

На правах рукописи



Суслов Константин Витальевич

**МОДЕЛИ И МЕТОДЫ КОМПЛЕКСНОГО ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ
ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Иркутск, 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования "Иркутский национальный исследовательский технический университет"

Научный консультант: член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор
Воропай Николай Иванович

Официальные оппоненты: **Паздерин Андрей Владимирович**, 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", заведующий кафедрой

Пантелеев Василий Иванович доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Сибирский федеральный университет", кафедра "Электротехнические комплексы и системы", заведующий кафедрой

Папков Борис Васильевич, доктор технических наук, профессор Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Нижегородский государственный инженерно-экономический университет", кафедра "Электрификация и автоматизация", профессор

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования "Петербургский энергетический институт повышения квалификации"

Защита состоится 29 января 2020 г. в 13:30 на заседании диссертационного совета Д 003.017.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) по адресу: **664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.**

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к.407; и на сайте: <http://isem.irk.ru/dissert/case/DIS-2019-6/>

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью учреждения, просим направлять по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан " ____ " _____ 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
Д 003.017.01, доктор технических
наук, профессор



**Клер
Александр Матвеевич**

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Существенная часть территории России в силу своего географического положения не охвачена централизованным электроснабжением. Районы децентрализованного электроснабжения занимают около 60-65% территории Российской Федерации и находятся преимущественно в северной части страны. Для таких территорий характерно наличие рассредоточенных потребителей, электроснабжение которых может обеспечиваться только с помощью децентрализованных источников электроэнергии. Следует отметить достаточно низкую эффективность таких систем, наличие проблем, связанных с удаленностью рассматриваемых территорий, а также низкий технический уровень оборудования, что характерно для давно существующих систем советского и постсоветского периодов. В то же время, вследствие использования новых технологий у бытовых и промышленных потребителей, офисных и бытовых приборов на компьютерной основе, существенно возрастают требования потребителей к надежности их электроснабжения и качеству поставляемой им электроэнергии. Поэтому требуются совершенствование и развитие методологии и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения, учитывающих наличие инновационных технологий и средств построения таких систем и управления ими.

Степень разработанности темы исследования. Большой вклад в методологию обоснования развития электроэнергетических систем (ЭЭС) внесли *Д.А.Арзамасцев, В.А.Баринев, П.И.Бартоломей, Л.С.Беляев, В.В.Бушуев, И.М.Волькенау, Н.И. Воронай, В.В.Ершевич, Л.А.Мелентьев, Ю.Н.Руденко, А.А.Макаров, А.Н.Зейлигер, В.Г.Китушин, С.А.Кукель-Краевский, А.И.Лазебник, А.Б.Лоскутов, А.С.Макарова, П.А.Малкин, А.А.Мызин, А.С. Некрасов, В.Р.Окороков, Б.В.Папков, С.В.Подковальников, Б.Г.Санев, В.В.Труфанов, В.А.Ханаев, R.N.Allan, J.Arrillaga, R.Billinton, G.Celli, G.Mokryani, Z.Styczynski, K.Rudion, M.Shahidehpour, и др.* В последнее время процесс развития ЭЭС ориентирован на использование инновационных, в том числе интеллектуальных технологий и средств.

Системы электроснабжения удаленных изолированных территорий отличаются существенными особенностями, которые в большинстве случаев не позволяют напрямую использовать для обоснования их развития методологию, разработанную для больших электроэнергетических систем. В связи с этим, и в России, и за рубежом начали разрабатываться новые методические подходы и методы оптимизации развития изолированных систем электроснабжения. Основополагающие результаты в этой области получены *В.В.Елистратовым, И.Ю.Ивановой, Д.Н.Карамовым, А.М.Клером, Б.В.Лукутиным, А.Д.Соколовым, О.А.Суржиковой, Т.Ф.Тугузовой, S.P.Chowdhury, S.Chowdhury, N.Hatziargyriou, T.Mahto, V.Mukherjee* и рядом других авторов.

В современных условиях, учитывая возросшие требования потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, появление в структуре генерации источников с нестационарной выработкой мощности,

возможности широкого использования накопителей электрической энергии, возможности управления электропотреблением, требуется принципиальная модернизация методологии и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения. Актуальным новым аспектом методологии обоснования развития изолированных систем электроснабжения является учет факторов и условий, реализующих принципы, методы и средства управления, обеспечивающие активность рассматриваемых систем электроснабжения. При этом под активностью систем электроснабжения понимается их способность к автоматическому самовосстановлению схемы и поддержанию требуемых значений параметров режима действием соответствующих систем управления установками распределенной генерации и реконфигурацией электрической сети.

С учетом сказанного:

Объект исследования – активные изолированные системы электроснабжения.

Предметом исследования является обоснование развития активных изолированных систем электроснабжения.

Целью работы является разработка методологии комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения.

Для достижения цели в диссертационной работе решаются следующие **задачи**:

1. Аналитический обзор тенденций и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения.

2. Разработка методических основ обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на базе иерархического подхода и совершенствования иерархической системы моделей.

3. Разработка методов решения задач комплексного развития активных изолированных систем электроснабжения, включающих:

- * определение оптимальных параметров накопителей электрической энергии в изолированных системах электроснабжения, использующих генерацию на базе возобновляемых источников энергии;

- * оценку и обеспечение надежности активных изолированных систем электроснабжения;

- * мониторинг и обеспечение требуемого качества электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения;

- * регулирование графиков нагрузок потребителей в активных изолированных системах электроснабжения.

Научная новизна работы

1. Разработаны методические основы обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на базе иерархического подхода и использования комплекса взаимосвязанных моделей выбора решений.

2. Разработаны методические принципы решения задач комплексного развития активных изолированных систем электроснабжения с применением

идеологии метода декомпозиции Бендерса путем разделения комплексной проблемы на взаимосвязанные мастер-задачи и совокупность подзадач.

3. Разработана методика определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения с учетом состава установок генерации на базе возобновляемых источников энергии с использованием метода целенаправленной имитации.

4. Разработаны методы оценки и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения на основе эффективных матричных алгоритмов.

5. Разработана методика распределенного мониторинга гармонических колебаний тока и напряжения и снижения их уровня в активных изолированных системах электроснабжения на базе векторных измерений параметров режима и использования навигационных систем.

6. Разработан методический подход для управления ветроагрегатами в активной изолированной системе электроснабжения на основе принципа управления с прогнозирующей моделью для стабилизации выдаваемой мощности с целью повышения качества электроэнергии по частоте и уровням напряжений в системе.

7. Разработана методика регулирования графиков нагрузок потребителей для оптимизации электропотребления в активных изолированных системах электроснабжения.

Практическая значимость и результаты внедрения

1. Разработанная методология позволяет решать практические задачи по обоснованию развития активных изолированных систем электроснабжения с обеспечением надежности электроснабжения потребителей, качества электрической энергии и эффективности функционирования систем электроснабжения и потребителей с использованием средств управления.

2. Результаты проведенных в диссертационной работе исследований используются в учебном процессе в ФГБОУ ВО “Иркутский национальный исследовательский технический университет”, ФГБОУ ВО “Ангарский государственный технический университет” и ФГАОУ ВО “Северо-Восточный федеральный университет им. М.К.Аммосова”.

3. Результаты исследований приняты к использованию и внедрены в: ОАО “Первая нерудная компания” – филиал Ангасольский щебеночный завод (методика повышения надежности распределительной сети и методика регулирования графиков нагрузок потребителей); Институте физико-технических проблем Севера им. В.П.Ларионова СО РАН (программные продукты “Программа определения мощностей гармонических составляющих высших порядков в электроэнергетической системе” и “Программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети”); ООО “ИЗТМ-инжиниринг” (методы оценки и повышения надежности систем электроснабжения использованы при реконструкции системы электроснабжения драги 250 № 66, расположенной на реке Хомолхо

Бодайбинского района Иркутской области и методика регулирования графиков нагрузок); ООО “Производственная компания” (методика регулирования графиков нагрузок); ООО “Витим-лес” (в процессе реконструкции изолированной системы электроснабжения “Производственный участок Давыдова” результаты были использованы при определении состава генерирующих источников и накопителей электрической энергии в системе электроснабжения предприятия, осуществлении мероприятий по повышению надежности системы электроснабжения посредством ее реконфигурации, оптимизации энергопотребления за счет изменения нагрузки); ООО “Сименс” (методы оценки и повышения надежности систем электроснабжения использованы при проектировании системы электроснабжения объекта “Маяк-Норникель”).

Основные положения, выносимые на защиту

1. Новая методология комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения с использованием усовершенствованных моделей.

2. Методические принципы решения задач обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения с применением идеологии метода декомпозиции Бендерса путем разделения комплексной проблемы на взаимосвязанные мастер-задачи и совокупность подзадач.

3. Методика определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии для активных изолированных систем электроснабжения, включающих генерацию на базе возобновляемых источников энергии.

4. Методы оценки и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения.

5. Методика распределенного мониторинга гармонических колебаний тока и напряжения и снижения их уровня в активных изолированных системах электроснабжения.

6. Методический подход к стабилизации параметров режима для обеспечения требуемых уровней напряжений и частоты в активной изолированной системе электроснабжения при управлении ветроэнергетической установкой.

7. Методика регулирования графиков нагрузок потребителей в изолированных системах электроснабжения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности 05.14.02 – “Электрические станции и электроэнергетические системы”

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта:

- П.6 “Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике”;
- П.8 “Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике”;
- П.11 “Разработка методов анализа структурной и функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения”;

- П.12 “Разработка методов контроля и анализа качества электроэнергии и мер по его обеспечению”.

Достоверность результатов научных исследований. Достоверность полученных результатов подтверждается их соответствием базовым законам электротехники и теории электрических цепей, корректностью математических моделей, их адекватностью для исследуемых процессов, соответствием теоретических положений и результатов, полученных при внедрении. Теоретические и практические результаты исследований докладывались и положительно оценены на международных симпозиумах, конференциях, семинарах и т.д.

Методология и методы исследования. В работе использованы методология системных исследований в энергетике, методы математического моделирования систем электроснабжения, методы математического анализа, методы исследования надежности, комбинаторные методы выбора рациональной конфигурации систем, идеология метода декомпозиции Бендерса, математические модели в виде интегральных полиномов Вольтерра.

Связь работы с научными программами, планами, темами, грантами. Работа выполнена в рамках гранта «Интеллектуальные сети (Smart Grid) для эффективной энергетической системы будущего» по постановлению Правительства Российской Федерации от 9 апреля 2010 г. № 220 «О мерах по привлечению ведущих ученых в российские образовательные учреждения высшего профессионального образования, научные учреждения государственных академий наук и государственные научные центры Российской Федерации» (договор № 11.G34.31.0044).

Личный вклад автора

Диссертация является законченной научной работой и результатом самостоятельных исследований автора, а также исследований, проводимых под его непосредственным руководством и с личным участием. Личный вклад автора в совместных работах состоит в разработке методологии и методов исследования, получении, обработке и обсуждении экспериментальных данных, анализе и обобщении результатов. Личное участие автора подтверждено опубликованными работами, свидетельствами о результатах интеллектуальной деятельности и апробациями на научных конференциях. Обсуждение и интерпретация полученных результатов проводилась совместно и соавторами публикаций. Положения, выносимые на защиту, результаты, определяющие научную новизну и практическую значимость, выводы диссертационной работы сформулированы автором самостоятельно. Текст диссертации написан автором самостоятельно.

Апробация работы

Результаты и выводы, представленные в данной работе, докладывались на различных симпозиумах, семинарах и конференциях, в том числе: Modern Electric Power Systems Symposium (Wroclaw, 2010), International Conference on Power System Technology “PowerCon” (Hangzhou, 2010), III International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives “Powereng”

(Malaga, 2011), VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием “Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов” (г. Благовещенск, 2011), IEEE Power & Energy Society General Meeting (Detroit, 2011; San Diego, 2012; Washington, 2014), International Symposium CIGRE (Bologna, 2011), International Scientific Symposium “Elektroenergetika 2011” (Stara Lesna, 2011), International Conference IEEE “Electrical Power Quality and Utilization” (Lisbon, 2011), IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (Manchester, 2011; Berlin, 2012; Istanbul, 2014; Ljubljana, 2016; Torino, 2017; Sarajevo, 2018), 5th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems (Иркутск, 2012), IEEE International Energy Conference and Exhibition ENERGYCON (Florence, 2012), International Conference on Smart Grids and Green IT Systems (SMARTGREENS), (Aachen, 2013; Lisbon, 2015; Rome, 2016), IEEE PowerTech (Grenoble, 2013; Eindhoven, 2015), IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Europe (Brugge, 2013), CIGRE SC C6 Colloquium (Yokohama, 2013), IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (Bucharest, 2014; Ljubljana, 2018), 18th Power Systems Computation Conference (Wroclaw, 2014), Международной конференции "Алгоритмический анализ неустойчивых задач" (Челябинск, 2014), International Conference on Critical Information Infrastructures Security (Limassol, 2014), Международной молодежной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи” (Томск, 2014; Иваново, 2015, Казань, 2016, Самара, 2017), Международной конференции “Управление качеством электрической энергии” (Москва, 2014), 1st IFAC Conference on Modeling, Identification and Control of Nonlinear Systems (Санкт-Петербург, 2015), International Conference “Problems of Critical Infrastructures” (Санкт-Петербург, 2015), Международной научно-технической конференция “Компьютерное моделирование - 2015” (Санкт-Петербург, 2015), International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (Vienna, 2015), Международной молодежной научной школе-конференции “Теория и численные методы решения обратных и некорректных задач” (Новосибирск, 2015), International Workshop “Contingency Management, Intelligent, Agent-Based Computing And Cyber Security In Critical Infrastructures” (Листвянка, 2016), International Conference on Stability and Oscillations of Non-linear Control Systems (Pyatnitskiy's Conference) (Москва, 2016), IFAC and CIGRE/CIRED Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids (Prague, 2016), XXIV Международной научно-технической и практической конференции ТРАВЭК “Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного оборудования. Коммутационные аппараты, преобразовательная техника, микропроцессорные системы управления и защиты” (Москва, 2016), Международном научном семинаре им.Ю.Н.Руденко “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики” (Чолпон-Ата, 2017).

Публикации

Основные результаты и выводы по диссертационной работе опубликованы в 65 работах, из них 22 - в изданиях из перечня, рекомендованного ВАК, 38 - в изданиях индексируемых наукометрическими базами Scopus и Web of Science (в том числе 2 переводные статьи из изданий, рекомендованных ВАК), 5 коллективных монографиях, получены 8 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ и 1 патент на полезную модель.

Структура диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 8 глав, заключения, списка литературы, содержащего 384 наименования, и 3 приложений. Материал изложен на 297 страницах, из которых 266 страниц основного текста и 31 страница приложений.

Во **введении** дается обоснование актуальности рассматриваемой проблемы оптимизации развития активных изолированных систем электроснабжения (СЭС). Формулируются цель и задачи диссертационной работы, приводятся положения, выносимые на защиту, отмечаются научная новизна и практическая значимость результатов, полученных в диссертации.

В **первой главе** приведен анализ состояния проблемы обоснования развития изолированных СЭС. Отмечаются многомерность решаемых задач, их многокритериальность и во многих случаях целочисленность, существенная неопределенность внешних условий, анализируются методы, используемые для решения таких задач. Рассмотрена суть понятия активной СЭС и сделан вывод о необходимости существенной модернизации и совершенствования методологии обоснования развития изолированных СЭС с целью учета принципов, методов и средств управления, требуемых для придания свойства активности этим системам.

Задачу обоснования развития активных СЭС необходимо решать как многошаговую. На рисунке 1 представлена общая схема обоснования развития активных СЭС в виде нескольких этапов. Особенностью данной схемы является то, что процесс обоснования развития, реализуемый на базе идеологии иерархического подхода, позволяет детально учитывать многообразные факторы.

Для изолированных СЭС, удаленных от систем централизованного электроснабжения, задача усложняется в связи с возможностью использования генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), имеющих нестационарный режим выдачи мощности.

С учетом приведенных особенностей формулируется постановка задач диссертации, обеспечивающих комплексное обоснование развития генерирующих источников, использующих традиционные топливные и возобновляемые энергоресурсы совместно с накопителями электроэнергии, развития электрической сети, а также средств обеспечения активности СЭС для повышения надежности электроснабжения, качества электроэнергии и эффективности взаимодействия СЭС с потребителями. Обосновывается

целесообразность использования иерархического подхода к решению рассматриваемой комплексной проблемы.

Для иллюстрации разработанной методологии в качестве сквозного тестового примера используется изолированная СЭС горно-обогатительного комбината (ГОК) с сопутствующими потребителями, которая расположена в регионе с суровыми климатическими условиями. Рассматриваемая СЭС имеет распределительную сеть напряжением 10 кВ, которая включает в себя 14 пунктов отбора мощности. Согласно заданному суточному графику суммарной нагрузки зимнего максимума, максимальная нагрузка составляет 31,98 МВА. Решение отдельных задач иллюстрируется в работе на этом тестовом примере.



Рисунок 1.– Общая схема обоснования развития активных изолированных СЭС

Вторая глава посвящена разработке методических принципов обоснования развития активных изолированных СЭС. Рассмотрены исходные методические положения, определяющие принципиальные особенности подхода. Одной из ключевых проблем во многих случаях является высокая размерность общей задачи оптимизации развития активной изолированной СЭС, что создает существенные трудности и при формализации проблемы, и при ее решении. Это определяет необходимость декомпозиции общей задачи на иерархию подзадач. Для реализации иерархического подхода рассматривается применение идеологии метода декомпозиции Бендерса.

Задача оптимизации развития активной изолированной СЭС включает оптимизацию генерирующих мощностей и оптимизацию сети.

Критерий оптимизации для генерирующих мощностей в виде суммарных затрат на развитие СЭС и эксплуатационных расходов за весь предполагаемый период развития записывается следующим образом:

$$Z_G = \min \sum_{TG} \left[\sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{i=1}^{EG} KG_{ig} + \right. \\ \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{i=1}^{EG} DT_{ibg} \cdot OC_{ibg} \cdot PG_{ibg} + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \right] \quad (1)$$

где i – номер существующего генератора; l – номер генератора, предполагаемого к установке; k – номер генератора, предполагаемого к демонтажу; b – номер периода функционирования в годовом графике; TG – тип генератора, например, солнечные элементы, ветроэнергетическая установка и т.д.; g – номер года планирования; B – число периодов функционирования в годовом графике; CG – количество предполагаемых к установке (строительству) генераторов; T – горизонт планирования в годах; EG – количество существующих генераторов; CI_{lg} – капитальные затраты на сооружение генератора l в год g ; DT_{ibg} – продолжительность периода функционирования b генератора i в год g ; OC_{ibg} – эксплуатационная расходы при работе генератора i в течение периода функционирования b в год g ; X_{lg} – бинарная составляющая, связанная с генератором l , предполагаемом к установке в год g ; состояние 1: выбран, 0: не выбран ($X_{l(g-1)} \leq X_{lg}$); X_{kg} – бинарная составляющая, связанная с генератором k , предполагаемом к демонтажу в год g ; состояние 1: выбран, 0: не выбран ($X_{k(g-1)} \leq X_{kg}$); PG_{ibg} – мощность подключенных генераторов i в период функционирования b в год g ; DG_{kg} – затраты на демонтаж генератора; KG_{ig} – постоянные затраты, связанные с эксплуатацией генератора; UG – количество генераторов, предполагаемых к демонтажу.

Первая составляющая критерия оптимизации (1) включает в себя капитальные затраты на сооружение генератора l в год g . Вторая составляющая KG_{ig} включает постоянные эксплуатационные затраты. Третья составляющая формулы (1) включает затраты на топливную составляющую. Множителем DT_{ibg} учитывается продолжительность функционирования (число часов использования установленной мощности) в год g каждого генератора i . Четвертая составляющая критерия (1) позволяет учитывать стоимость демонтажа генераторов.

Для электросетевой структуры критерий оптимизации имеет вид:

$$Z_L = \min \left[\sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \right. \\ \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{j=1}^{EL} KN_{jg} + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{j=1}^{EL} NT_{jbg} \cdot NC_{jbg} \cdot PL_{jbg} \right] \quad (2)$$

где n – номер планируемой линии; J – номер существующей линии; g – номер года планирования; CL – количество планируемых линий; T – горизонт планирования в годах; EL – количество существующих линий; CN_{ng} – капитальные затраты на планируемую линию n в год g ; NT_{jbg} – продолжительность периода функционирования b в год g линии j ; NC_{jbg} – эксплуатационные расходы линии j в течение периода функционирования b в год g ; X_{nt} – бинарная составляющая, связанная с планируемой линией n в год g ; состояние 1: выбрана, 0: не выбрана; PL_{jbg} – передаваемая мощность по линии j в течение периода функционирования b в год g ; KN_{jg} – постоянные затраты, связанные с эксплуатацией линии j .

Первая составляющая в формуле (2) описывает затраты на строительство новых линий. Вторая составляющая аналогична используемой в (1). Третья составляющая – эксплуатационные расходы (в том числе потери в элементах электрической сети).

Итоговая целевая функция оптимизации развития изолированной СЭС включает затраты на развитие генерирующих агрегатов и затраты на развитие электрической сети:

$$Z = Z_G + Z_L \quad (3)$$

В качестве условий при оптимизации выступают ограничения на: наличие капитала инвестиционных фондов, балансы мощности и энергии, ограничения на их выработку, требования по надежности, ограничения связанные с типом генераторов и ряд других.

На рисунке 2 схематично представлена общая идеология метода декомпозиции Бендерса, реализованная в данной работе.

Мастер-задача на рисунке 2 рассматривается в виде двух взаимосвязанных задач оптимизации генерирующих источников и параметров накопителей электроэнергии, а также оптимизации параметров и топологии электрической сети.

В качестве подзадач рассматриваются следующие:

- обеспечение необходимого уровня надежности активных изолированных СЭС;
- обеспечение необходимого качества электроэнергии в изолированных СЭС за счет различных принципов и средств управления;
- управление электропотреблением.

В третьей главе с использованием метода целенаправленной имитации решается проблема определения оптимальных параметров накопителей

электрической энергии и генерирующих источников в активных изолированных СЭС, являющаяся одной из составляющих мастер-задачи в соответствии с идеологией метода декомпозиции Бендерса.

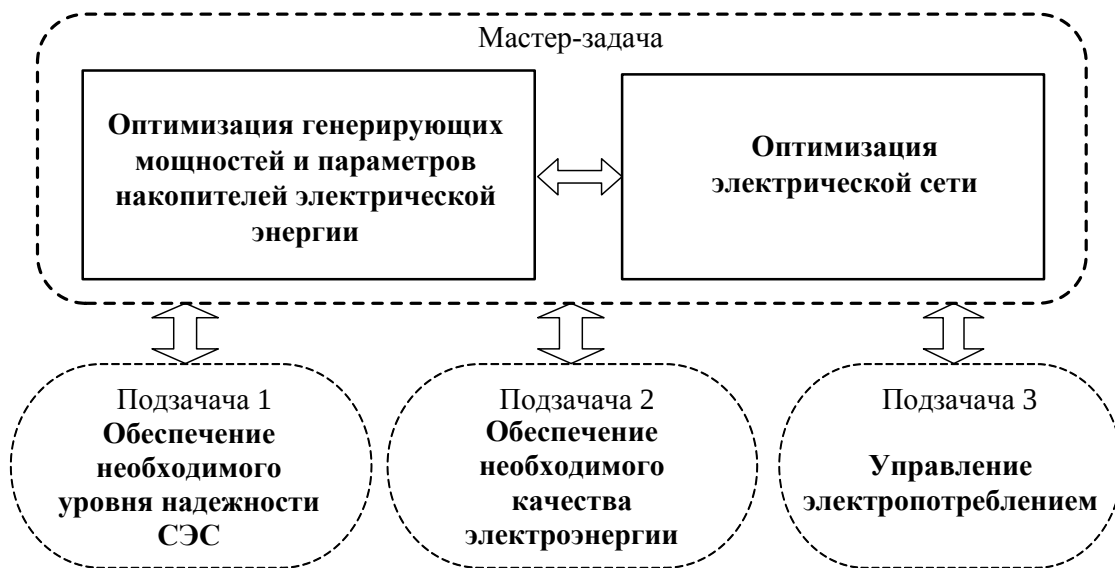


Рисунок 2 – Общая схема использования идеологии метода декомпозиции Бендерса

В качестве базового условия при формировании структуры генерирующих источников изолированной системы электроснабжения полагалось, что при покрытии нагрузки приоритет имеет генерация от ВИЭ по сравнению с генерацией от традиционных источников. При этом установленная мощность генерации на базе ВИЭ должна быть заведомо больше минимума суммарной мощности нагрузки. С учетом нестационарности мощности, генерируемой ВИЭ, избытки ее в периоды минимума нагрузки будут заряжать накопители электроэнергии. Традиционные электростанции на ископаемом топливе (в данном случае дизельные) будут использованы лишь тогда, когда суммарная мощность источников возобновляемой энергии и накопителей недостаточна для покрытия текущей нагрузки, что позволяет минимизировать затраты на топливо. Возможны ситуации, когда при полной зарядке накопителей, дальнейшая интеграция ими мощности от ВИЭ невозможна (такая мощность названа неинтегрируемой в СЭС). В этом случае необходимо уменьшить выработку энергии от ВИЭ, а в перспективе увеличить мощность накопителей.

Целевая функция при определении параметров накопителей, выбираемых для изолированной СЭС, имеет вид:

$$OF_1 = \min \sum_{i=1}^F C_i(P_i(t)) \quad , \quad (4)$$

где C_i – затраты на выработку мощности дизельными генераторами; F – количество дизельных генераторов (в рассматриваемом случае – четыре); $P_i(t)$ – мощность i -того дизельного генератора.

Ограничения в данной задаче представляются выражениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^F P_i(t) = P_{\text{нагр}}(t) - P_{\text{вг}}(t) - P_{\text{фэ}}(t) \pm P_{\text{нак}}(t) \\ P_i^{\min}(t) \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}(t) \\ P_i(t + \Delta t) \leq UR_i \\ P_i(t + \Delta t) \geq DR_i \\ E_{st}^{\min} \leq E_{st}(t + \Delta t) \leq E_{st}^{\max} \end{array} \right. \quad (5)$$

где $P_{\text{нагр}}(t)$ – мощность нагрузки в изолированной системе; $P_{\text{вг}}(t)$ – мощность, генерируемая ветроэнергетическими установками; $P_{\text{фэ}}(t)$ – мощность, генерируемая солнечными электростанциями; $P_{\text{нак}}(t)$ – мощность накопителей электрической энергии; t – характерные моменты времени, $t = [0; T]$ (в данном случае решение для одной точки – годового максимума нагрузки в последний год планирования); Δt – шаг по времени (в данном случае 1 час); UR_i – скорость увеличения мощности дизельного генератора; DR_i – скорость снижения мощности дизельного генератора; $E_{st}^{\min}$ и $E_{st}^{\max}$ – минимальная и максимальная величина емкостей накопителей электрической энергии.

Выполненные исследования позволили определить оптимальные параметры накопителей, необходимые для интеграции всей мощности, вырабатываемой ВИЭ. При этом остаточная нагрузка (мощность), покрываемая традиционными дизель-генераторами и накопителями, оценивалась как:

$$P_i(t) = P_{\text{нагр}}(t) - P_{\text{вг}}(t) - P_{\text{фэ}}(t). \quad (6)$$

Анализ величины неинтегрированной накопителями энергии, вырабатываемой ВИЭ, в зависимости от емкости накопителей показал, что оптимальным решением для рассматриваемого тестового примера является суммарная энергия накопителей, равная 40,0 МВт·ч. В этом случае вся энергия, вырабатываемая ВИЭ, может быть использована для питания потребителей СЭС.

Полученные результаты являются оптимальными с технической точки зрения, но требуют дополнительной уточняющей экономической оценки, учитывающей большую стоимость накопителей. Для определения оптимальной емкости накопителя с экономической точки зрения был принят критерий, который описывается целевой функцией суммарных затрат:

$$OF_2 = \min(C_{\text{г}} + C_{\text{ао}} + C_{\text{ндо}} + C_{\text{пот}}), \quad (7)$$

где $C_{\text{г}}$ – стоимость топлива; $C_{\text{ао}}$ – амортизационные отчисления на систему накопителей энергии; $C_{\text{ндо}}$ – стоимость недоотпущенной потребителям электроэнергии вследствие недостаточности емкости накопителей; $C_{\text{пот}}$ – затраты на выработку неинтегрированной электроэнергии от ВИЭ.

Исследования проводились по следующему сценарию:

1. Определение состава генерирующих источников при условии, что традиционные генераторы покрывают только часть потребности в электрической энергии.

2. Солнечные электростанции и ветроэнергетические установки должны быть подобраны так, чтобы их суммарная мощность была существенно больше минимальной нагрузки.

3. Параметры накопителей изменялись итеративно. Мощность накопителей изменялась от 1 до 7 МВт с шагом в 1 МВт. Продолжительность работы накопителя изменялась от 4 до 6,5 час с шагом 0,5 час (общее число шагов - 42).

4. На каждом шаге вычислялся недоотпуск электроэнергии в изолированной СЭС и энергия, которая не была выработана ВИЭ из-за того, что накопители в тот момент времени были полностью заряжены. Целью оптимизации является минимизация обеих этих величин.

Для демонстрации результатов исследований вычисленные величины для всех 42 шагов сведены в один график (рисунок 3).

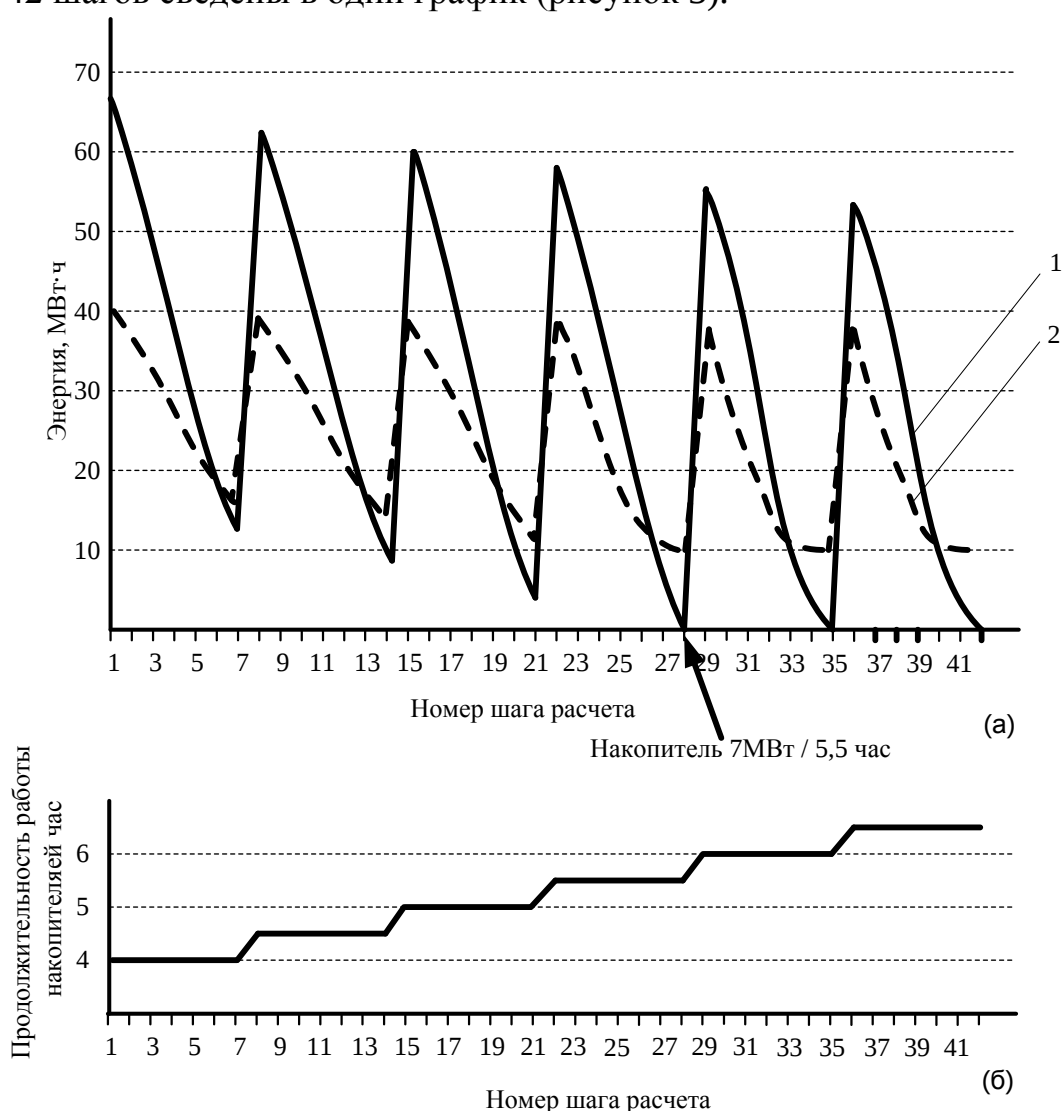


Рисунок 3 – Энергия (а) и продолжительность работы накопителей (б).

1 – неинтегрированная накопителями электроэнергия от ВИЭ, 2 - недоотпуск электроэнергии.

На данном рисунке представлены графически результаты исследований для следующего сценария:

- максимальная нагрузка (округленно) – 32 МВт,
- мощность ветроэнергетических установок - 15 МВт,
- мощность солнечных электростанций - 6 МВт,
- мощность дизельных генераторов – 4 по 6 МВт

Повышение емкости накопителей способствовало уменьшению значения неинтегрированной электроэнергии от источников генерации на базе ВИЭ (линия 1 на рисунке 3), а также уменьшению недоотпуска энергии (линия 2 на рисунке 3).

Результаты показывают, что полная интеграция энергии возобновляемых источников достигается при мощности накопителя электрической энергии, равной 7 МВт при продолжительности работы 5,5 часов. Тем не менее, при таких параметрах накопителей недоотпуск электроэнергии еще существует.

Для минимизации величины недоотпуска электроэнергии необходимо найти новую мощность генераторов на базе ВИЭ. Этот процесс представлен графически на рисунке 4. При достижении мощности генераторов на базе ВИЭ в 26 МВт нагрузка в изолированной энергосистеме почти полностью покрывается. Параметры накопителей при этом должны быть приняты следующими: мощность 8 МВт и продолжительность работы 13 час.

Из примера видно, что полная интеграция выработанной электроэнергии ВИЭ и отсутствие недоотпуска электроэнергии является дорогостоящим мероприятием, так как требуется достаточно большой накопитель, который используется лишь частично.

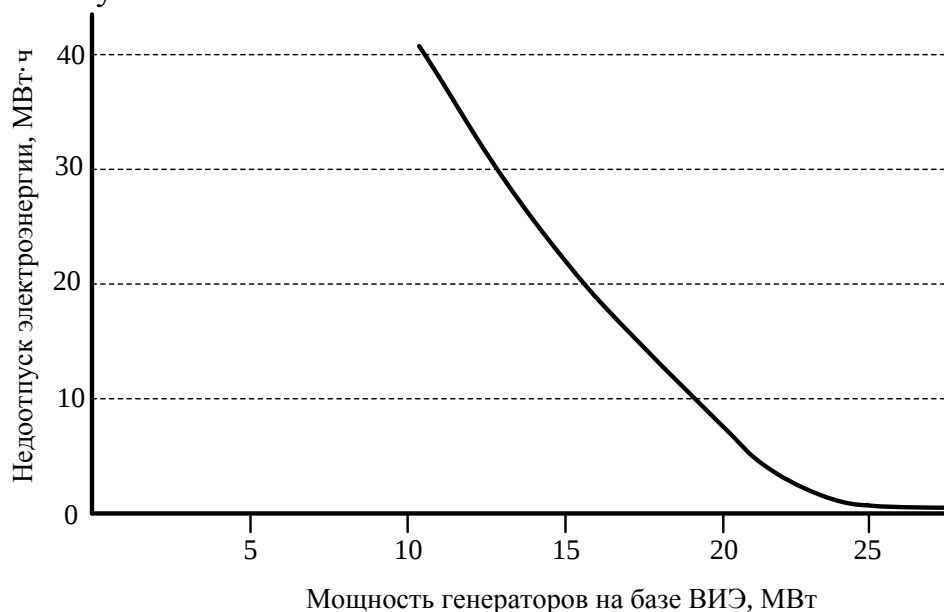


Рисунок 4 – Зависимость недоотпуска электроэнергии от мощности генераторов на базе ВИЭ

Четвертая глава посвящена выбору вариантов рациональной структуры активной распределительной электрической сети изолированной системы электроснабжения, что составляет суть второй составляющей мастер-задачи в соответствии с идеологией метода декомпозиции Бендерса (см. рисунок 2). Задача решается следующим образом. При использовании критерия минимума

затрат на сооружение распределительной электрической сети (или на ее развитие) – см. (2) – комбинаторным методом выбирается базовая схема. Для тестовой задачи выбрана базовая схема, представленная на рисунке 5.

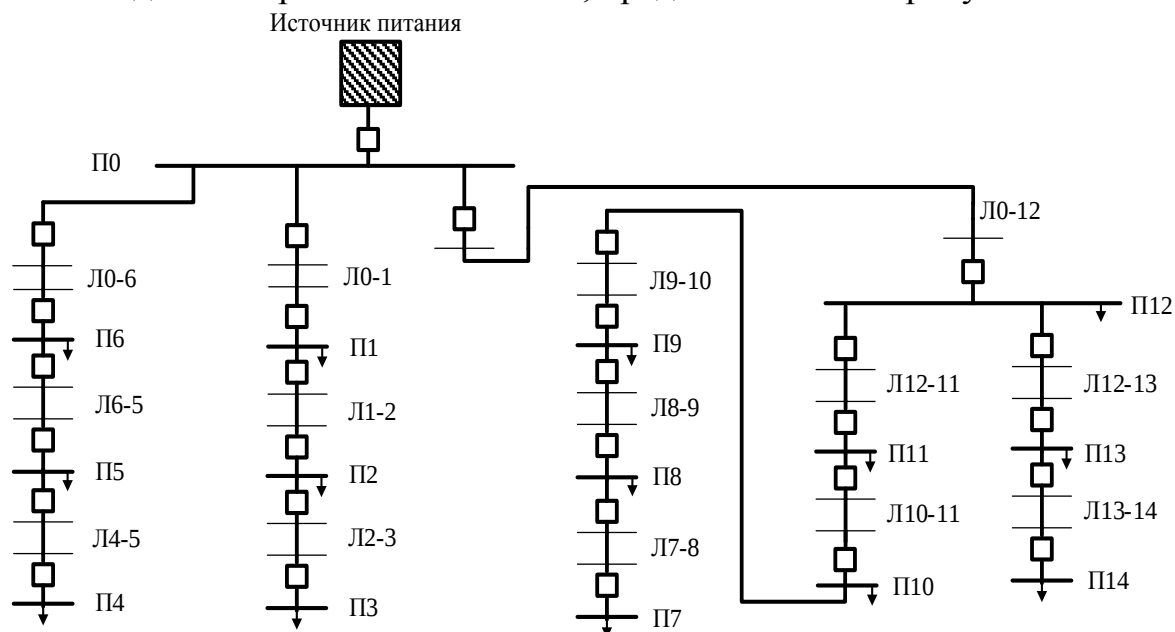


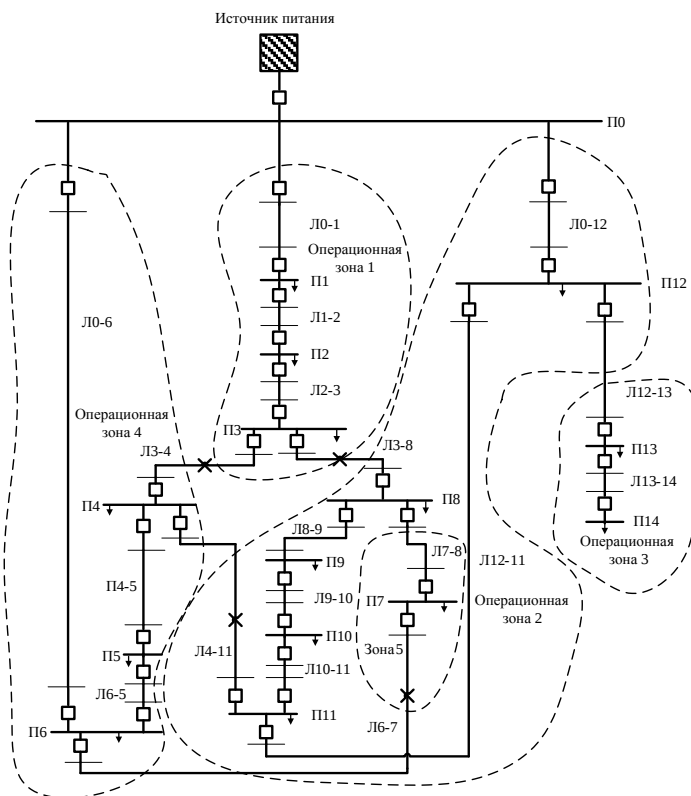
Рисунок 5 – Базовая схема распределительной электрической сети

На следующем этапе происходит формирование избыточного набора схем для последующего более обоснованного выбора рациональной схемы с учетом требований надежности (анализ надежности и выбор мероприятий по ее обеспечению представлены в главе 5). На примере базового варианта схемы сети на рисунке 6 показана ее реконструкция посредством введения дополнительных линий с коммутационными аппаратами, которые находятся в нормально отключенном состоянии (отмечены крестиком),

С целью обеспечения возможностей реконфигурации сформированной электрической сети для придания ей свойства активности использовано понятие операционных зон. Они представляют собой совокупность элементов схемы, объединенных по топологическому признаку, и позволяют производить восстановление работы сети при аварийных ситуациях путем исключения поврежденных участков схем. Таким образом реализуются возможности обеспечения надежности электроснабжения максимального числа потребителей посредством реконфигурации схемы сети при минимальном количестве дополнительных линий и управляемых коммутационных аппаратов при отказах конкретных элементов сети. Исключением является операционная зона 3, в которой реализация данного механизма не производится.

На реконструированной схеме представлены сформированные экспертно операционные зоны для первого варианта схемы электрической сети. Аналогично реконструированные второй, третий и четвертый варианты схемы сети показаны соответственно на рисунках 7, 8 и 9.

Пятая глава посвящена развитию моделей и методов для исследования и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения.



Используя матричное представление топологии электрической сети, предложенное R.Billinton, разработан топологический метод оценки надежности сети, основанный на использовании последовательности топологических матриц, каждая из которых представляет определенный этап метода.

Выполненные исследования по оценке надежности сформированных в главе 4 вариантов схем распределительной электрической сети СЭС показали необходимость учета электрических режимов, т.е. оценки режимной надежности СЭС (см. таблицу 1).

Таблица 1 – Показатели надежности для различных вариантов схем

Вариант схемы	Частота отказов		Время восстановления, с		Коэффициент готовности	
	Без учета режимов	С учетом режимов	Без учета режимов	С учетом режимов	Без учета режимов	С учетом режимов
1	0,1900	0,1900	0,28563	0,32007	0,9999674	0,9999634
2	0,1715	0,1715	0,28901	0,34999	0,9999670	0,9999600
3	0,1558	0,1558	0,28143	0,31562	0,9999679	0,9999639
4	0,1559	0,1560	0,28858	1,10225	0,9999671	0,9998742

С учетом сказанного, технология исследования надежности изолированных СЭС, в соответствии с нижеизложенным подходом, включает следующие этапы:

1. Техничко-экономическое сопоставление сформированных вариантов распределительной электрической сети и выбор предпочтительного варианта для последующего анализа.

2. Оценка режимной надежности предпочтительного варианта распределительной электрической сети и обоснование мероприятий по ее реконфигурации с целью снижения риска дефицита мощности у потребителей в результате аварий.

3. Обоснование мероприятий и средств по поддержанию уровней напряжений в распределительной электрической сети в послеаварийных режимах.

Техничко-экономическое сопоставление вариантов распределительной электрической сети выполнено с применением интервального метода В.В.Зорина и В.В.Тисленко, который использует задание удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям диапазоном значений y_{0min} , y_{0max} с учетом неопределенности этого показателя.

Приведенные затраты для каждого варианта определяются известной формулой:

$$Z = E \cdot K + И + У, \quad (8)$$

где: Z – приведенные ежегодные затраты; K – капиталовложения на сооружение сети; $И$ – ежегодные эксплуатационные затраты; $У$ – годовой ущерб у потребителей от недостаточной надежности схемы; E – коэффициент, определяющий эффективность инвестиций.

При неучете ущерба от внезапности перерыва электроснабжения годовой ущерб от недоотпущенной электроэнергии может быть рассчитан по формуле:

$$Y_t = y_0 \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (9)$$

где y_0 – величина удельного ущерба, руб./кВт·ч; $\Delta \mathcal{E}$ – недоотпущенная потребителям электрическая энергия, кВт·ч.

Рассматривая в (8) только первые два члена без учета ущерба, можно определить значение так называемого граничного удельного ущерба

$$y_{0\text{гр}} = \frac{3_i - 3_j}{\Delta \mathcal{E}_j - \Delta \mathcal{E}_i}, \quad (10)$$

где i, j – сопоставляемые варианты сети.

В таблице 2 приводятся капитальные затраты на сооружение электрической сети, ежегодные эксплуатационные затраты и значения недоотпуска электроэнергии для всех вариантов. В таблице 3 даны величины граничного удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям для сравниваемых пар вариантов, рассчитанные по формуле (10).

Таблица 2 – Сравнительные характеристики различных вариантов активных распределительных сетей

Номер варианта схемы	Капитальные затраты, млн. руб.	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	Недоотпуск электроэнергии, МВт·ч
1	78,857	9,459	332,39
2	77,537	9,146	396,42
3	72,454	8,371	272,82
4	66,279	7,258	253,34

Таблица 3 – Величины граничного ущерба от недоотпуска электроэнергии

Сравниваемые варианты	Величина граничного ущерба, руб./кВт·ч
$y_{0\text{гр}(4-2)}$	80,02
$y_{0\text{гр}(4-3)}$	17,50
$y_{0\text{гр}(4-1)}$	36,24
$y_{0\text{гр}(3-2)}$	183,11
$y_{0\text{гр}(2-1)}$	-162,93
$y_{0\text{гр}(3-1)}$	55,78

Суть алгоритма выбора наилучшего варианта электрической сети при задании удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям заключается в последовательном попарном сопоставлении вариантов и выборе из каждой пары лучшего варианта в соответствии со следующим правилом: если $y_{0\text{гр}}$ для рассматриваемой пары вариантов меньше нижнего значения удельного ущерба $y_{0\text{min}}$, выбирается более дорогой и более надежный вариант, он в последующем участвует в дальнейших сопоставительных оценках; если $y_{0\text{гр}}$ для рассматриваемой пары вариантов больше верхнего значения удельного ущерба $y_{0\text{max}}$, выбирается более дешевый, но и менее надежный вариант, он участвует в последующих сопоставительных оценках; если же значение $y_{0\text{гр}}$

лежит внутри диапазона $y_{0\min}$, $y_{0\max}$, сравниваемые варианты следует считать равноценными.

Оценка рассматриваемых четырех вариантов распределительной электрической сети с использованием представленного алгоритма производилась для интервала удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в границах $y_{0.ф.}=52\div66$ руб./кВт·ч. Этот интервал получен для рассматриваемого ГОКа сопоставлением оценок и численных данных. Только результаты для одной пары (первый и третий варианты) лежат в границах данного диапазона (таблица 3). В этом случае можно считать, что с точки зрения интервального метода данные варианты являются равнозначными. Поскольку рассматриваемое предприятие расположено в экстремальных климатических условиях, был выбран третий вариант, имеющий лучшие показатели надежности.

После возникновения аварийной ситуации, в частности к.з., может возникать отказ коммутационных аппаратов либо защиты с последующим действием резервных защит, в том числе в результате действия устройств резервирования при отказе выключателей, что приводит к отключению близлежащих элементов. При действии резервных защит вероятности их отказа также принимаются во внимание и учитываются. Для полученного таким образом состояния изолированной системы электроснабжения производится расчет установившегося режима и выполняется проверка допустимости данного режима по токам в связях и напряжениям в узлах распределительной сети. В случае, если в изолированной СЭС возникают перегруженные по току связи, моделируется их отключение максимальной токовой защитой. Если в узле подключения фидера нагрузки возникает недопустимое снижение уровня напряжения, фидер отключается соответствующей защитой. Если при этом происходит отказ защиты и связь или фидер не отключаются, то, как и в предыдущем случае, моделируется действие резервных защит с отключением близлежащих элементов. В таком случае происходит реконфигурация распределительной сети и вновь выполняется расчет установившегося режима.

Эффективность реконфигурации электрической сети с точки зрения повышения надежности электроснабжения потребителей демонстрируется на примере оценки режимной надежности выбранного варианта сети путем оценки риска дефицита мощности, определяемого формулой:

$$R_{ky} = \sum_k p_k(D_k) \sum_{l=1}^n D_l y_{внл} \quad , \quad (11)$$

где n - число узлов схемы; D_k – величина возможного дефицита мощности в рассматриваемом состоянии k СЭС; $p_k(D_k)$ – вероятность возникновения данного дефицита мощности; D_l – величина потери мощности при отказе элементов; $y_{внл}$ – удельный ущерб от внезапности дефицита мощности.

На рисунках 10 и 11 представлены результаты расчета показателей риска при оценке режимной надежности для базовой схемы распределительной сети изолированной СЭС и для реконструированной.

Таким образом, для выбранного варианта электрической сети с

использованием оценки режимной надежности показана эффективность реконфигурации активной распределительной сети с точки зрения существенного снижения рисков дефицита мощности у потребителей при отказах элементов схемы.

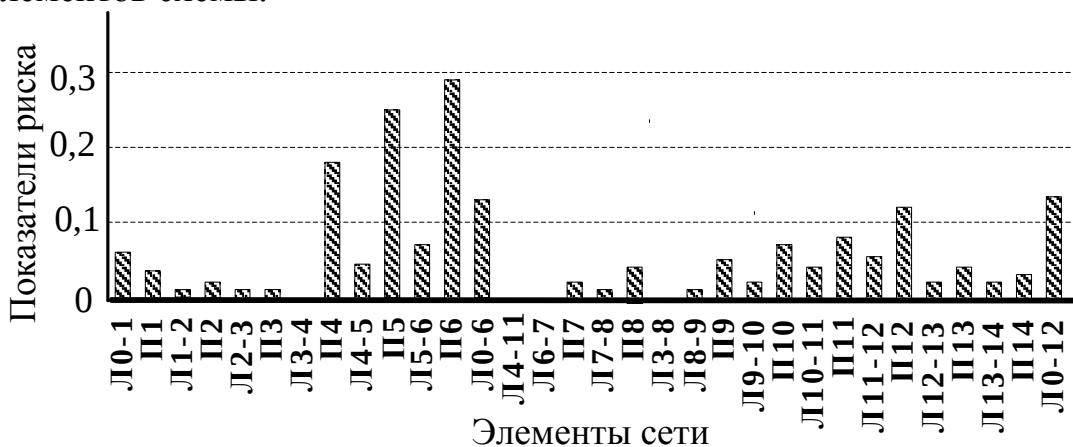


Рисунок 10 – Показатели риска для базовой сети

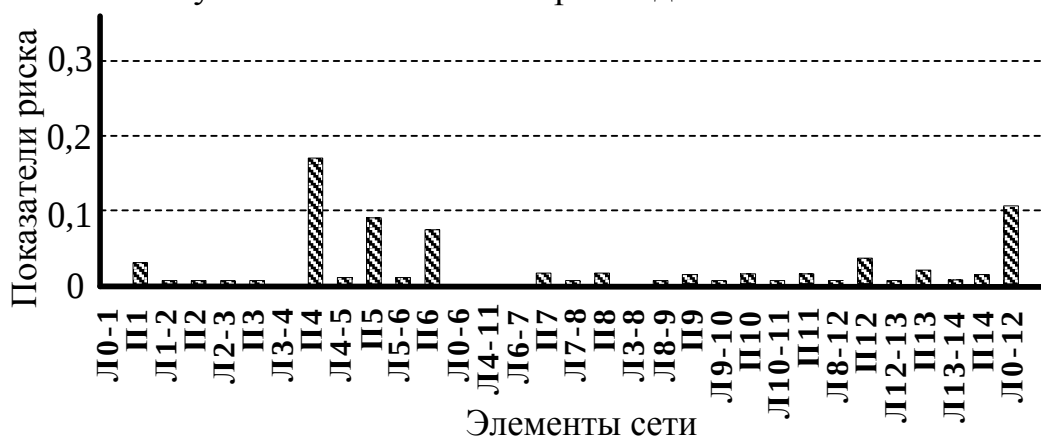


Рисунок 11 – Показатели риска для реконструированной сети

В **шестой главе** представлены результаты анализа и предложены рекомендации по обеспечению качества электроэнергии в активных изолированных системах электроснабжения. Дается обоснование целесообразности рассмотрения наиболее актуальных проблем качества электроэнергии для изолированных СЭС, связанных с наличием гармонических составляющих токов и напряжений в электрической сети и недопустимых отклонений частоты и напряжений.

Наличие гармонических составляющих

Согласно установленным требованиям к качеству электроэнергии (ГОСТ 32144-2013) имеются две нормы, которые касаются несинусоидальности напряжения: коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и суммарный коэффициент гармонических составляющих. Искажения, вызванные гармоническими составляющими в ЭЭС, создаются как производителями, так и потребителями электроэнергии. С целью определения ответственности за искажения необходимо производить раздельное измерение гармонических составляющих.

Для обеспечения требуемого качества электроэнергии необходима система распределенного мониторинга качества. Для этого могут использоваться устройства векторных измерений (PMU) и интеллектуальные счетчики электроэнергии, позволяющие получить информацию о потоках энергии гармоник в разных сечениях и точках сети.

В работе предложена обобщенная схема интеллектуального счетчика электроэнергии для таких измерений и распределенная система мониторинга уровней гармонических составляющих тока и напряжения и снижения их уровня в активной СЭС, а также рассмотрены вопросы технической реализации распределенной системы мониторинга.

Сущность подхода состоит в том, чтобы, при изменении в небольших пределах одного из параметров, например, регулируемой индуктивности, осуществлять наблюдение за реакцией системы. В качестве целевой функции, получаемой на выходе счетчика, используется отношение мощности основной гармоники P_1 к мощности гармоник высших порядков P_{HH} :

$$\frac{P_1}{P_{HH}} = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n), \quad (12)$$

где $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ - значения переменных реактивных элементов, влияющих на частотные свойства цепи.

Величины x_1, x_2 являются переменными, которые можно изменять дистанционно, а $x_3, x_4, \dots, x_n$ являются квазипостоянными.

На рисунке 12 графически представлена процедура определения максимума целевой функции при двух изменяющихся параметрах цепи.

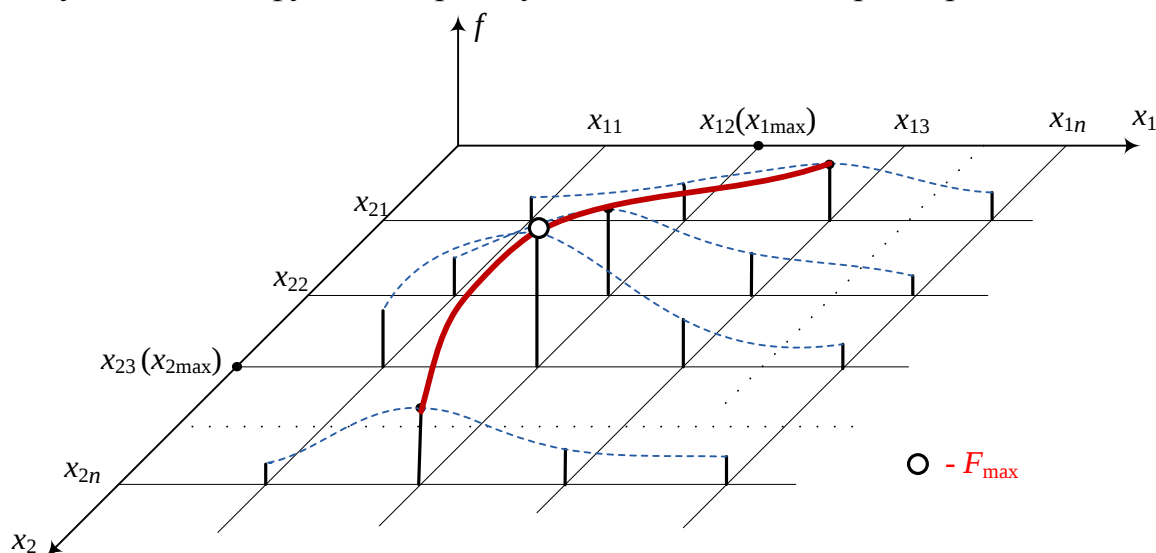


Рисунок 12 – Определение максимума целевой функции

В данном случае x_1 - переменная емкость, а x_2 - переменная индуктивность. В приведенную модель вводятся исходные числовые параметры постоянных величин x_3, x_4 и др., а также минимальные значения диапазона изменения переменных x_1 и x_2 . Зафиксировав первое значение переменной x_2 в начале установленного диапазона (x_{21}), увеличиваем переменную x_1 с шагом Δx_1 , от минимального до максимального значения диапазона.

Для каждого значения параметра x_1 производится расчет отношения P_1/P_{HH} . Затем дается приращение переменной x_2 с шагом Δx_2 и получается:

$$x_{21} + \Delta x_2 = x_{22}, \quad (13)$$

Операция изменения x_1 снова повторяется для всего диапазона. В результате находим значение $x_{1\max 2}$ при x_{22} . Этот процесс продолжается до достижения переменной x_2 верхнего предела диапазона ее изменения. Логическое устройство обрабатывает полученный массив данных, после чего определяются конечные значения величин $x_{1\max}$, $x_{2\max}$, соответствующие наибольшему из максимумов целевой функции. Информация об этих значениях поступает на логическое устройство, которое вырабатывает выходной сигнал для управления исполнительными устройствами динамического компенсатора искажения напряжения (ДКИН). В свою очередь устройство ДКИН изменяет значения f_1 и f_2 до $f_{\max 1}$ и $f_{\max 2}$. Для обеспечения требуемого содержания гармонических составляющих высших порядков на входе подстанции необходимо, чтобы значение целевой функции (12) было ниже заданного значения ε .

$$\frac{P_1}{P_{HH}} \geq \varepsilon \quad (14)$$

Согласно европейскому стандарту BS EN 50160:2010, допустимый уровень гармоник в сетях среднего напряжения не превосходит 0,08, т.е. $P_1/P_{HH} \geq 12,5$.

На рисунке 13 представлена структурная схема управления качеством питающего напряжения на основе поиска максимума целевой функции (12).

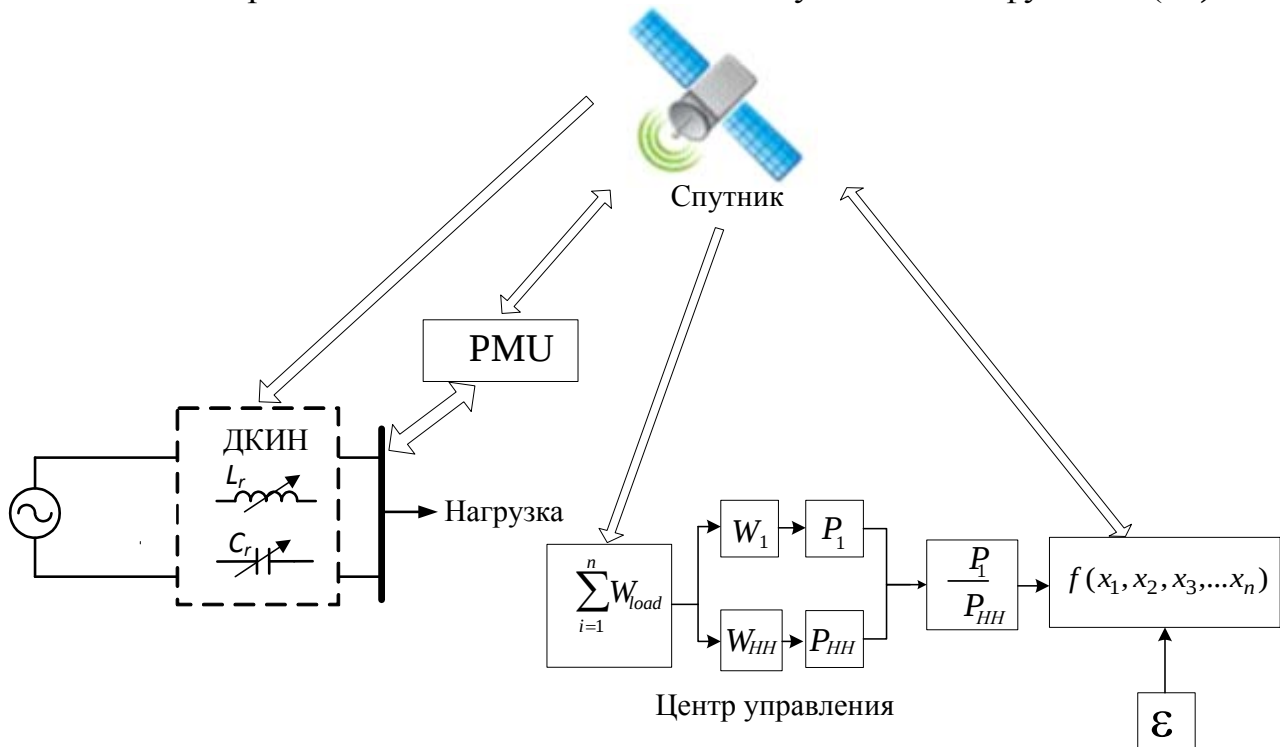


Рисунок 13 – Схема управления качеством питающего напряжения

Значение F_{max} соответствует минимальному значению гармоник в питающем напряжении. На схеме показаны регулируемые элементы x_1 и x_2 : емкость C_r и индуктивность L_r .

Система распределенного мониторинга гармонических искажений работает в режиме реального времени, поэтому имеется возможность обеспечения непрерывного режима минимально возможного содержания доли гармоник в контрольных точках.

Отклонения уровней напряжений и частоты.

Наличие в изолированных СЭС генерирующих установок на базе ВИЭ, прежде всего ветроэнергетических установок с нестационарной выдачей мощности, может приводить к недопустимым отклонениям частоты и напряжений. Для гашения колебаний выдаваемой мощности в работе предложено использовать систему управления поворотом лопастей ветротурбины, работающей по принципу управления с прогнозирующей моделью.

Рассмотрим условную схему изолированной системы, которая включает в себя выбранные источники генерации и нагрузку (рисунок 14). Каждое из устройств имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при построении автоматической системы управления.

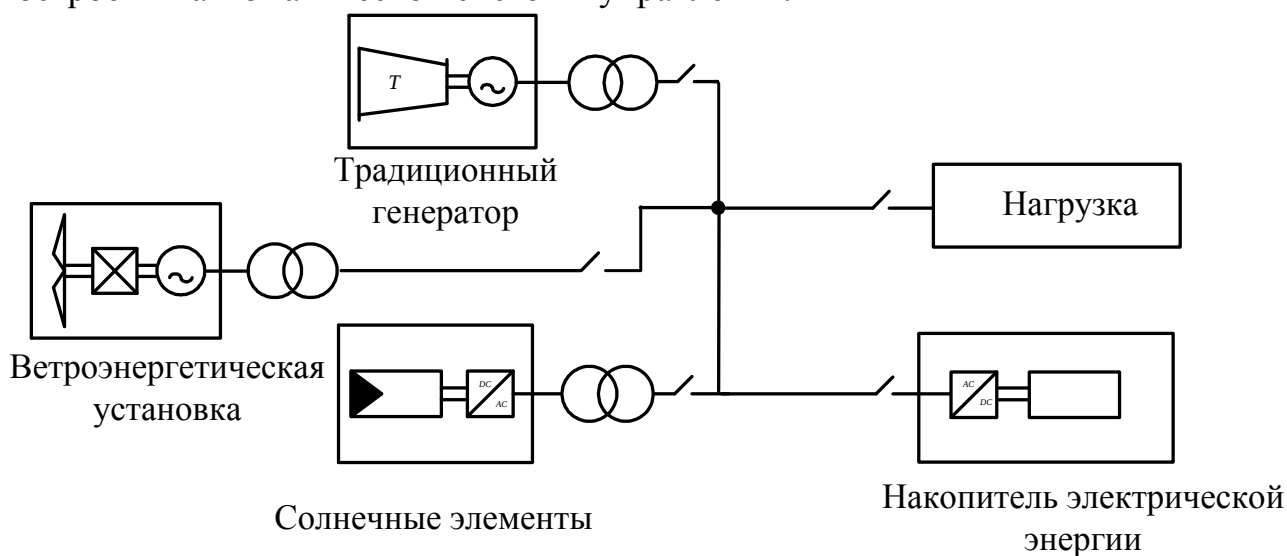


Рисунок 14 – Схема изолированной системы

Анализ структурной схемы ветроэнергетической установки позволяет рассматривать ее как недетерминированную инерционную систему. Генерация с применением ветроэнергетических установок является примером нестационарного режима работы генерирующих устройств. Важной задачей является разработка алгоритмов построения автоматических систем управления ветроагрегатов, что возможно при использовании математических моделей в виде интегральных полиномов Вольтерра. Учитывая то, что наиболее эффективным способом является управление с прогнозирующей моделью,

рассмотрен метод идентификации параметров модели агрегата в темпе процесса по текущим измерениям с использованием ядер Вольтерра.

Для решения задачи обеспечения необходимого уровня напряжения и частоты в изолированной СЭС в составе имитационной динамической системы использована математическая модель ветроагрегата с синхронным генератором и горизонтальной осью вращения (A.Sedaghat):

$$\begin{aligned} Z(t) &= \frac{\omega_T(t)R}{V(t)}; \quad z(t) = \left(\frac{1}{Z(t) + 0,08b(t)} - \frac{0,035}{b^3(t) + 1} \right)^{-1}; \\ C_p(t) &= 0,22 \left(\frac{116}{z(t)} - 0,4b(t) - 5 \right) \exp \left(-\frac{12,5}{z(t)} \right); \\ M_T(t) &= \frac{\rho S C_p(t) V^3(t)}{2\omega_T(t)}; \quad \frac{d\omega_T}{dt} = \frac{M_T(t) - M_C(t)}{J}; \quad \omega_T(0) = 0 \end{aligned} \quad (15)$$

где ω_T - угловая скорость вращения элементов ветроагрегата, град/с; M_T - крутящий момент, создающийся аэродинамической силой, Н·м; R - радиус ветроколеса, м; M_C - электромагнитный момент, Н·м; J - момент инерции движущихся частей ветротурбины, кг·м²; ρ - плотность воздуха, кг/м³; S - ометаемая площадь лопастей ветротурбины, м²; b - угол наклона лопастей ветротурбины по нормали к направлению ветра, град; V - скорость ветра, м/с; C_p - коэффициент использования энергии ветра; Z - быстроходность; z - текущее значение быстроходности.

Отклики имитационной модели (15) использовались для восстановления ядер Вольтерра. Задача идентификации ядер решена с помощью методики, введенной А.С.Апарциным.

В данной работе проведено исследование влияния углов наклона лопастей Δb и скорости ветра ΔV на угловую скорость вращения ветротурбины $\Delta \omega_T$. На рисунке 15 представлена реакция модели ветроагрегата на входные возмущения

$$\begin{cases} x_1^{\Delta b}(t, \omega) = -10(e(t) - e(t - \omega)) \\ x_2^{\Delta V}(t) = 5e(t) \end{cases}, \quad (16)$$

где $e(t)$ – функция Хевисайда, $\Delta V(t) = V(t) - V_0$, $\Delta b(t) = b(t) - b_0$.

Величина ω изменялась до значения $T = 20$ сек. Расчет производился для двадцати значений $\omega_1 - \omega_{20}$.

При рассмотрении данного метода применительно к изолированной системе электроснабжения входной величиной является характер изменения нагрузки потребителей (активной и реактивной мощности). На рисунках 16 и 17 представлена реакция изолированной СЭС (рисунок 14) на входные возмущения

$$S(t, \omega) = 10(e(t) - e(t - \omega)), \quad 0 \leq \omega \leq t \leq T \quad (17)$$

Величина ω изменялась до максимального значения, которое соответствует величине $T = 0,2$ сек. Расчет производился для десяти значений $\omega_1 - \omega_{10}$ (рисунки 16 и 17).

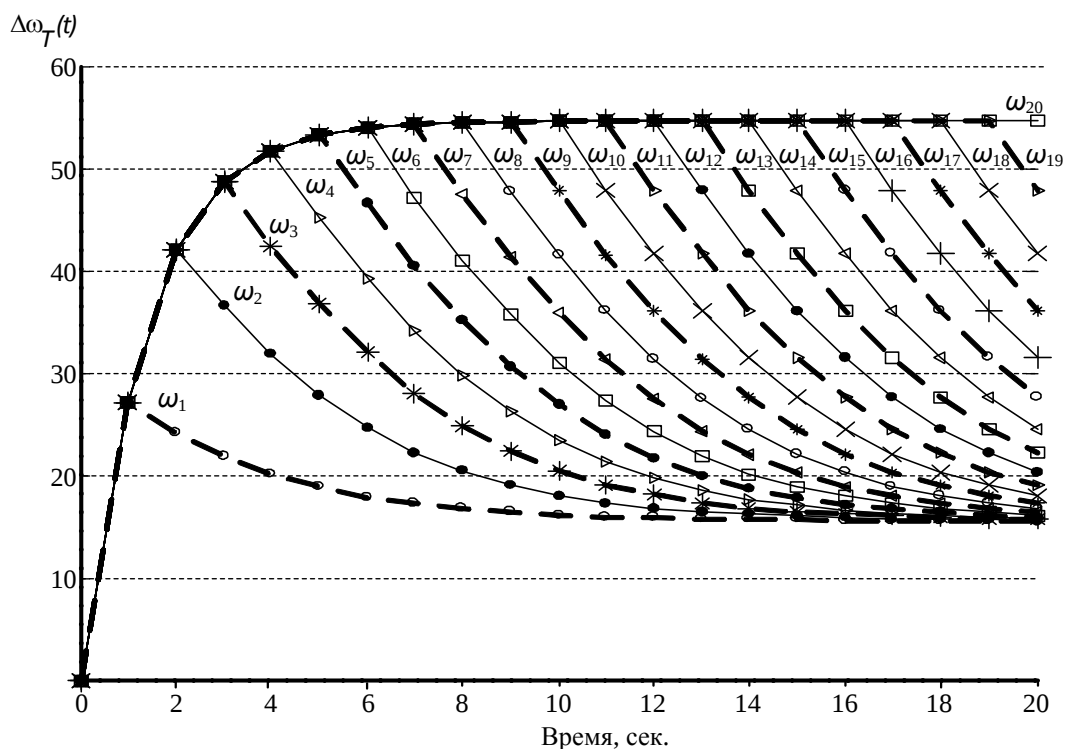


Рисунок 15 – Реакция модели ветрогенератора на входные возмущения (изменение угла наклона лопастей и скорости ветра)

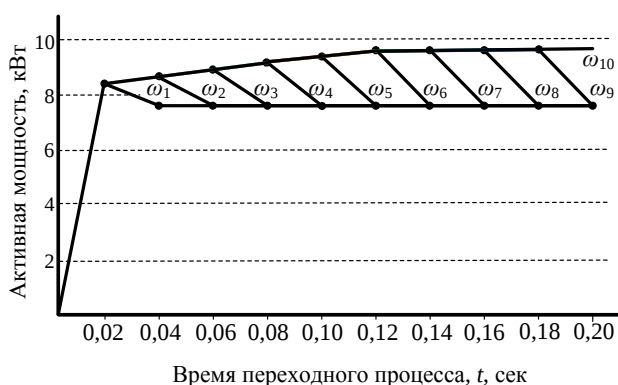


Рисунок 16 – Величина активной мощности в точке подключения



Рисунок 17 – Величина реактивной мощности в точке подключения

Результаты исследований принципов построения нелинейной динамической модели ветроэнергетических установок позволяют разработать систему управления, оперативно реагирующую на изменения, что дает возможность обеспечивать необходимые уровни напряжений и частоты.

В **седьмой главе** рассмотрены модели и методы управления электропотреблением в активных изолированных системах электроснабжения.

При рассмотрении изолированных систем в качестве основной принимается достаточно распространенная ситуация, когда собственником генерации и потребителем является один и тот же субъект. В этом случае основной задачей является обеспечение как можно более сглаженного графика нагрузки с целью минимизации затрат на электроснабжение. Данное мероприятие позволяет сократить необходимую для электроснабжения

суммарную мощность генерирующих источников, что является актуальной задачей.

Возможность изолированной системы электроснабжения минимизировать свои затраты на обеспечение электроэнергией потребителей определяются в результате оптимизации функции:

$$\min \sum_k |P_{rk} - P_{rcp}|, \quad k = \overline{1, K}, \quad (18)$$

где k – номер временного интервала графика нагрузки, P_{rcp} – средняя мощность графика нагрузки потребителей, P_{rk} – текущее (усредненное) значение мощности графика нагрузки на интервале k графика нагрузки, K – количество интервалов времени, на которые разбивается график нагрузки.

В рассматриваемой задаче принято следующее ограничение:

$$P_{rk \min} \leq P_{rk} \leq P_{rk \max} \quad (19)$$

где $P_{r \min}$, $P_{r \max}$ – технологические ограничения на значения мощности нагрузки в интервале k .

Следует отметить, что при выравнивании графиков электрических нагрузок общая потребляемая энергия за сутки не изменяется. Минимизация затрат выражается в уменьшении пиковых нагрузок в часы максимума, что позволяет сократить суммарную установленную мощность генераторов. Очевидно, что предельные величины регулируемой нагрузки $P_{rk \max}$ и $P_{r \min}$ на каждом интервале k суточного графика нагрузки, а также возможность переноса части мощности в другие интервалы графика, определяются технологическими особенностями производства.

На основании проведенного анализа электрической нагрузки с ее разбивкой на технологические звенья выяснено, что наибольшую долю в общий объем потребления электрической энергии вносят обогатительная фабрика, карьерный водоотлив и комплекс подготовки руды. В целом ГОК обладает большим запасом по производительности. График активной мощности до и после процесса оптимизации для ГОКа и сопутствующих потребителей представлен на рисунке 18.

В результате перемещения части нагрузки на другие интервалы времени удалось уменьшить величину максимальной пиковой активной мощности и существенно сгладить график.

Таким образом, данная методика позволяет минимизировать пиковые нагрузки и тем самым уменьшить необходимую установленную мощность вновь вводимых генераторов.

В **восьмой главе** проиллюстрировано решение проблемы комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения с использованием идеологии метода декомпозиции Бендерса. В мастер-задачу входит выбор состава генерирующих агрегатов и накопителей электроэнергии и вариантов активной распределительной электрической сети, с последующим решением подзадач нижнего уровня, связанных с анализом и выбором средств обеспечения надежности электроснабжения, качества электроэнергии и возможностей управления электропотреблением.

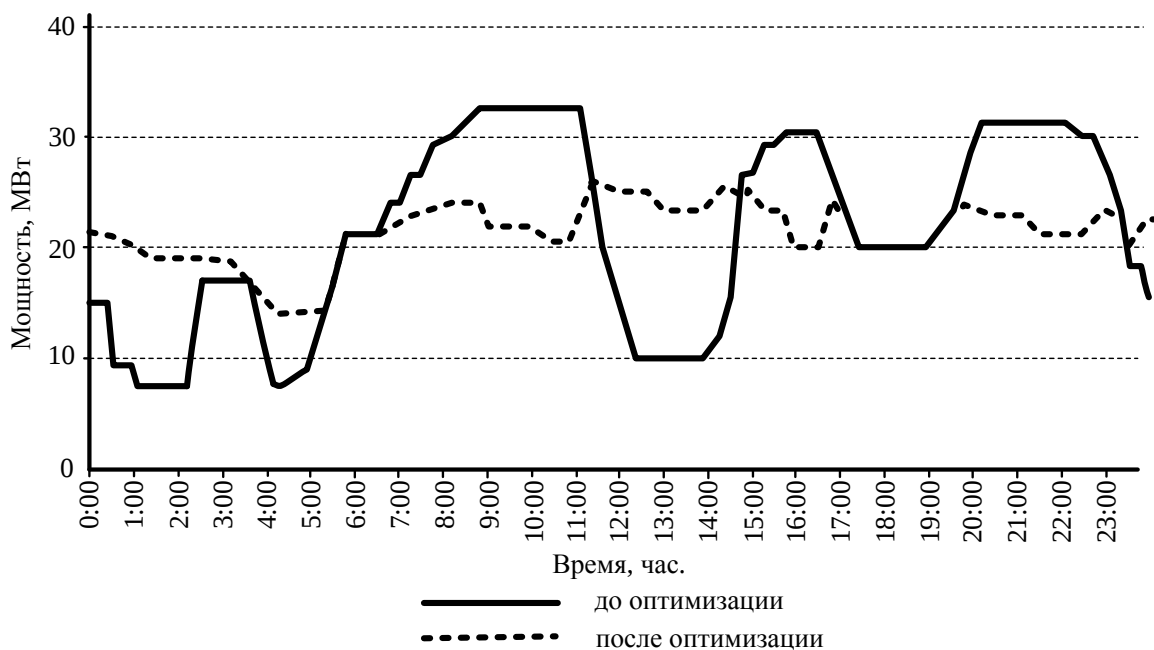


Рисунок 18 – Обобщённый график потребления активной мощности ГОКа и сопутствующих потребителей до и после процесса оптимизации

При решении подзадачи оценки и обеспечения надежности выполнены требования по надежности, определена рациональная схема активной распределительной сети.

Решением подзадачи, связанной с обеспечением качества электрической энергии, выполнены требования к уровню гармонических колебаний и уровням напряжений в распределительной сети. С учетом применения разработанных принципов построения системы мониторинга качества электроэнергии и выбора средств для обеспечения необходимого уровня качества предложенная методика позволяет существенно снизить уровень гармонических колебаний в различных сечениях изолированной СЭС.

Для обеспечения необходимых уровней напряжений и частоты в изолированной СЭС разработан подход к управлению функционированием ветроагрегата с целью уменьшения нестационарности выдаваемой им мощности. Это позволяет поддерживать необходимые уровни напряжения и частоту в изолированной СЭС с источниками генерации на базе ВИЭ, что актуально при достаточно большой доле генерации ветроэнергетическими установками.

В результате решения подзадачи, связанной с оптимизацией суточного графика потребления активной изолированной СЭС максимальная пиковая мощность потребителей после проведения мероприятий по сглаживанию графика нагрузки составила 26,5 МВт по сравнению с начальным значением, равным 31,98 МВт.

Таким образом, для обеспечения рассматриваемой изолированной СЭС необходима существенно меньшая установленная мощность генерирующих установок, которая обеспечит эффективное функционирование системы.

В связи с этим возникла необходимость вновь вернуться к мастер-задаче и скорректировать мощность генерирующих установок и параметров накопителей электрической энергии.

В результате решения вышеупомянутых подзадач были выполнены требования по качеству электроэнергии, обеспечены необходимые показатели надежности, скорректирован график электропотребления.

На основании проведенных исследований с использованием разработанного методического подхода, моделей и методов установлено, что оптимальным решением для рассмотренной изолированной СЭС будет наличие следующих генерирующих мощностей:

- традиционные генераторы суммарной мощностью 18 МВт;
- солнечные электростанции суммарной мощностью 6 МВт;
- ветроэнергетические установки суммарной мощностью 15 МВт;
- накопители электрической энергии суммарной мощностью 7 МВт и продолжительностью работы 5,5 часов.

Заключение. В диссертационной работе разработана методология обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на основе иерархического подхода, позволяющего обосновывать создание новых и реконструкцию существующих систем. Усовершенствованы модели решения задач развития изолированных систем электроснабжения.

Разработаны методические основы решения задач развития активных изолированных систем электроснабжения с учетом требований надежности электроснабжения, качества электроэнергии и использования управления электропотреблением, базирующиеся на идеологии метода декомпозиции Бендерса.

Разработаны методические принципы определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии в изолированных СЭС с высокой долей генерации на базе возобновляемых источников энергии с использованием метода целенаправленной имитации. Это позволяет выбрать оптимальные параметры накопителей на основе технических и экономических критериев.

Показана необходимость использования принципа активности изолированной распределительной электрической сети и возможность его реализации. Разработан метод обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения посредством реконфигурации распределительной электрической сети.

Для обеспечения необходимого качества электрической энергии в изолированных СЭС разработана методика распределенного мониторинга и управления гармоническими колебаниями тока и напряжения. Методика позволяет определять источник гармонических колебаний и снизить уровень гармоник в сети с использованием новых технических решений.

В исследуемых изолированных системах электроснабжения в качестве генерации на базе ВИЭ используются ветроэнергетические установки, солнечные электростанции, которые обладают значительной

нестационарностью генерации. Показано, что для стабилизации частоты и напряжений в изолированной системе электроснабжения необходимо добиться уменьшения нестационарности выдаваемой мощности ветроагрегата с использованием высокоскоростной системы управления с прогнозирующей моделью, адаптирующейся к текущему режиму. Результаты исследований принципов построения нелинейной динамической модели ветроэнергетических установок доказывают возможность оперативного реагирования на изменения режима в изолированных системах электроснабжения для поддержания в них необходимых значений напряжений и частоты.

Разработана методика регулирования графиков нагрузок потребителей, применение которой позволяет снизить суммарную мощность генерации, необходимой для электроснабжения потребителей рассматриваемой системы электроснабжения.

Разработанная методология позволяет решать практические задачи по обоснованию развития активных изолированных систем электроснабжения с обеспечением надежности электроснабжения потребителей, качества электрической энергии и эффективности функционирования систем электроснабжения и потребителей с использованием средств управления. Эффективность реализации предлагаемой методологии показана на тестовом примере.

Список научных трудов автора

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

- **статьи в изданиях, рекомендованных ВАК**

1. Смирнов, А.С. Раздельное измерение энергии основной и высших гармоник - путь к повышению эффективности использования электроэнергии / А.С. Смирнов, Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов** // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2010.- № 5 (45). - С.255-260.

2. Лукина, Г.В. Раздельное измерение основной и высшей гармоник на вводе потребителей / Г.В. Лукина, **К.В. Суслов**, А.С. Смирнов, Н.Н. Солонина // Вестник ИРГТСХА. - 2011. - № 43. - С.144-154.

3. Солонина, Н.Н. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения / Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов**, А.С. Смирнов // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2012. - № 10 (69). - С.240-245.

4. Стычински, З. Применение векторных технологий в интеллектуальных энергосистемах / З. Стычински, В.С. Степанов, Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов**, И.В. Бельчев // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2012. - № 12 (71). - С.210-216.

5. Шушпанов, И.Н. Математическая модель и топологический метод расчета надежности распределительной электрической сети / И.Н. Шушпанов, **К.В. Суслов**, Н.И. Воропай // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2012. - № 6 (65). - С.137-141.

6. Степанов, В.С. Управление электропотреблением путем деформации графиков нагрузки потребителей / В.С. Степанов, **К.В. Суслов**, Е.В. Козлова // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2012. - № 9 (68). - С.231-235.
7. Степанов, В.С. Возможности регулирования режима собственного электропотребления промышленного предприятия и технико-экономические предпосылки их реализации / В.С. Степанов, **К.В. Суслов**, Е.В. Козлова // Промышленная энергетика. - 2013. - № 6. - С.2-9.
8. Стычински, З. Особенности модели надежности активной распределительной электрической сети / З. Стычински, Н.И. Воропай, И.Н. Шушпанов, **К.В. Суслов** // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2013. - № 4 (75). - С.167-171.
9. Воропай, Н.И. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, И.Н. Шушпанов, Ч.Ш. Фам, **К.В. Суслов** // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2013. - № 6. - С.70-79.
10. **Суслов, К.В.** Применение распределенного мониторинга качества электрической энергии в Microgrid / **К.В. Суслов**, Н.Н. Солонина, А.С. Смирнов, З.В. Солонина // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2014. - № 6 (89). - С.185-189.
11. Воропай, Н.И. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, Е.В. Козлова, В.С. Степанов, **К.В. Суслов** // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2014. - № 1. - С.84-90.
12. Сокольникова, Т.В. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т.В. Сокольникова, **К.В. Суслов**, П. Ломбарди // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2015. - № 10. - С.206-211.
13. Степанов, В.С. К вопросу повышения качества электроэнергии в сетях электроснабжения / В.С. Степанов, Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов** // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2015. - № 12 (107). - С.197-203.
14. Степанов, В.С. Анализ влияния гармонических колебаний на работу электрических сетей и потребителей / В.С. Степанов, Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов** // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2015. - № 3 (98). - С.222-227.
15. Герасимов, Д.О. Алгоритмы управления элементами активно-адаптивных сетей, основанные на применении интегро-степенных рядов Вольтерры / Д.О. Герасимов, С.В. Солодуша, **К.В. Суслов** // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - 2015. - № 1 (45). - С.97-101.
16. Солодуша, С.В. Построение интегральной модели на примере динамики ветроэнергетической установки / С.В. Солодуша, Д.О. Герасимов, **К.В. Суслов** // Вестник Южно-Уральского государственного университета.

Серия: Математическое моделирование и программирование. - 2015. - Т. 8. - № 4. - С.40-49.

17. Солонина, Н.Н. Новые технологии компенсации реактивной мощности / Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов**, З.В. Солонина // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2016. - № 5 (112). - С.135-143.

18. Герасимов, Д.О. Разработка алгоритма функционирования системы управления ветроэнергетическими установками / Д.О. Герасимов, С.В. Солодуша, **К.В. Суслов** // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2016. - № 6. - С.68-78.

19. **Суслов К.В.** Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / **К.В. Суслов** // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2017. - Т. 21. - № 5 (124). - С.131-142.

20. **Суслов, К.В.** Современные подходы к оценке качества электрической энергии / **К.В. Суслов**, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2017. - Т. 19. - № 7-8. - С.85-93.

21. Воропай, Н.И. Задачи обоснования развития «активных» систем электроснабжения / Н.И. Воропай, **К.В. Суслов** // Промышленная энергетика. – 2018 - №1 – С.2-6.

22. **Суслов, К.В.** Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода / **К.В. Суслов**, И.Н. Шушпанов, Д.В. Воронцов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2018. - Т. № 1-2 – С.70-79.

• статьи в периодических изданиях, индексируемые наукометрическими базами Scopus и Web of Science

1. Voropai, N.I. Security model of active distribution electric networks / N.I. Voropai, Z.A. Styczynski, I.N. Shushpanov, P.T. Son, **K.V. Suslov** // Thermal Engineering. – 2013. - 60(14) - P.1024-1030. (переводная версия статьи из издания, рекомендованного ВАК: Воропай, Н.И. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, И.Н. Шушпанов, Ч.Ш. Фам, **К.В. Суслов** // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2013. - № 6. - С.70-79.)

2. Solodusha, S. A New Algorithm for Construction of Quadratic Volterra Model for a Non-Stationary Dynamic System / S. Solodusha, **K. Suslov**, D. Gerasimov // IFAC-PapersOnLine. – 2015. - 48(11). - P.982-987.

3. Solodusha, S.V. Construction of an integral model by the example of wind turbine dynamics / S.V. Solodusha, D.O. Gerasimov, **K.V. Suslov** // Bulletin of the South Ural State University, Series: Mathematical Modelling, Programming and Computer Software. – 2015. - 8(4). – С.40-49. (переводная версия статьи из издания, рекомендованного ВАК: Солодуша, С.В. Построение интегральной модели на примере динамики ветроэнергетической установки / С.В. Солодуша, Д.О. Герасимов, **К.В. Суслов** // Вестник Южно-Уральского государственного

университета. Серия: Математическое моделирование и программирование. - 2015. - Т. 8. - № 4. - С.40-49.)

4. **Suslov, K.** Integral models for control of smart power networks / **K. Suslov**, S. Solodusha, D. Gerasimov // IFAC-Papers On Line. – 2016. - 49 (27) - P.439-444

5. Lombardi, P. Isolated power system in Russia: A chance for renewable energies? / P. Lombardi, T. Sokolnikova, **K. Suslov**, N. Voropai, Z.A. Styczynski // Renewable Energy. – May 2016. - Vol. 90. – P.532–541.

6. Solodusha, S.V. Mathematical Modeling of a Dynamic Behavior of Isolated Energy Systems by Volterra Polynomials / S.V.Solodusha, D.O.Gerasimov, **K.V.Suslov**, V.A.Vinnikov // Siberian Electronic Mathematical Reports. – 2015 – Vol. 12 – № 5. – P. C163-C172.

• **иные публикации, индексируемые наукометрическими базами Scopus и Web of Science**

1. **Suslov, K.V.** Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet A real way to improve supply network voltage waveform / **K.V. Suslov**, N.N. Solonina, A.S. Smirnov // Proceedings of International Symposium: Modern Electric Power Systems, MEPS'10

2. Smirnov, A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet - A way to enhancement of electricity use efficiency / A.S. Smirnov, N.N. Solonina, **K.V. Suslov** // Proceedings of International Conference on Power System Technology, POWERCON. – 2010.

3. Stepanov, V.S. The market approach of demand management for electricity in the power system and the consumer / V.S. Stepanov, **K.V. Suslov**, L.M. Chebotnyagin // Proceedings of 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA. – 2011.

4. **Suslov, K.V.** Distributed filtering of high harmonics in Smart Grid / **K.V. Suslov**, N.N. Solonina, A.S. Smirnov // Proceedings of 2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. – 2011.

5. **Suslov, K.V.** The microgrid concept and challenges in small isolated regions of Russia / **K.V. Suslov**, N.I. Voropai // Proceedings of CIGRE Bologna Symposium - The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids. – 2011.

6. Efimov, D.N. Virtual power plants for isolated and jointly operating electric power supply systems - Perspectives and challenges for Russia / D.N. Efimov, **K.V. Suslov**, N.I. Voropai // Proceedings of 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2011.

7. **Suslov, K.V.** Distributed filtering of high harmonics in microgrids / **K.V.Suslov**, A.S.Smirnov, N.N.Solonina // Proceeding of International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU. – 2011. – P. 26-29.

8. **Suslov, K.V** Smart meters for distributed filtering of high harmonics in Smart Grid / **K.V. Suslov**, N.N. Solonina, A.S. Smirnov // Proceedings of International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. – 2011.

9. Stepanov, V.S. The market approach of demand management in the power system / V.S. Stepanov, **K.V. Suslov**, L.M. Chebotnyagin, N.S. Moskalenko, Z.A. Styczynski, // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. – 2012.
10. Lombardi, P. Optimal storage capacity within an autonomous micro grid with a high penetration of Renewable Energy Sources / P. Lombardi, T. Sokolnikova, **K. Suslov**, Z. Styczynski // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. – 2012.
11. **Suslov, K.V.** A microgrid concept for isolated territories of Russia / **K.V. Suslov** // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. – 2012.
12. Stötzer, M. Demand side integration-A potential analysis for the German power system / M. Stötzer, P. Gronstedt, Z. Styczynski, B.M. Buchholz, W. Glaunsinger, **K.V. Suslov** // Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2012.
13. Voropai, N.I. Development of power supply to isolated territories in Russia on the bases of microgrid concept / N.I. Voropai, **K.V. Suslov**, T.V. Sokolnikova, Z.A. Styczynski, P. Lombardi // Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2012.
14. Stepanov, V. Electricity demand and management capabilities of an industrial enterprise and technical and economic preconditions for their implementation / V. Stepanov, **K. Suslov**, E. Kozlova, Z. Styczynski // Proceedings of IEEE Grenoble Conference PowerTech. – 2013.
15. Sokolnikova, T. Use of an economic index for optimal storage dimensioning within an autonomous power system / T. Sokolnikova, **K. Suslov**, P. Lombardi, I. Hauer, Z. Styczynski // Proceedings of IEEE Grenoble Conference PowerTech. – 2013.
16. **Suslov, K.V.** Smart grid: Effect of high harmonics on electricity consumers in distribution networks / **K.V. Suslov**, V.S. Stepanov, N.N. Solonina // Proceedings of IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility. – 2013. – P.841-845.
17. **Suslov, K.V.** Optimizations of structure the generators in isolated microgrids in Russia / **K.V. Suslov** // Proceedings of the 2nd International Conference on Smart Grids and Green IT Systems (SMARTGREENS). - 2013. – P.99-104.
18. **Suslov, K.** Mathematical model and topological method for reliability calculation of distribution networks / N. Voropai, Z. Styczynski, I. Shushpanov, **K. Suslov** // Proceedings of IEEE Grenoble Conference PowerTech. – 2013.
19. **Suslov, K.** Development of isolated systems in Russia / **K. Suslov** // Proceedings of IEEE Grenoble Conference PowerTech. – 2013.
20. **Suslov, K.V.** Distributed power quality monitoring / **K.V. Suslov**, N.N. Solonina, A.S. Smirnov // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. – 2014. – P.517-520.

21. Lombardi, P. Use of energy storage in Isolated Micro Grids / P. Lombardi, Z. Styczynski, T. Sokolnikova, **K. Suslov** // Proceedings of Power Systems Computation Conference, PSCC. – 2014.
22. Stepanov, V. Demand response for different power supply systems / V. Stepanov, **K. Suslov**, E. Stashkevich, Z. Styczynski, N. Voropai // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. – 2014.
23. **Suslov, K.** Modeling of nonlinear dynamics of active components in intelligent electric power systems / **K. Suslov**, S. Solodusha, D. Gerasimov // Proceedings of 4th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems, SMARTGREENS – 2015. - P.195-200.
24. **Suslov, K.** Smart grid: Algorithms for control of active-adaptive network components / **K. Suslov**, D. Gerasimov, S. Solodusha // Proceedings of IEEE Eindhoven PowerTech. - 2015.
25. **Suslov, K.** A new algorithm for isolated electricity supply system control / **K. Suslov**, D. Gerasimov, S. Solodusha // Proceedings of International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST. – 2015. - P.26-31.
26. **Suslov, K.** A principle of power quality control in the intelligent distribution networks / **K. Suslov**, N. Solonina, V. Stepanov // Proceedings of International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST. - 2015. - P.260-264.
27. **Suslov, K.** Determination of parameters of adaptive law for the control of an off-grid power system / **K. Suslov**, S. Solodusha, D. Gerasimov // Proceedings of 5th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems, SMARTGREENS. – 2016. - P.129-135.
28. Solodusha, S. Applicability of Volterra integral polynomials in the control systems of electric power facilities / S. Solodusha, **K. Suslov**, D. Gerasimov // Proceedings of International Conference “Stability and Oscillations of Nonlinear Control Systems” (Pyatnitskiy's Conference), STAB. – 2016.
29. Voropai, N. Energy-intensive manufacturing enterprises as active players in demand side management system / N. Voropai, Z. Styczynski, P. Komarnicki, V. Stepanov, **K. Suslov**, E. Stashkevich // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe. – 2016.
30. **Suslov, K.** Expansion planning of active power supply systems / **K. Suslov**, E. Stashkevich, I. Shushpanov, N. Voropai, P.T. Son // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe. – 2017.
31. **Suslov, K.** Assessment of an impact of power supply participants on power quality / **K. Suslov**, N. Solonina, D. Gerasimov // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. – 2018.
32. Solodusha, S. Integral Models to Improve Accuracy of the Off-Grid System Operation Forecasting / S. Solodusha, **K. Suslov**, D. Gerasimov, N. Buryanina // Proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe. - 2018.

- **монографии**

1. Солонина, Н.Н. Некоторые аспекты расширения функциональных возможностей автоматизированных систем коммерческого учета энергопотребления / Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов**, А.С. Смирнов - Иркутск: Изд-во ИрГТУ. - 2010. - 92с.

2. Солонина, Н.Н. Средства измерений для интеллектуальных систем электроснабжения / Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов**, В.С. Степанов, З.В. Солонина - Иркутск: Изд-во ИрГТУ. - 2012.- 104 с.

3. Конюхов, В.Ю. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии / В.Ю. Конюхов, Т.И. Зимина, **К.В. Суслов**, Н.А. Шамарова - Иркутск: Изд-во ИрГТУ.- 2014.- 220с.

4. **Суслов К.В.** Информационные технологии для интеллектуальных электрических сетей / **К.В. Суслов**, З.В. Солонина, В.С.Степанов - Magdeburg: MAFO, Otto-von-Guericke-Universität, 2014. - 130 с.

5. Солонина, Н.Н. Проблемы коммерческого учета электроэнергии на предприятиях и пути решения / Н.Н. Солонина, **К.В. Суслов**, З.В. Солонина - Иркутск: Изд-во ИРНИТУ. - 2018.- 184 с.

- **результаты интеллектуальной деятельности**

1. Шушпанов, И.Н. Программа для расчета надежности электрических сетей / И.Н. Шушпанов, **К.В. Суслов** // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015617825, дата гос.рег. 23.07.15.

2. Герасимов, Д.О. Имитационная модель ветроагрегата с горизонтальной осью вращения / Д.О. Герасимов, **К.В. Суслов** // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016610203, дата гос.рег. 11.01.16.

3. **Суслов, К.В.** Программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети / **К.В. Суслов**, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов, // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016613995, дата гос.рег. 12.04.16.

4. Герасимов, Д.О. Программа определения параметров ветроэнергетической установки / Д.О. Герасимов, **К.В. Суслов**, С.В. Солодуша // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016617137, дата гос.рег. 28.06.16.

5. **Суслов, К.В.** Программа определения мощностей гармонических составляющих высших порядков в электроэнергетической системе / **К.В. Суслов**, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017619433, дата гос.рег. 24.08.17.

6. **Суслов, К.В.** Программа определения оптимальных параметров функционирования изолированной энергетической системы / **К.В. Суслов**, Т.В. Сокольникова, П. Ломбарди, Гэ Хиубей // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017612112, дата гос.рег. 15.02.17.

7. Солодуша, С.В. Программа расчета динамических характеристик изолированной системы электроснабжения / С.В. Солодуша, Д.О. Герасимов,

К.В. Суслов, // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017611394, дата гос.рег. 02.02.17.

8. Шушпанов, И.Н. Программа расчета электрической мощности различных генерирующих источников в изолированных энергетических системах / И.Н. Шушпанов, **К.В. Суслов** // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018612391, дата гос.рег. 16.02.18.

9. **Суслов, К.В.** Цифровой счетчик раздельного измерения энергии основной гармоники и энергии гармонических составляющих / **К.В. Суслов**, Н.Н. Солонина // Патент на полезную модель № 183341 Российская Федерация, МПК G01R 11/16.- Оpubл.18.09.2018, Бюл.№ 26.

Отпечатано в ИСЭМ СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130
Заказ № 100, тираж 140 экз.