электроэнергии, снижению управляемости и наблюдаемости режимов ЭЭС, а также надежности электроснабжения потребителей. Необходимы исследование влияния распределенной малой

Сечение №1 состоит из двухцепной межгосударственной ВЛ 220 кВ ПС Селендум - Дархан и является главной связью ЭС Монголии с ЕЭС России. Средний переток мощности составляет около 100 МВт.

Сечение №2 является основным внутренним сечением МЭС и включает в себя двухцепную линию, а именно: ВЛ 220 кВ ПС Дархан - ПС Эрдэнэт и ОРУ-4 - ПС Эрдэнэт. Район 2 дефицитный по активной и реактивной мощности и электроэнергии, поэтому в этом сечении переток мощности, в основном, направлен в сторону ПС Эрдэнэт.

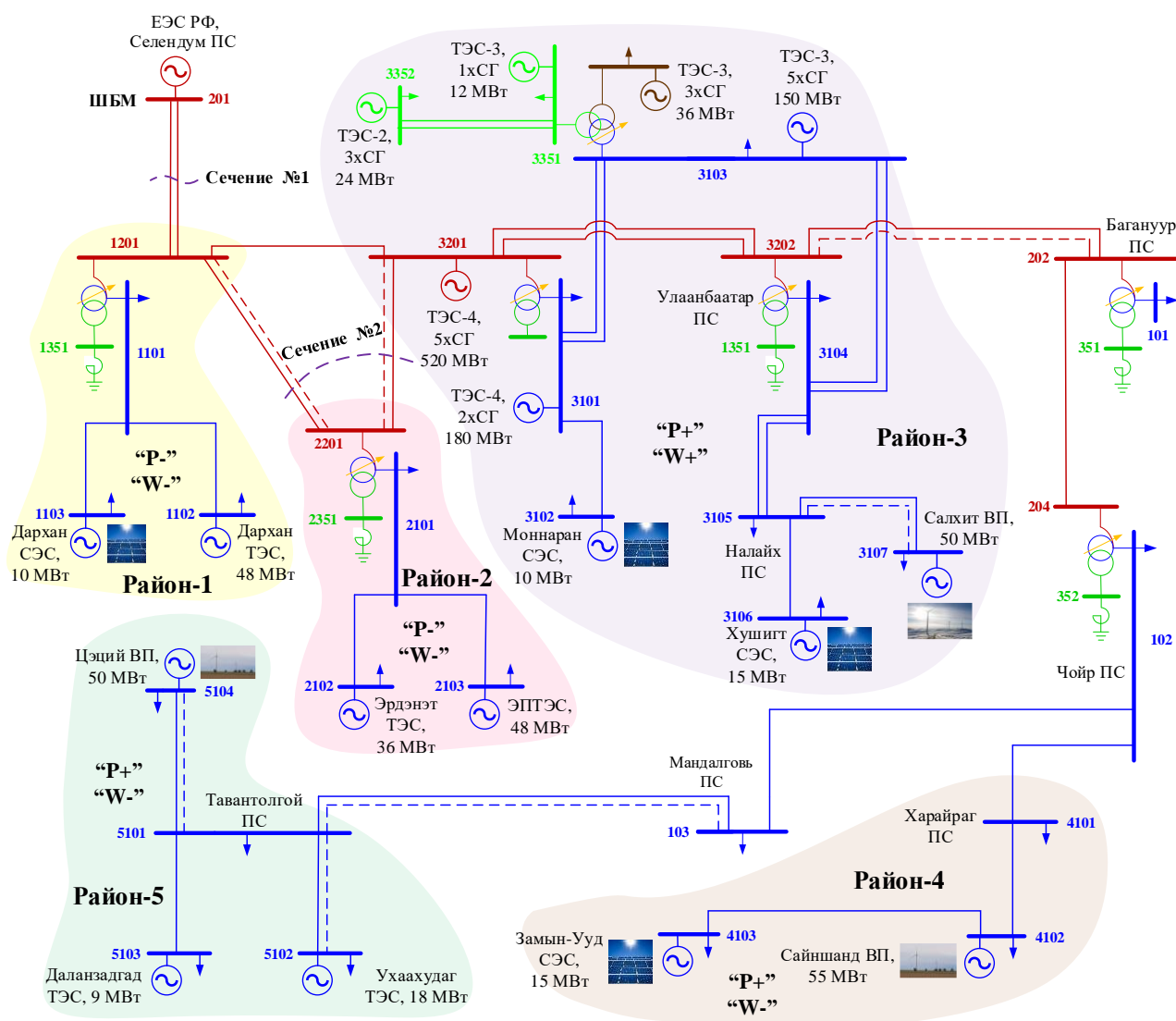


Рисунок 6 - Расчетная эквивалентная схема МЭС (2018)

Основные сечения для определения предельной передаваемой мощности

Развитие распределенной электронной генерации на базе ВИЭ имеет ряд особенностей, важных для учета их влияния на устойчивость ЭЭС. К ним следует отнести - стохастичность выработки электроэнергии, иные статические характеристики по напряжению и частоте, в частности потеря их дифференцируемости в некоторых точках, когда инверторы не могут обеспечить требуемые режимы работы, иные по отношению к обычной генерации динамические характеристики.

Расчеты потокораспределения и устойчивости выполнялись с использованием программного комплекса «АНАРЭС». Утяжеление производилось увеличением нагрузки в районах. В расчетах варьировались районы размещения распределенной генерации на базе ВИЭ. Характерные результаты представлены в таблицах 2, 3.

Максимальный эффект по повышению статической устойчивости обеспечивается при концентрированном расположении ВИЭ в дефицитных районах, однако, это снижает балансовую устойчивость системы вследствие стохастичности ВИЭ.

Увеличение предельного по статической устойчивости перетока по сечениям при учете электронной генерации от ВИЭ обусловлено также регулированием реактивной мощности инверторов для поддержания допустимого напряжения в сети МЭС.

Таблица 2 - Результаты расчета предельных режимов для сечения №1

№	Рассматриваемые варианты	Причина расходимости решения УУР	Увеличение суммарной нагрузки в утяжеляемом районе, МВА	Загрузка сечения в исходном нормальном режиме, МВА	Предел передаваемой мощности, МВт
1	<i>Без учета ВИЭ</i>	По предельной мощности	259+j116	190 – j24	527
2	<i>С учетом ВИЭ</i>	По снижению напряжения	376+j169	55-j12	514
3	Изменение расположения <i>ВИЭ</i>	По снижению напряжения	380+j171	63-j13	540

Таблица 3 - Результаты расчета предельных режимов для сечения №2

№	Рассматриваемые варианты	Причина расходимости решения УУР	Увеличение суммарной нагрузки в утяжеляемом районе, МВА	Загрузка сечения в исходном нормальном режиме, МВА	Предел передаваемой мощности, МВт
1	<i>Без учета ВИЭ</i>	По снижению напряжения	282+j127	146 – j38	459
2	<i>С учетом ВИЭ</i>	По снижению напряжения	282+j127	146 – j42	460
3	Изменение расположения <i>ВИЭ</i>	По снижению напряжения	443+j199	22-j41	498

Исследование применения автоматики опережающего деления сети на объектах малой топливной генерации Монгольской энергосистемы

Для обеспечения надежности энергоснабжения потребителей и выдачи избытков мощности ТЭС в централизованную электрическую сеть исследовалось *применение инновационной системной автоматики, разработанной в НГТУ с участием автора*, на примере Mini ТЭС «Ухаахудаг» МЭС.

Mini ТЭС «Ухаахудаг» находится в южном энергорайоне Монголии, в котором также ввели в эксплуатацию несколько источников малой генерации: в 2000 году Mini ТЭС «Даланзадгад» (ДалТЭС) мощностью 9 МВт, в 2011 году Mini ТЭС «Ухаахудаг» мощностью 18 МВт и в октябре 2017 года «Цэций» ветропарк (ЦВП) мощностью 50 МВт. В настоящее время все станции работают параллельно с центральной ЭС.

Mini ТЭС «Ухаахудаг» соединяется с мощной узловой подстанцией Тавантолгой (2x125МВА, 220/110/35 кВ) воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ (длиной около 15 км). Противоаварийная автоматика Mini ТЭС «Ухаахудаг» по факту аварийного снижения/повышения напряжения и частоты в сети ЦЭС вынужденно отключает ее энергоблоки. Частые посадки на ноль станции являются актуальной проблемой (Табл. 4), требующей

решения в настоящее время, особенно, учитывая необходимость включения на параллельную работу с сетью других станций.

Для выявления способов управления электростанцией, предотвращающих ее посадку на ноль, проведен анализ нормальных и аварийных режимов электрической сети южного региона. Было выявлено, что необходимость отключения энергоблоков вызвана вероятностью возникновения недопустимых динамических электромагнитных моментов генераторов в электромеханическом процессе.

Таблица 4 - Статистика аварий Mini ТЭС «Ухаахудаг»

Показатели	Годы						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Общее погасание станции + успешные деления	59	23	47	36	37	30	32
Посадка Mini ТЭС на «0»	59	22	37	33	32	26	29
Успешные деления	0	1	10	3	5	4	3
Причина - нарушения в ЦЭС	0	12	30	22	26	30	25
Причина - эксплуатация Mini ТЭС	59	10	7	5	6	6	4

Для решения задачи предложено использование специального управления режимом параллельной работы станции с сетью автоматикой с противоаварийным сбалансированным делением сети и автоматическим восстановлением нормального режима.

Переходные процессы без автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД). На рисунке 7 представлены характерные результаты моделирования динамической устойчивости при расчетных возмущениях с реальными уставками РЗА.

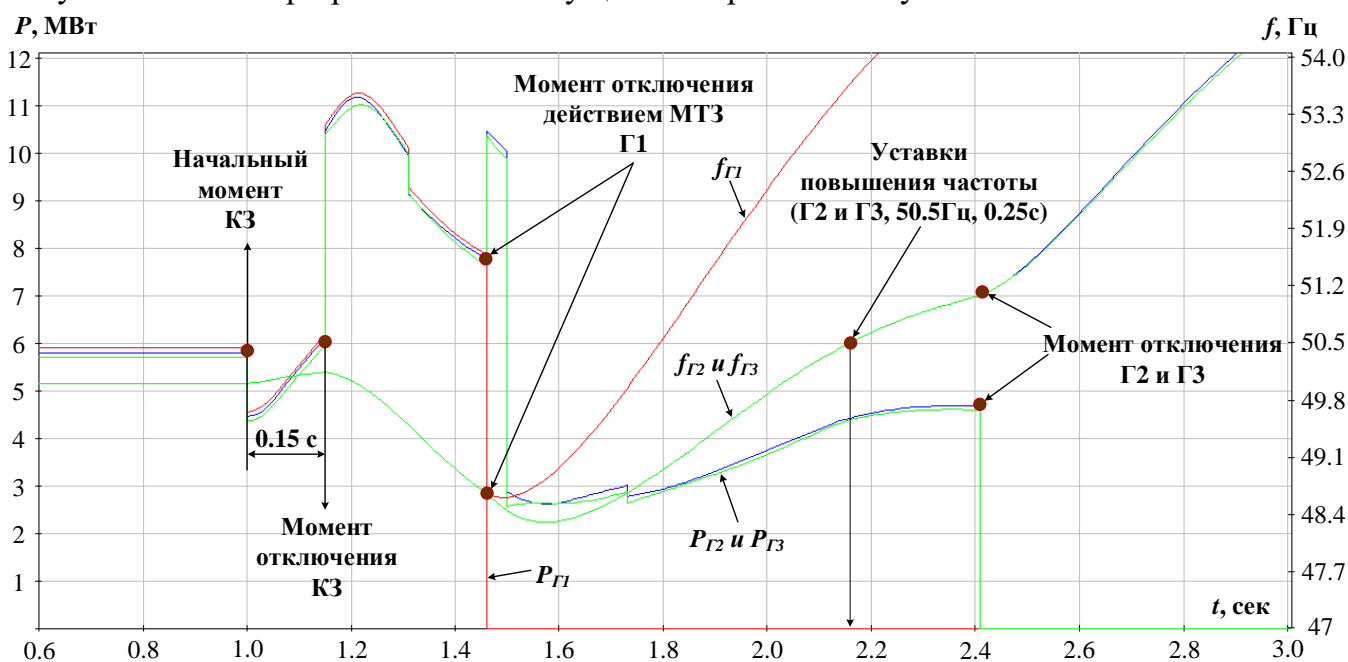


Рисунок 7 - Результаты расчета переходного процесса на Mini ТЭС «Ухаахудаг»

Для верификации математической модели режимов МЭС использовались осциллограммы реальных переходных процессов. Видно, что динамическая устойчивость нарушена, произошло погасание станции. Качественное совпадение результата с реальным процессом подтверждает достоверность моделирования и его использования для дальнейших исследований при любых видах возмущений и способах управления.

Переходные процессы при применении автоматики опережающего сбалансированного деления. На рисунке 8 представлены результаты расчета переходного процесса

при использовании АОСД с предварительным разделением станции на 2 полустанции (А и Б) и поддержанием в нормальном режиме их готовности к сбалансированному отделению.

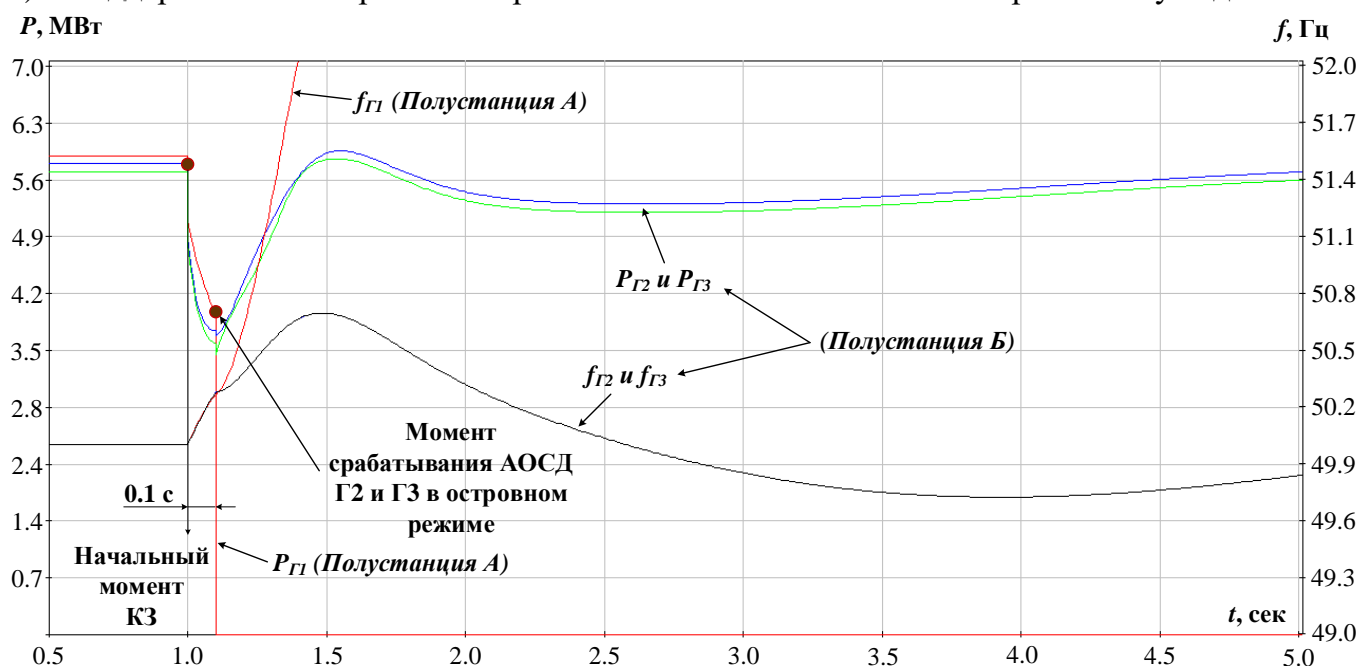


Рисунок 8 - Изменение мощности и частоты двух полустанций (А и Б) при срабатывании АОСД

Выявлено, что полустанции Б при действии АОСД переводятся в островной режим работы, с сохранением динамической устойчивости (Рис. 8). Один генератор полустанции А при возмущении отключается, после чего действием регулятора скорости его частота восстанавливается до номинального значения, обеспечивая готовность к синхронизации с внешней сетью.

Применение инновационной АОСД на Mini ТЭС «Ухаахудаг» обеспечивает требуемую динамическую устойчивость.

Глава 3 посвящена моделированию и управлению установившимися режимами электрической сети при подключении Minigrid в двух точках (Рис. 9).

Присоединение локальных Minigrid к электрическим сетям в нескольких точках с образованием замкнутых контуров существенно изменяет представление о моделировании общего режима и управлении режимами в таких сетях. Речь идет о распределенном расчете электрических режимов и децентрализованном управлении режимом.

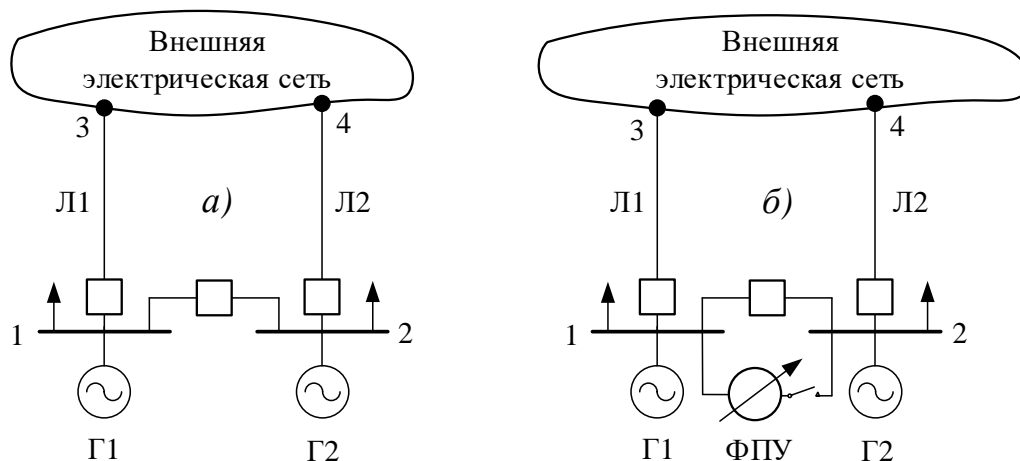


Рисунок 9 - Схема Minigrid: а) исходная схема, б) схема с включением ФПУ

В замкнутых электрических сетях естественное потокораспределение, как правило, отличается от оптимального, поэтому снижение потерь мощности и энергии, выполняют различными способами, устанавливающими потокораспределение, близкое к оптимальному.

В предлагаемом способе потери мощности снижаются за счет включения в контур электрической сети фазоповоротного устройства (ФПУ), ЭДС которого находится при минимизации суммарных потерь мощности в прилегающей локальной сети с учетом внешней электрической сети на основе текущей оценки ее эквивалентного сопротивления в реальном времени.

Способ основан на замыкании контура устройством принудительного потокораспределения с величиной ЭДС, соответствующей естественному потокораспределению, т.е. равной разнице напряжений на разрыве контура в месте установки устройства принудительного потокораспределения, и осуществлении небольшого зондирующего изменения ЭДС ФПУ. По результатам локальных измерений изменений мощности через ФПУ, мощности по линиям связи присоединяемой к электрической сети схемы выдачи мощности электростанции Minigrid при зондирующем изменении вводимой в контур ЭДС, определяют эквивалентное сопротивление всего района электрической сети, шунтируемого присоединяемой схемой.

Далее оптимальная ЭДС определяется путем минимизации функции одной переменной методом покоординатного спуска.

Для этого в замкнутом контуре электрической сети рассчитывают суммарные потери активной мощности до и после ввода зондирующего изменения ЭДС путем суммирования потерь во всех его элементах, используя для определения потерь во внешней части контура полученное эквивалентное сопротивление, и, если после ввода ЭДС потери снизились, то увеличивают вводимую ЭДС в том же направлении до исчерпания снижения потерь в контуре, а если потери увеличились, то меняют направление изменения ЭДС на противоположное, и далее увеличивают вводимую ЭДС до исчерпания снижения потерь в данном направлении (Рис. 10).

Процесс повторяется с ввода зондирующей ЭДС при каждом существенном изменении режима электрической сети.

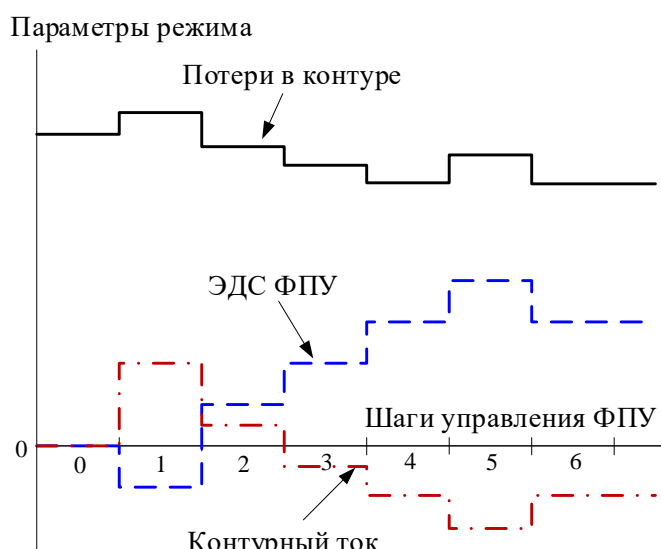


Рисунок 10 - Процесс поиска минимальных потерь мощности

Технический результат способа состоит в упрощении реализации и в отсутствии необходимости централизованного сбора распределенных данных о топологии и параметрах элементов электрической сети.

Для объяснения способа составим схему замещения электрической сети Minigrid (Рис. 9 б), представляя ФПУ источником ЭДС с внутренним сопротивлением $Z_{\text{ФПУ}}$, а внешнюю электрическую сеть - эквивалентным сопротивлением $Z_{\text{ЭКВ}}$ (Рис. 11).

Уравнение, связывающее ЭДС ФПУ и токи в ветвях электрической схемы, записывается по второму закону Кирхгофа в виде:

$$\underline{E} = \underline{Z}_{\text{ФПУ}} \underline{I}_{\text{ФПУ}} + \underline{Z}_{\text{Л1}} \underline{I}_{\text{Л1}} - \underline{Z}_{\text{ЭКВ}} \underline{I}_{\text{ЭКВ}} - \underline{Z}_{\text{Л2}} \underline{I}_{\text{Л2}} \quad (1)$$

Для определения эквивалентного сопротивления внешней сети воспользуемся принципом наложения, в соответствии с которым любое изменение ЭДС в контуре приведет к линейному изменению тока в контуре - контурного тока \underline{I}_k .

$$\Delta \underline{E} = \delta \underline{I}_k (\underline{Z}_{\text{ФПУ}} + \underline{Z}_{\text{Л1}} + \underline{Z}_{\text{Л2}} + \underline{Z}_{\text{эКВ}}), \quad (2)$$

откуда эквивалентное сопротивление:

$$\underline{Z}_{\text{эКВ}} = \frac{\Delta \underline{E}}{\delta \underline{I}_k} - \underline{Z}_{\text{Л1}} - \underline{Z}_{\text{Л2}} - \underline{Z}_{\text{ФПУ}}. \quad (3)$$

Способ использует измерения напряжений на обеих шинах электростанции, их фазового сдвига и мощностей в отходящих линиях. На основе прямых и косвенных измерений будем иметь значения напряжений:

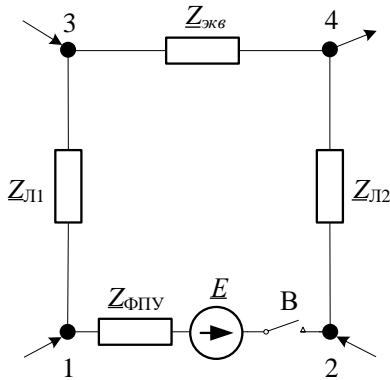


Рисунок 11 - Принципиальная схема замещения электрической сети Minigrad с присоединением к внешней электрической сети в двух точках

индексом I, а второго - II.

Зададим направление тока по ФПУ от СШ1 к СШ2. Протекая по контуру сети, уравнительный ток в эквивалентном сопротивлении внешней сети будет иметь направление от узла примыкания 4 к узлу 3. Разность напряжений \underline{U}_4 и \underline{U}_3 есть вектор падения напряжения на эквивалентном сопротивлении внешней электрической сети. Ток по этому сопротивлению считаем неизвестным в силу ненаблюдаемости параметров режима внешней электрической сети.

Для обоих режимов можно вычислить:

$$\Delta \underline{U}_{4-3}^I = \underline{U}_4^I - \underline{U}_3^I,$$

$$\Delta \underline{U}_{4-3}^{II} = \underline{U}_4^{II} - \underline{U}_3^{II}.$$

Для падения напряжения на эквивалентном сопротивлении имеем изменение падения напряжения во втором режиме относительно первого:

$$\delta \Delta \underline{U}_{4-3} = \Delta \underline{U}_{4-3}^{II} - \Delta \underline{U}_{4-3}^I. \quad (4)$$

Примем для простоты второй режим с ЭДС $\underline{E} = 0$, тогда изменение тока ФПУ во втором режиме по отношению к первому:

$$\delta \underline{I}_{\text{ФПУ}} = \underline{I}_{\text{ФПУ}}^{II} - \underline{I}_{\text{ФПУ}}^I = \underline{I}_{\text{ФПУ}}^{II}.$$

Откуда эквивалентное сопротивление:

$$\underline{Z}_{\text{эКВ}} = \frac{\delta \Delta \underline{U}_{4-3}}{\sqrt{3} \delta \underline{I}_{\text{ФПУ}}}. \quad (5)$$

Определение оптимальной ЭДС ФПУ, как было отмечено выше, выполняется в процессе одномерной оптимизации угла ЭДС ФПУ при изменении вводимой ЭДС и расчете потерь во всем контуре с использованием эквивалентного сопротивления.

- \underline{U}_1 - вектор напряжения на шинах СШ1,
- \underline{U}_2 - вектор напряжения на шинах СШ2,
- δ_{12} - разность фаз напряжений шин СШ1 и СШ2,
- \underline{U}_3 - вектор напряжения в конце линии Л1,
- \underline{U}_4 - вектор напряжения в конце линии Л2.

Первоначально ЭДС ФПУ выставляется равной разности напряжений секций шин, так, чтобы при ее включении потокораспределение в контуре не изменилось. При этом ток через ФПУ будет равен нулю. После изменения ЭДС между секциями шин СШ1 и СШ2 будет протекать ток отличный от нуля.

Обозначим параметры первого режима

Распределенный расчет установившихся режимов электрических сетей с локальными системами энергоснабжения (Minigrid)

Расчет установившегося режима полной схемы электрической сети с распределенными Minigrid в реальном времени целесообразно осуществлять с выделением Minigrid, как отдельных подсистем, в которых выполнять расчеты установившихся режимов в контролируемых ими районах электрической сети.

Система управления Minigrid для расчета всех параметров установившихся режимов - напряжений, токов и потоков мощности в контролируемой сети (Minigrid) может использовать данные, полученные только путем местных измерений режимных параметров. При этом измерение части параметров выполняется в векторном виде (синхронизировано с сигналами GPS), так как в контролируемой зоне сети (в схеме выдачи мощности) используются синхронизированные векторные измерения (СВИ) напряжений и токов. В результате дорасчета режимных параметров в схеме сети Minigrid все векторные параметры получаются в синхронизированном с единым временем виде и могут передаваться в центры управления сетями (ЦУС) для определения полного режима сети (Рис. 12).

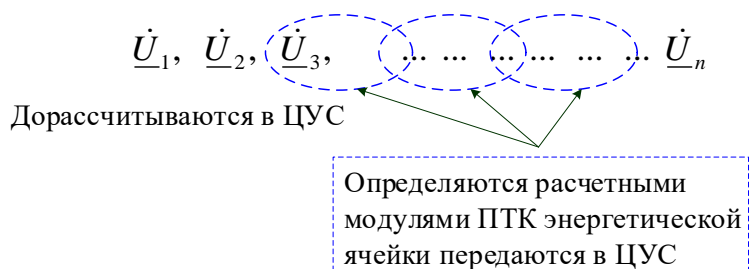


Рисунок 12 - Структура полного вектора напряжений электрической сети

гося режима электрической сети, так как режим полной сети рассчитывается в нескольких центрах (все Minigrid, ЦУС).

Таким образом, узловые напряжения и мощности в узлах примыкания Minigrid становятся данными для расчета режима полной схемы сети, а узловые напряжения в остальных узлах полной схемы электрической сети либо измеряются, либо рассчитываются в ЦУС. При этом внутренние узлы Minigrid не включаются в схему полной сети.

Расчет установившегося режима в полной схеме сети может выполняться по любому программно-вычислительному комплексов (ПВК) - RastrWin3, АНАРЭС и др. Каких-либо модификаций, существующих ПВК не требуется.

Алгоритм расчета установившегося режима Minigrid, реализованный в тестовой программе, представлен на рисунке 13.

Тестирование алгоритма расчета установившихся режимов в контролируемом Minigrid районе электрической сети заключалось в дорасчете параметров режима по получаемым данным векторных измерений напряжений в центрах питания Minigrid, токов в линиях электропередачи схемы выдачи мощности, а также измерениям среднеинтервальных мощностей фидеров, питающих нагрузки сети. Тестирование выполнялось по тестовой программе, составленной на языке C++ Builder 6.

В качестве измеренных векторов напряжений и потоков мощности в контролируемой сети использованы результаты, полученные по ПВК RastrWin3 для полной схемы.

Корректность результатов дорасчета векторов напряжений в узлах примыкания к внешней сети и узлов нагрузки, питаемых по фидерам, оценивалась по данным таблицы 5,

В ЦУС учет результатов, полученных для отдельных Minigrid, производится в узлах примыкания Minigrid к внешней сети с заданием в них узловых мощностей и закрепления векторов напряжений.

Такой расчет является распределенным расчетом установивше-

в которой представлены результаты, полученные по ПВК и рассчитанные по программе тестирования алгоритма.

Погрешность вычисления модулей и фаз напряжений в узлах контролируемой сети не превышала 0,001 кВ и 0,001 град, соответственно.

Мощности, передаваемые из узлов примыкания в Minigrd, рассчитанные по программе тестирования алгоритма и по ПВК, приведены в таблице 6.



Рисунок 13 - Алгоритм расчета установившегося режима в Minigrd

Таблица 5 - Вектора напряжений в контролируемых узлах тестовой схемы сети

Номер узла	Модуль вектора напряжения, кВ		Фаза вектора напряжения, град	
	Тестовая программа	ПВК	Тестовая программа	ПВК
5	9.958	9.959	1.925	1.926
6	9.894	9.893	2.117	2.117
11	9.925	9.925	1.919	1.919
12	10.077	10.076	1.954	1.955
13	9.893	9.893	2.004	2.004
14	10.115	10.115	2.025	2.025
15	9.937	9.936	1.952	1.952
16	10.150	10.150	2.036	2.037

Таблица 6 - Мощности узлов примыкания к внешней электрической сети

Узел примыкания	Активная мощность, МВт		Реактивная мощность, МВар	
	Тестовая программа	ПВК	Тестовая программа	ПВК
5	0.007	0.0077	0.0055	0.0056
6	-2.839	-2.8586	-1.4037	-1.4039

Погрешность вычисления мощностей по тестируемой программе не превышала 0,0002 МВА. Результаты тестирования алгоритма признаны удовлетворительными.

Алгоритм расчета установившегося режима полной сети

Расчет установившегося режима полной электрической сети выполняется на уровне ЦУС с учетом рассчитанных на уровне Minigrid данных для моделей примыкающих узлов. Алгоритм расчета представлен на рисунке 14.

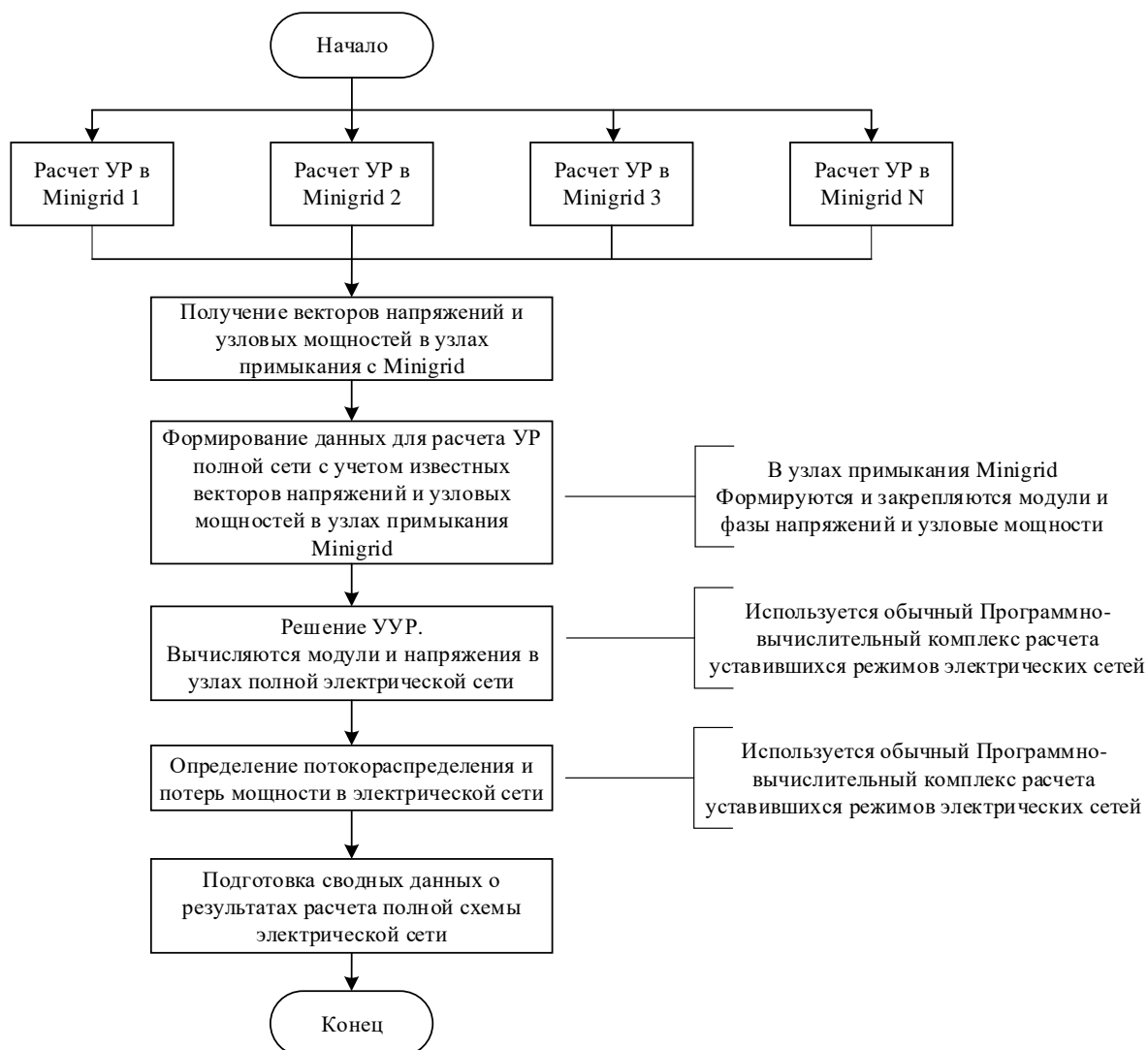


Рисунок 14 - Алгоритм расчета установившегося режима полной схемы электрической сети

Глава 4 посвящена испытаниям программно-технического комплекса (ПТК) на физической модели энергосистемы. ПТК режимного и противоаварийного управления Minigrid позволяет управлять режимом Minigrid на базе синхронной малой генерации в автономном режиме и при параллельной работе с внешней электрической сетью. Результаты исследования эффективности применения такой автоматики на объектах Minigrid МЭС были представлены в главе 2.

Автор, наряду с другими аспирантами кафедры АЭЭС (Ивкиным Е.С, Марченко А.И. и Семендяевым Р.Ю.), принимал непосредственное участие в подготовке и проведении испытаний.

Испытания проводились при физическом моделировании Minigrid с нагрузками, четырьмя энергоблоками и секционированной шиной на базе электродинамической модели кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

Испытательная схема физической модели Minigrid представлена на рисунке 15. Красный цвет выключателей соответствует их включенному состоянию, зеленый - отключенному. Красные точки указывают места измерения токов, зеленые - напряжений.

Представленное на рисунке коммутационное состояние соответствует параллельной работе полустанции А ТЭС Minigrid с внешней электрической сетью при погашенной полустанции Б.

Моделируемая Minigrid имеет два нормальных режима: режим автономной работы с объединенными полустанциями и режим параллельной работы с внешней электрической сетью с разделенными шинами станции (для исключения шунтирования внешней электрической сети).

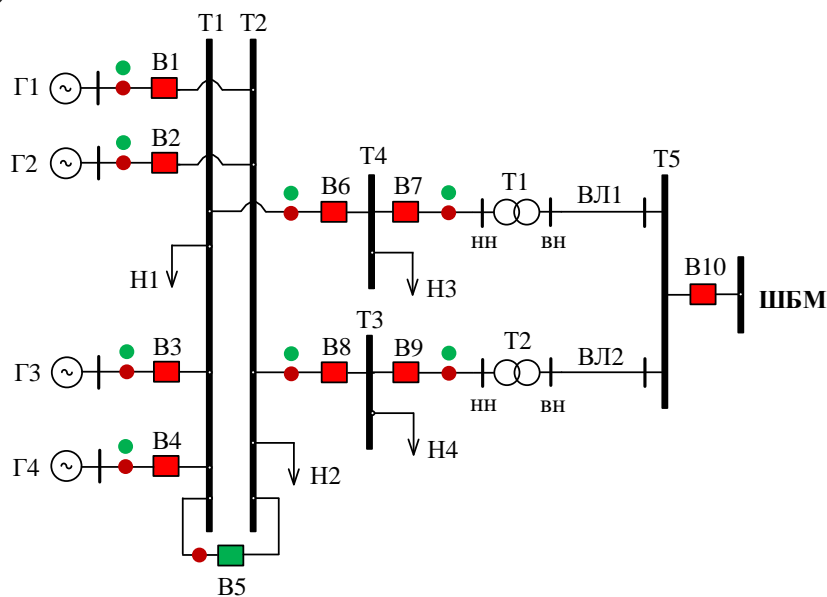


Рисунок 15 - Схема установки (физической модели Minigrid) для испытаний ПТК

Сечениям S_1 и S_2 полустанции А соответствуют выключатели В7 и В6. Сечение S_2 используется для деления при дефиците генерирующей мощности полустанции А.

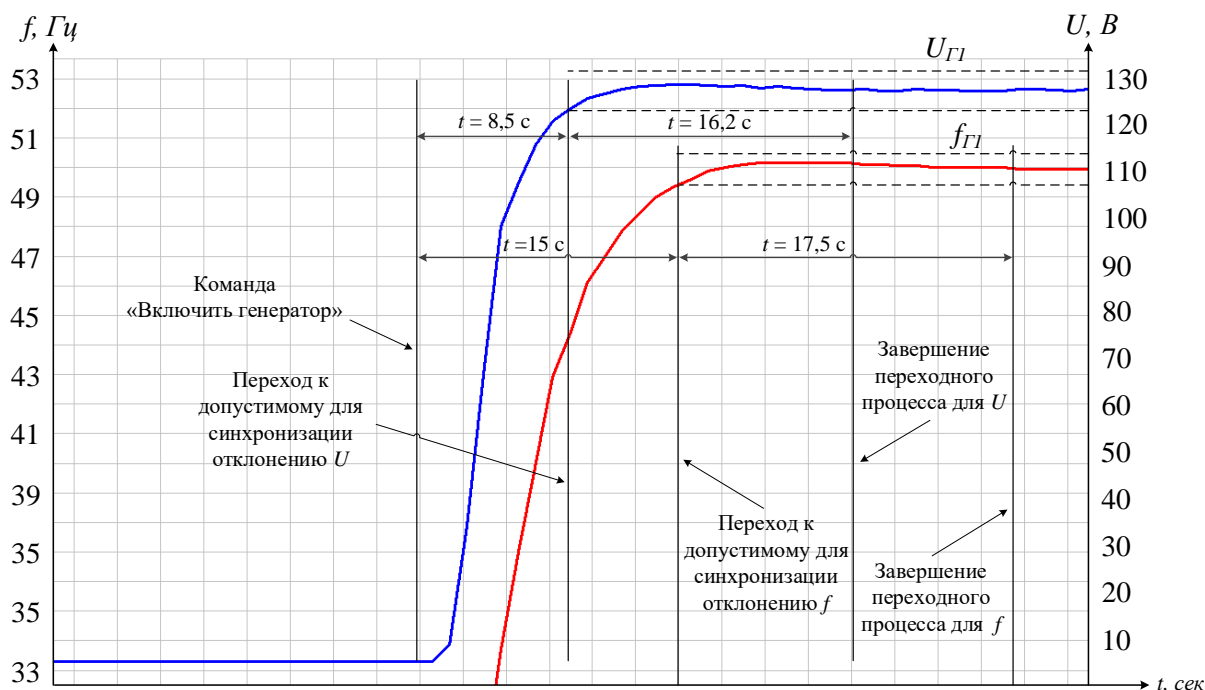


Рисунок 16 - Оциллограмма процесса

Ниже представлены некоторые результаты испытаний ПТК и АОСД.

Проверка допустимости статизма первичного регулирования напряжения и скорости вращения энергоблоков

Опыты предусматривали включение нагрузки Н2 ($P_{нагр}=1.08$ кВт) при номинальном напряжении) на шины холостого генератора при отключенных и включенных регуляторах возбуждения и скорости вращения. Регулирование осуществлялось ПИ регуляторами.

Процессы без регуляторов

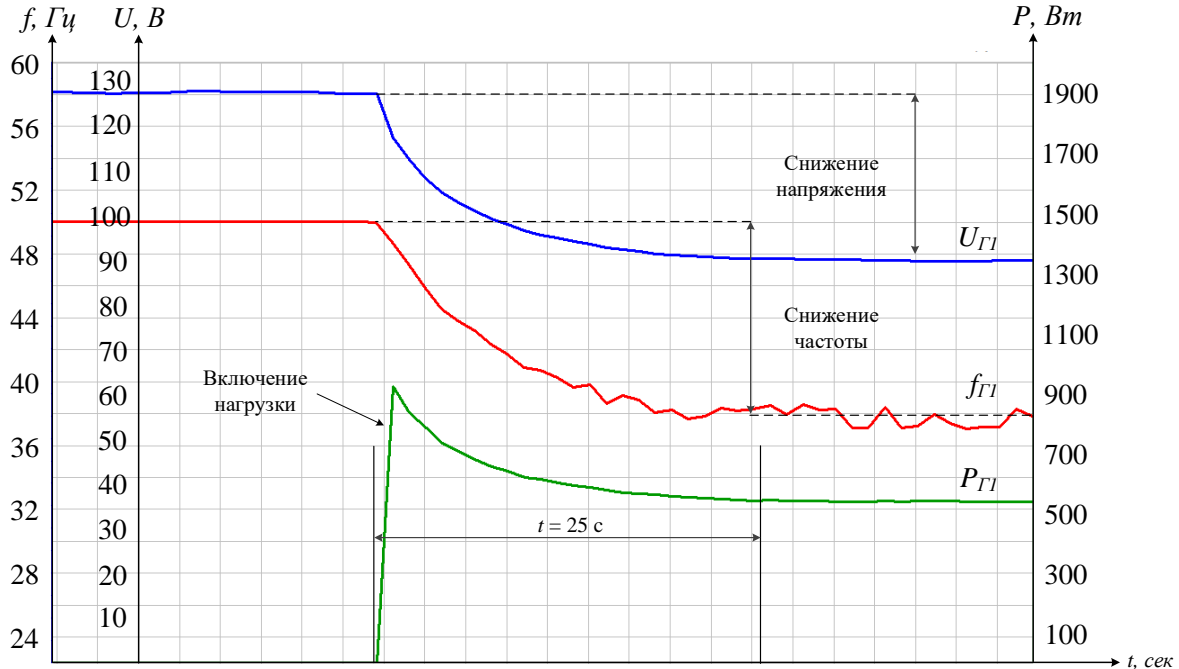


Рисунок 17 - Осциллограмма опыта без регуляторов

- Статизм по напряжению в относительных единицах ($U_{ном} = 127 \text{ В}$, $P_{ном} \text{ Г1} = 3 \text{ кВт}$) - 0,95;
- Статизм по частоте в относительных единицах - 0,79;
- Время завершения переходного процесса - 16 с;
- Провал напряжения - 7 В (5,5 %);
- Провал частоты - 1,5 Гц (3 %).

Процессы с регуляторами

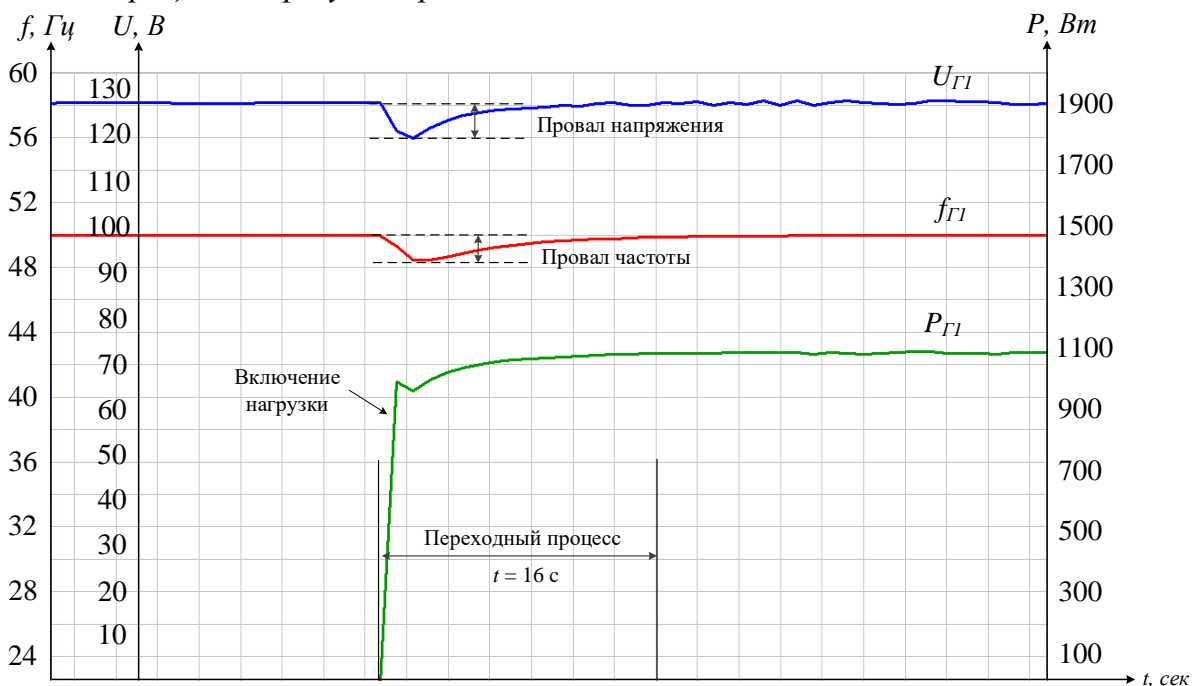


Рисунок 18 - Осциллограмма опыта с регуляторами

Статизм регулирования напряжения и частоты - 0 %.

Вывод - регулируемый энергоблок обладает нулевыми статизмами по напряжению и частоте, высоким качеством регулирования, показатели с запасом удовлетворяют существующим требованиям.

Проверка быстродействия и селективности срабатывания пускового органа противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления

Цель испытаний - проверка работоспособности, требуемой селективности и быстродействия срабатывания пускового органа (ПО) автоматики опережающего сбалансированного деления.

Способ проверки:

Создаются нормальные и аварийные режимы с условиями срабатывания и несрабатывания ПО.

К условиям срабатывания относятся снижение напряжения ниже уставки по прямой и повышение напряжения выше уставки по обратной последовательности.

Уставки срабатывания, предварительно заданные в устройстве: напряжение прямой последовательности $0.8U_{ном}$, напряжение обратной последовательности $0.2U_{ном}$.

К условиям несрабатывания относятся операционные режимы технологического характера - включения, отключения нагрузок, синхронизации и включения генераторов и т.д.

Выводы - автоматика пускового органа опережающего сбалансированного деления работает правильно. Время срабатывания пускового органа 14 - 17 мс.

Испытания ПТК подтвердили его работоспособность. При испытаниях было установлено, что опытный образец ПТК соответствует требованиям технического задания, а также программы и методики испытаний.

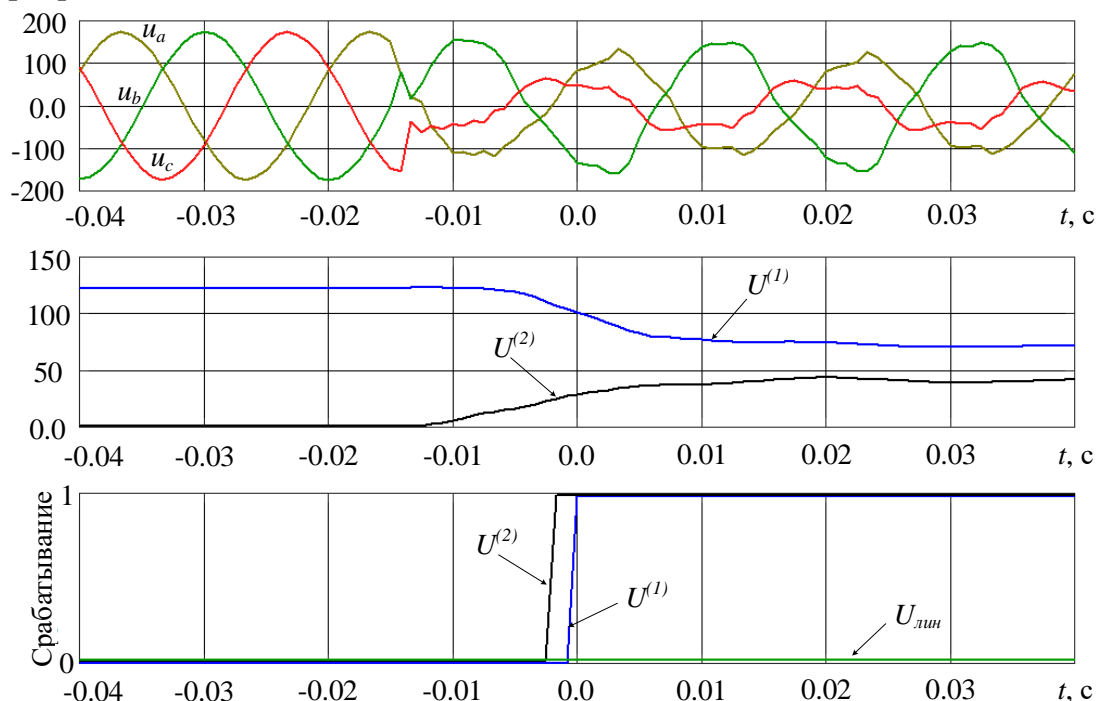


Рисунок 19 - Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой (синий цвет) и обратной последовательностям (черный цвет)

Идентификация динамических параметров энергоблоков газопоршневой электростанции по осциллограммам переходного электрохимического процесса

Постановка задачи. Для проектирования применения и работы автоматики опережающего сбалансированного деления в локальной системе энергоснабжения (ЛСЭ) жилмассива «Березовое» (г. Новосибирск) необходимо знать динамические параметры газопоршневых энергоблоков (T_j , постоянные времени и коэффициенты регуляторов мощности и возбуждения), которые неизвестны, т.к. ранее Mini ТЭС ЛСЭ работала в исключительно в автономном режиме, а настройки регуляторов были заданы производителем. Определение данных параметров необходимо произвести по осциллограммам электромеханических переходных процессов, для получения которых необходимы эксперименты по отключению нагруженных энергоблоков выключателями.

Эксперименты для получения осциллограмм переходных процессов. Эксперименты с отключением нагруженного энергоблока проводились при соблюдении условий, исключающих погашение электростанции и нарушение электроснабжения потребителей, а также минимизации последствий, если такое нарушение произойдет:

- наброс мощности оставшихся в работе после отключения нагруженного энергоблока не должен приводить к их отключению автоматикой энергоблока (допустимый наброс мощности на 1 энергоблок не должен превышать 200 кВт),
- для снижения негативных последствий в случае погашения электростанции эксперименты желательно проводить в интервалах времени, с наименьшими неудобствами и последствиями для потребителей,
- для подготовки потребителей к вероятному нарушению энергоснабжения необходимо осуществит оповещение о проведении испытаний и его времени,
- загрузка отключаемого энергоблока и сохраняемых в работе не должна быть ниже технологического минимума (800 кВт).

Эти условия выполнялись в обязательном порядке, что приводило к необходимости использования интервалов времени, в которых суммарная нагрузка ТЭС с учетом собственных нужд превышала 4 МВт, и, при этом, в работе должно находиться 5 энергоблоков, один из которых отключается с нагрузкой 800 кВт.

Метод и результаты идентификации. Для идентификации процесс моделировался на ПВК ЕТАР с подбором T_j и параметров регуляторов методом покоординатного спуска для достижения приемлемой идентичности процессов (Рис. 20).

Полученные параметры использованы для определения настроек ПА и режимной автоматики Mini ТЭС

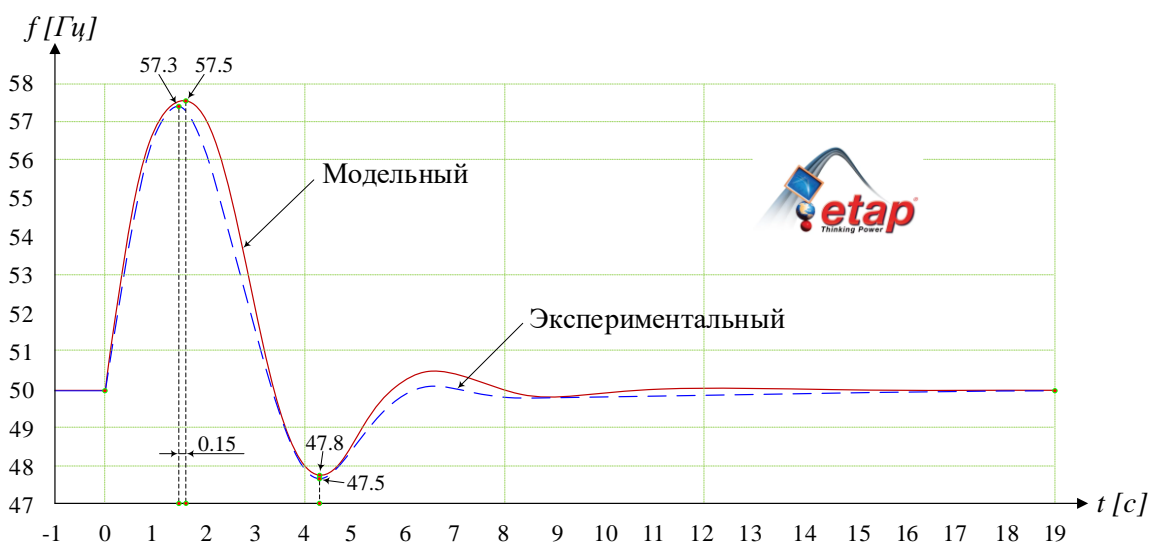


Рисунок 20 - Осциллограммы реального процесса и идеализированного процесса, полученного по модели ЕТАР с подобранными параметрами для отключаемого с нагрузкой 850 кВт энергоблока

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние годы в Монгольской энергосистеме введено в эксплуатацию множество электростанций малой мощности, включенных в общую электрическую сеть. Среди них есть, как топливные электростанции, так и электростанции на возобновляемых энергоресурсах. Новыми проблемами, связанными с развитием распределенной малой генерации, стали обеспечение допустимости режимов в условиях повышенной стохастичности генерации и надежности электроснабжения потребителей с учетом нестабильной работы электронной генерации, частых отключений синхронной малой генерации.

Полученные в работе результаты исследования устойчивости режимов МЭС и локальных сетевых зон с малой генерацией позволили обосновать рекомендации по дальнейшему развитию РМГ в МЭС в части размещения и концентрации МГ в районах МЭС, применения инновационной автоматики опережающего сбалансированного деления, управления уравнительными перетоками мощности в замкнутых контурах с МГ, а также реализовать распределенный расчет установившихся режимов электрических сетей с локальными системами энергоснабжения (Minigrid).

Рекомендации будут учитываться при проектировании объектов малой генерации, а разработанный способ управления реализуется в опытном образце системной автоматики ООО «Модульные системы Торнадо» управления режимами Minigrid.

Достоверность и практическая реализуемость части результатов подтверждена испытаниями автоматики АОСД на физической модели Minigrid с участием автора.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ ОТРАЖЕНО В ПУБЛИКАЦИЯХ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. **Энхсайхан Э.** Восстановление нормального режима в системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями [Электронный ресурс] / Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов, Э. Энхсайхан // Новое в российской электроэнергетике: науч.-техн. электрон. журн.. – 2018. – № 11. – С. 50–61.;

2. **Энхсайхан Э.** Анализ и оптимизация режимов электроэнергетической системы Монголии с учетом электрификации Уланбаторской железнодорожной магистрали [Электронный ресурс] / Манусов В.З., Бумцэнд У., Энхсайхан Э./ Новое в российской электроэнергетике: науч.-техн. электрон. журн.. – 2017. – №10. – С. 55-66.

Работы, опубликованные в международных, российских и монгольских изданиях, сборниках научных трудов конференций:

3. **Enkhsaikhan E.** Analysis of power system static aperiodic stability with electronic generation [Electronic resource] / A. G. Fishov, I. Murashkina, A. Marchenko, E. Enkhsaikhan, E. Ivkin // 14 International forum on strategic technology (IFOST 2019) : proc., Russia, Tomsk, 14 – 17 October 2019. – Tomsk: IEEE, 2019.;

4. **Энхсайхан Э.** Синхрон эх уусвэртэй бага чадлын цахилгаан станцын автомат удирдлага [Электронный ресурс] / А. Г. Фишов, Э. Энхсайхан, О.В. Сердюков, Ивкин Е.С. // Международной научно - практической конференции «Инновационные технологии энергетики и горного электроснабжения – 2019», Отделение энергетики и информационной технологии, Дарханский институт технологий, МГУНиТ, г. Дархан, Монголия, №32/230., 4 мая 2019 г., – С.162-169. – ISSN 1560-8794.;

5. **Энхсайхан Э.** Исследование установившихся режимов и устойчивости центральной энергосистемы Монголии при параллельной работе с солнечной электрической станцией города “Алтай” Гоби-Алтайского аймака мощностью 10 МВт / Содномдорж Д., Эрхэмтур П., Энхсайхан Э. // Научно-практической конференции

студентов, магистрантов и аспирантов «Интеллектуальная энергия с нашим участием» №26/253. 29 – 30 марта 2019 г.: – Улан-батор: Изд-во МГУТиН, 2019. – С.275-283. – ISBN 978-99929-4-321-4.;

6. **Enkhsaikhan E.** Automation of unmanned low capacity power plant with synchronized generation / A. G. Fishov, A. I. Marchenko, I. S. Murashkina, E. Erdenebat, Y. S. Ivkin [et al.] // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) = Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018): тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2 – 6 окт. 2018 г. : в 8 т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т. 1, ч. 5. – С. 108–114. - 45 экз. – ISBN (NSTU) 978-5-7782-3614-1.;

7. **Enkhsaikhan E.** Steady state and dynamic analysis of renewable energy integration into the western energy system of Mongolia [Electronic resource] / A. G. Fishov, D. Sodnomdorj, N. Enebish, E. Enkhsaikhan, P. Erkhemtur // 13 International forum on strategic technology (IFOST 2018) : proc., China, Harbin, 30 May – 1 June 2018. – Harbin: IEEE, 2018. – P. 844-849. - 1 flash card (CFP18786-USB). – Title with the label. - ISBN 978-1-5386-5073-8/18.;

8. **Энхсайхан Э.** Синхрон эх уусвэртэй бага чадлын цахилгаан станцын автомат удирдлага / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, И. С. Мурашкина, Э. Энхсайхан, О.В. Сердюков, Ивкин Е.С. // Конференция по теории и практике «Развитие энергетики, новые техники и технологии, энергосбережение», 15 июня 2018 г.: – Улан-Батор: Изд-во “Голден Легион” – С 305-313. – ISBN 978-99978-57-52-1.;

9. **Энхсайхан Э.** Анализ режимов и устойчивости электрической сети с распределенной малой генерацией южного региона Монголии / Э. Энхсайхан, А. Г. Фишов // “Радиоэлектроника, Электротехника и Энергетика”: Р 154 Двадцать четвертая междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (15–16 марта 2018 г., Москва): Тез. докл. — М.: ООО «Центр полиграфических услуг “Радуга”», 2018. – 1000с.– ISBN 978-5-905486-08-1.;

10. **Enkhsaikhan, E.** Multi-agent voltage control in multiconnected electric networks / A. G. Fishov, N. A. Karjaubayev, E. Enkhsaikhan // 12 International forum on strategic technology (IFOST 2017) : proc., Korea, Ulsan, 31 May – 2 June 2017. – Ulsan, 2017. – Vol.1. - P. 246-250. – ISBN 978-1-5090-5703-0.;

11. **Энхсайхан Э.** Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях [Электронный ресурс] / А. Г. Фишов, Н. А. Карджаубаев, Э. Эрдэнэбат // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017 г.: сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017. - 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). Релейная защита и автоматика энергосистем 2017. - Загл. с этикетки.

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Тел./факс (383) 346-08-57
Формат 60 x 84/16. Объем 1.5 п.л. Тираж 100 экз.
Заказ №1426. Подписано в печать 17.10.2019 г.