

На правах рукописи



Семендяев Родион Юрьевич

**РАЗРАБОТКА ПОДСИСТЕМЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО
РЕЖИМА КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ
СИСТЕМОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Новосибирск – 2021

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

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

**Официальные
оппоненты:** **Федоров Владимир Кузьмич,**
доктор технических наук, профессор, Федеральное
государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Омский
государственный технический университет»
(г. Омск), кафедра «Электроснабжение
промышленных предприятий», профессор
кафедры;

Самойленко Владислав Олегович,
кандидат технических наук, Федеральное
государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования «Уральский
федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»
(г. Екатеринбург), кафедра «Автоматизированных
электрических систем», доцент кафедры.

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский
политехнический университет» (г. Томск).

Защита диссертации состоится «27» декабря 2021 года в 10:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, I корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного университета и на сайте организации www.nstu.ru

Автореферат разослан «__» ноября 2021 г.

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



Анатолий Анатольевич Осинцев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования обусловлена появлением новых игроков на энергетическом рынке (просьюмеры, активные потребители), масштабным внедрением возобновляемых источников энергии и малой генерации на топливной базе, возникновением новых бизнес моделей и сервисов, базирующихся на использовании цифровых технологий, а также освоением незаселенных и инфраструктурно неразвитых территорий (Арктика, территории континентального крайнего севера).

Архитектура классических (централизованных) энергосистем (иерархичность, единая структура, однонаправленность потоков энергии в распределительных электрических сетях, унифицированное диспетчерское управление) в условиях новых вызовов уже физически и концептуально не способна оставаться эффективной и оптимальной.

Решить весь этот спектр задач способна электроэнергетика, дополненная децентрализованным (мультиагентным) управлением, с децентрализованными рынками, а также широким вовлечением потребителей энергии в процесс управления режимами энергосистем.

Интегративные процессы между децентрализованными источниками энергии (локальные системы энергоснабжения на базе топливной и электронной генерации) и централизованной энергосистемой в настоящее время не обладают необходимой динамикой для фундаментальных сдвигов в организации классических энергосистем.

В существующей архитектуре масштабное внедрение локальных систем энергоснабжения (ЛЭС) сталкивается с ростом капитальных затрат на включение оборудования в контуры управления системного оператора, а также значительных издержек на реконструкцию инфраструктуры сетевых компаний.

Дальнейшее удешевление технологий зеленой энергетики, появление перспективных водородных технологий, развитие систем накопления энергии приведет к созданию интернета энергии – полноценной экосистемы производителей и потребителей энергии, которые будут свободно входить (или выходить) в общую инфраструктуру для обмена энергией.

Концепция интернета энергии предполагает мультиагентную координацию между элементами энергосистемы, с обеспечением статической и динамической устойчивости при подключении новых устройств, а экономическое взаимодействие между пользователями будет осуществляться на основе р2р-транзакций.

Для реализации беспрепятственного доступа в энергосистему необходимы малозатратные технологии, позволяющие осуществить прямое (посредством синхронных электрических связей) включение на параллельную работу распределенных источников энергии. В зависимости от желания (просьюмера, системного оператора) или генерационной способности источника энергии (ВИЭ) будет происходить смена одного (параллельная работа) нормального режима на другой (автономная работа), то есть осуществляться управляемый процесс разделения единой энергосистемы на части, с последующим восстановлением нормального режима (НР) параллельной работы.

В настоящее время деление сети, как правило, применяется как противоаварийная мера для прекращения асинхронного режима в заранее определенном для этого месте (сечение для деления). Восстановление нормального режима единой энергосистемы реализуется высококвалифицированным персоналом и занимает значительное время. Сначала системный оператор выясняет характер аварии, затем получает информацию об уровнях частоты и напряжения в отдельно работающих частях энергосистемы, анализирует данные и принимает решения относительно восстановления частоты и напряжения, создает все условия для синхронизации и объединения, осуществляет восстановление параллельной работы несинхронно работающих частей энергосистемы и их нормального режима.

Существующая технология восстановления НР применима для систем с иерархической структурой принятия решений (ЦДУ-ОДУ-РДУ) и жестко фиксированными центрами управления (диспетчерские центры). Она не подходит для систем, в основе которых лежат локальные системы энергоснабжения (минигриды). Перманентные реконфигурации, происходящие в таких системах, требуют разработки принципиально новой технологии автоматического восстановления НР.

Степень разработанности темы исследования. Анализу различных проблем реконфигурации схемы электрической сети, и прежде всего ее делению и восстановлению, посвящен ряд работ следующих исследователей - Воропай Н. И., Успенский М.И., Фишов А.Г., Илюшин П.В., Федоров В.К., Мукатов Б.Б., Марченко А.И., Булатов Ю.Н., Куликов А.Л., Самойленко В.О., а также M. Adibi, Arshad Saleem, Jignesh M. Solanki, T. Nagata и др. Основная часть работ в данном направлении акцентирована в большей степени на теоретическую разработку способов восстановления НР, чем на технологические решения задачи восстановления НР в электрических сетях с распределенными децентрализованными источниками энергии.

Все отмеченное делает актуальным выбор направленности данной работы на разработку подсистемы восстановления НР для автоматики управления режимами локальной системы энергоснабжения.

Цель диссертационной работы – исследование способности ЛСЭ к восстановлению нормального режима при автономной и параллельной работе с внешней электрической сетью и разработка подсистемы восстановления нормального режима для системной автоматики управления режимами ЛСЭ.

Задачи исследования для достижения цели диссертационной работы:

1. анализ развития технологий восстановления НР в централизованных электроэнергетических системах;
2. исследование способов присоединения ЛСЭ к распределительным электрическим сетям и рисков параллельной работы ЛСЭ с внешней электросетью;
3. разработка способа управления режимом автономной ЛСЭ при ее включении на параллельную работу с внешней электрической сетью;
4. формулирование требований к функционалу подсистемы восстановления НР для автоматики управления режимами ЛСЭ;

5. формирование принципов и математических моделей идентификации классов состояния ЛСЭ при параллельной и автономной работе;
6. разработка алгоритмов определения установившегося режима, восстановления НР ЛСЭ при автооператорном управлении режимом ЛСЭ;
7. проверка работоспособности подсистемы восстановления НР, реализованной в прототипе системной автоматики управления режимами ЛСЭ, на электродинамической модели энергосистемы.

Объект исследования: локальные системы энергоснабжения на базе топливной генерации, способные к сбалансированной островной работе и включаемые напрямую на параллельную работу с внешними электрическими сетями.

Предмет исследования: восстановление нормального режима ЛСЭ при их параллельной работе с централизованными электрическими сетями.

Научная новизна диссертации:

1. впервые разработан прототип подсистемы восстановления НР для системной автоматики ЛСЭ;
2. разработан метод восстановления НР ЛСЭ, интегрированной во внешнюю электрическую сеть, который заключается в использовании маршрутных карт структурно-режимных состояний ЛСЭ;
3. разработан способ управления составом и загрузкой генераторов электростанций ЛСЭ, работающей как изолировано, так и параллельно с внешней электрической сетью.

Теоретическая и прикладная значимость работы. Создан прототип подсистемы восстановления НР для системной автоматики управления режимами ЛСЭ, позволяющий осуществлять автоматическую (под управлением автооператора) смену класса состояния ЛСЭ с изменением структуры ЛСЭ (с учетом балансовой ситуации внутри ЛСЭ), а также производить переконфигурацию регуляторов (скорости и возбуждения) генераторов ЛСЭ в зависимости от нормального режима (параллельный или автономный).

Теоретические разработки, практические рекомендации и алгоритмы восстановления НР ЛСЭ, предложенные в диссертационном исследовании, реализованы в подсистеме восстановления НР комплексной автоматики управления режимами ЛСЭ и внедрены в состав системной автоматики Минигрид компании ООО «Модульные Системы Торнадо».

Методы исследования. В работе использованы: теории электроэнергетических систем, автоматического управления, экспертных систем, мультиагентного управления, методы динамического программирования и физического моделирования.

Положения, выносимые на защиту:

1. эффективным методом определения траектории восстановления НР является использование маршрутных карт состояний ЛСЭ с применением принципа оптимальности Беллмана;
2. управление восстановлением НР ЛСЭ должно осуществляться с помощью автоматического оператора с искусственным интеллектом экспертного типа, выполняющего: параметрическую перенастройку регуляторов мощности и напряжения в

соответствии с текущим НР, перевод ЛСЭ из одного состояния в другое, изменение конфигурации электрической сети;

3. восстановления НР целесообразно осуществлять с функционализацией генераторов станции ЛСЭ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы», а именно пунктам: б) разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике; 9) разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике.

Степень достоверности и апробации результатов. Достоверность результатов и выводов, работоспособность подсистемы восстановления нормальных режимов ЛСЭ подтверждены физическими экспериментами на электродинамических моделях ЛСЭ в НГТУ и НИУ МЭИ.

Основные результаты работы представлялись, докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, всероссийской конференции ОДУ Сибири «Планирование и управление электроэнергетическими системами» (г. Кемерово, 2017 г), международной научно-технической конференции и выставке «Релейная защита и автоматика энергосистем» (г. Санкт-Петербург, 2017 г.).

Публикации. По результатам исследований опубликовано 9 печатных работ, в том числе 2 статьи в изданиях согласно перечню российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук (перечень ВАК РФ), 7 публикаций в международных и российских изданиях, материалах международных и всероссийских конференций. Получен 1 патент на изобретение Российской Федерации.

Личный вклад автора. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка алгоритмов восстановления нормального режима, используемых в подсистеме восстановления НР прототипа автоматики управления режимами ЛСЭ, тестирование алгоритмов при имитационном моделировании режимов ЛСЭ, проведение при содействии специалистов Испытательного центра устройств контроля и управления режимами ЭЭС при кафедре АЭС НГТУ испытаний прототипа автоматики на физической модели ЛСЭ, а также в НИУ МЭИ.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы, включающего в себя 101 наименование, и 6 приложений. Общий объём работы составляет 180 страниц, включая 15 таблиц и 60 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

В первой главе выполнен анализ способов восстановления электроснабжения и восстановления НР в централизованной электроэнергетической системе. Задачей восстановления электроснабжения является возвращение системы в режимную область, где электрические параметры находятся в допустимых диапазонах, а задача восстановления НР сводится к переводу системы из области послеаварийных режимов в режимную область, где обеспечено качественное и надежное электроснабжение.

Восстановление электроснабжения в ЭС это многоцелевая, многошаговая, многопараметрическая и с большим числом ограничений оптимизационная задача.

Целью восстановления электроснабжения является восстановление отключенных во время аварии в электрической сети потребителей, путем изменения топологической структуры электрической сети, использования резервов мощности с учетом режимных и эксплуатационных ограничений.

К режимным ограничениям относятся ограничения вида:

Ограничения на выдаваемую генераторами мощность

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} < P_{Gi}^{max}, i \in k_G$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} < G_{Gi}^{max}, i \in k_G$$

где k_G количество генераторов, входящих в ЭС

Балансовые ограничения в узлах сети

$$P_i - U_i \sum_{j=1}^n U_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0$$

$$Q_i - U_i \sum_{j=1}^n U_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0$$

где P_i и Q_i активная и реактивная мощность, поступающие в i -тый узел, g_{ij} и b_{ij} активные и реактивные проводимости между узлами i и j , θ_{ij} фаза напряжения между узлами i и j .

К эксплуатационным сетевым ограничениям относятся ограничения вида:

Ограничения на уровни напряжения в узлах ЭС

$$U_i^{min} \leq U_i < U_i^{max}, i \in k_N$$

где k_N количество узлов в ЭС

Ограничения на перетоки в ЛЭП

$$|P_{Li}| \leq P_{Li}^{max}, i \in k_L$$

где k_L количество ЛЭП в ЭС, P_{Li} - переток - в линии

Решить задачу выбора стратегии восстановления электроснабжения можно с применением различных подходов: экспертные системы, нечеткая логика, мультиагентные системы, эвристический поиск и математическое программирование. В традиционных ЭС восстановление электроснабжения возложено на следующие виды автоматик: АПВ, ЧАПВ, АВР.

Восстановление НР обеспечивает диспетчерский и оперативный персонал, то есть происходит ручное восстановление НР. Включение локальных систем энергоснабжения – системы энергоснабжения, в основе которых лежит малая генерация с собственной сетевой инфраструктурой, в контуры управления системного оператора требует значительных капиталовложений.

Малозатратным способом интеграции ЛСЭ в электрические сети является создание комплексной автоматики, осуществляющей независимое от централизованной системы управления нормальными, аварийными режимами объекта с малой генерацией, реконфигурацию его сети и изменение состава включенного оборудования. Данная автоматика позволит предотвратить возникновения недопустимых динамических моментов на валах синхронных генераторов МГ и асинхронных режимов при их параллельной работе, обеспечить снижение отключаемых токов КЗ, снижение величин мощностей (объемов) отключаемых нагрузок и генераторов для предотвращения развития аварий, снижение потребности в телеметрической информации и в целом упрощение РЗА ЛСЭ. Кроме этого, комплексная автоматика управления режимом ЛСЭ позволит решить сложившуюся ситуацию с недоиспользованием огромного потенциала распределенных малых источников энергии.

Одной из частей такой автоматики является подсистема восстановления НР, которая осуществляет управление процессом «собираения» системы, путем изменения ее топологии и режимов генераторов.

ЛСЭ может включаться в электрическую сеть через одну или несколько подстанций примыкания, кроме этого несколько ЛСЭ могут быть расположены территориально близко, и тогда возможно создать мини энергосистему из ЛСЭ, которая будет работать автономно или параллельно с внешней электрической сетью. В диссертации было рассмотрено подключение ЛСЭ через одну ПС примыкания, схема выдачи мощности для этого случая представлена на рисунке 1.

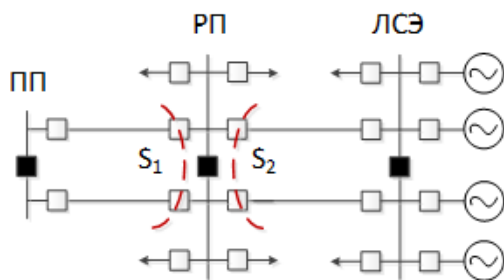


Рисунок 1 – Схема присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети

Следует отметить, что, имея две синхронных связи с внешней сетью, ЛСЭ необходимо делить на две подсистемы, чтобы избежать шунтирования внешней сети сетью ЛСЭ. Также возможны режимы, когда ЛСЭ будет иметь только 1 точку для параллельной работы (одна из синхронных связей находится в резерве). На рисунке 1 показаны 2 сечения для деления, по которым будет происходить сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней

сети в зависимости от балансовой ситуации внутри ЛСЭ.

Во второй главе рассмотрены существующие методы решения задачи восстановления НР, а также предложен метод восстановления НР ЛСЭ методом динамического программирования с использованием маршрутных карт состояний ЛСЭ.

Как известно, задачу восстановления НР можно представить математической моделью на графе. Граф будет являться взвешенным и ориентированным, его узлы — различные режимные состояния, а ребра переходы между этими состояниями, причем у каждого перехода есть своя “стоимость”. Для поиска оптимальной траектории требуется решить задачу поиска кратчайшего пути (в варианте задачи о дилижансах). Для решения данного типа применяют либо эвристические алгоритмы (алгоритм Дейкстры, алгоритм А звездочка, алгоритм Ли), либо динамическое программирование (алгоритм Флойда-Уоршелла, алгоритм Форда-Беллмана). Эвристические алгоритмы определяют локальный оптимум, в то время как алгоритмы динамического программирования находят глобальный оптимум. Для задачи восстановления НР не всегда локальный оптимум совпадает с глобальным, поэтому для решения данной задачи в диссертации применяется динамическое программирование.

В основе метода ДП лежит принцип оптимальности Беллмана, который формулируется следующим образом: *Каково бы ни было состояние системы в результате какого-либо числа шагов, на ближайшем шаге нужно выбирать управление таким образом, чтобы оно в совокупности с оптимальным управлением на всех последующих шагах приводило к оптимальному выигрышу на всех оставшихся шагах, включая данный.* Из данного принципа следует уравнение Беллмана,

$$W_i(S_{i-1}) = \min\{f_i(S_{i-1}, u_i) + W_{i+1}(\phi_i(S_{i-1}, u_i))\},$$

где минимум берется по всем возможным решениям в ситуации, когда система на шаге i находится в состоянии S_{i-1} .

Вычислительная процедура метода ДП распадается на два этапа.

Первый этап - обратная прогонка или условная оптимизация, где в соответствии с функциональным уравнением определяются оптимальные управления для всех возможных состояний на каждом шаге, начиная с последнего, так как для последнего шага известна стоимость траектории – она равна 0.

Второй этап прямая прогонка или безусловная оптимизация, где шаги рассматриваются, начиная с первого. Поскольку исходное состояние S_0 известно, выбирается оптимальное управление из множества u_1 . Выбранное оптимальное управление u_1^* приводит систему во вполне определенное состояние S_1 . Благодаря тому, что исходное состояние S_1 в начале второго шага известно, становится возможным выбрать оптимальное управление на втором шаге u_2^* и т. д. Таким образом, строится цепь взаимосвязанных решений безусловной оптимизации.

Маршрутная карта состояний для ЛСЭ, представленной на рисунке 1, имеет 4 НР: 3 НР параллельной работы для 1 и 2 точек параллельной работы, и нормальный режим автономной работы, 7 – “ущербных” режимов, 8 – режимов с выделением нагрузки на питание от внешней сети, 3 – режима со сбалансированным отделением одной из полустанций от внешней сети. Под ущербным режимом следует понимать такой режим

ЛСЭ, в котором нет достаточного резерва мощности на подстанциях или имеются отключенные потребители, или режимные параметры находятся за пределами допустимых диапазонов. Ненормальные состояния могут возникать как в результате спорадических нарушений аварийного характера, так и в процессах реконфигурации структуры ЛСЭ и ее внешних связей при оперативном или автоматическом управлении при восстановлении нормальных режимов или переходах из режима параллельной работы в изолированный и обратно. Маршрутные карты восстановления НР автономной и параллельной работы, представлены на рисунках 2-3.

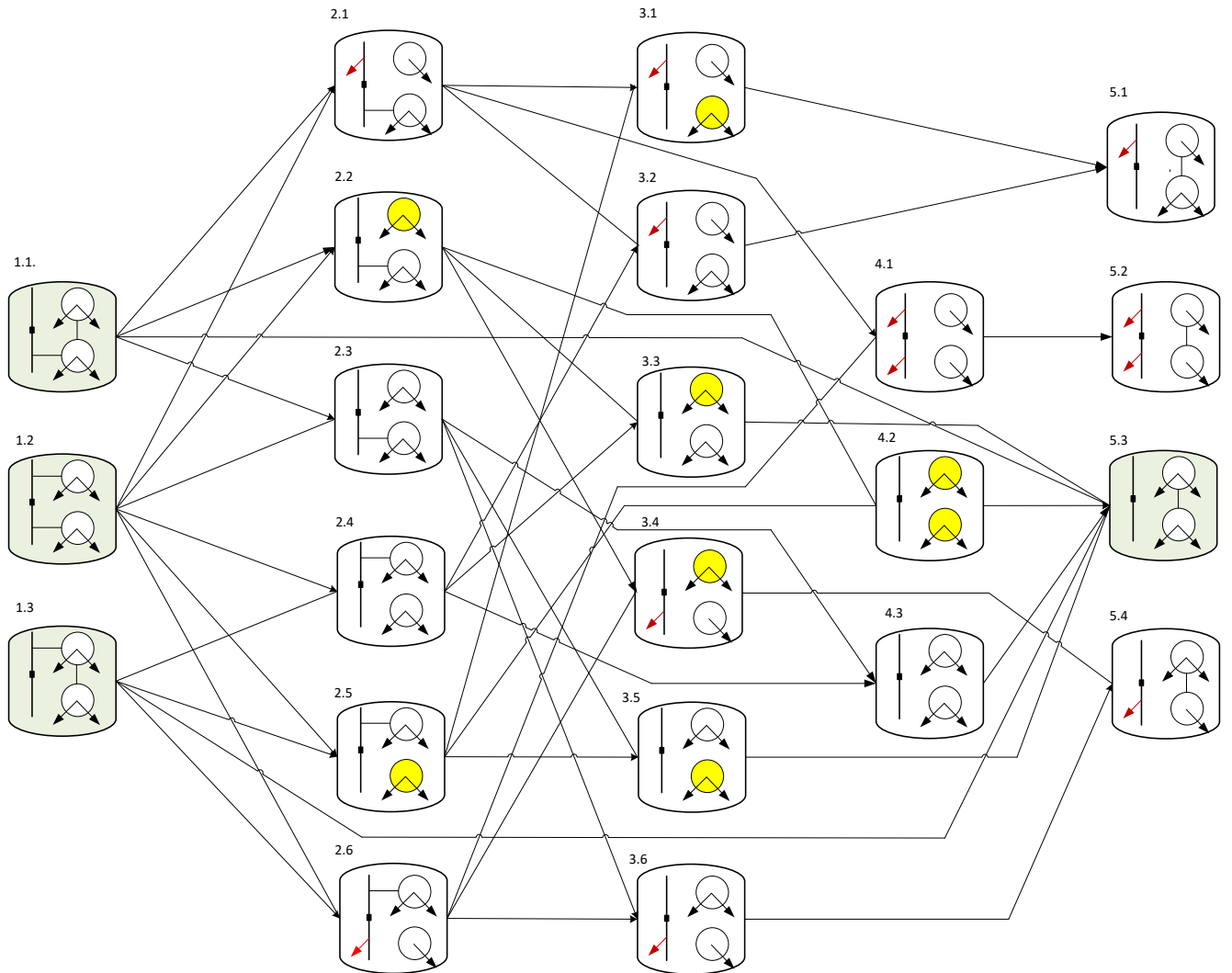


Рисунок 2 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении НР автономной работы (желтым показаны ущербные состояния, красная стрелка означает что часть нагрузки ЛСЭ переведена на питание от внешней сети)

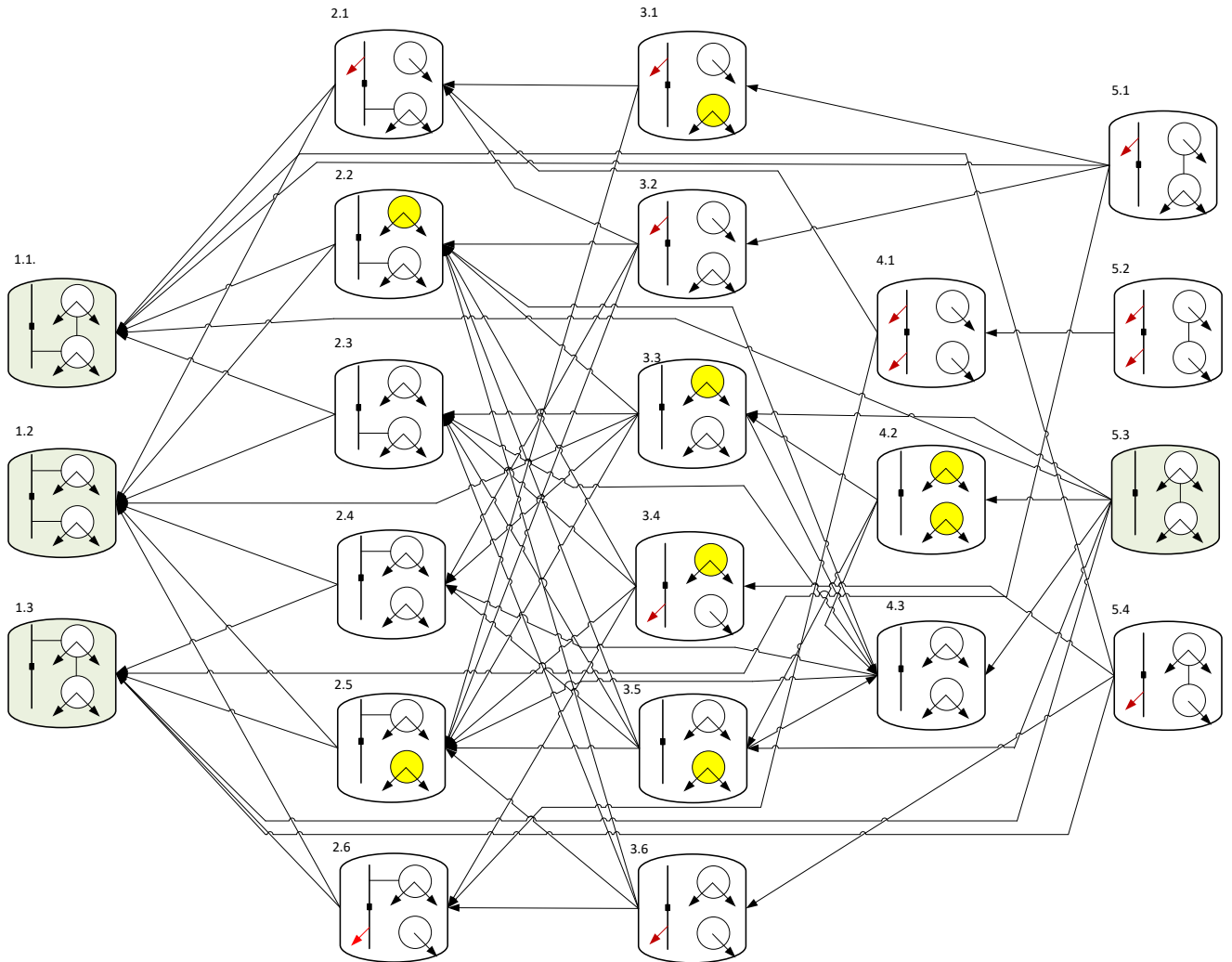


Рисунок 3 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при восстановлении НР параллельной работы

Задача выбора маршрута для реконфигурации ЛСЭ

Целевые (конечные) состояния определяются целями управления, возможностями их достижения и критериями предпочтительности маршрутов. Так, состояние 1.2 предпочтительно для реализации максимального обмена мощностью с внешней электрической сетью, т.к. использует пропускную способность обеих связей ЛСЭ с внешней электрической сетью, а 1.1 и 1.3 более приспособлены для переводов ЛСЭ в изолированный режим.

В зависимости от балансов мощности в целой ЛСЭ и ее частях (с полустанциями), наличии разрешения или запрета параллельной работы при реконфигурации структуры ЛСЭ определяются как маршруты, так и целевые состояния ЛСЭ в соответствии с критериями предпочтительности.

Все критерии принятия решений по оптимальной траектории восстановления НР можно разделить на две группы: выгодные для собственников ЛСЭ, выгодные для потребителей.

Критерий минимума действий с выключателями снижает издержки на эксплуатацию оборудования, а также повышает надежность переходов, так как для

перехода требуется минимально возможное количество взаимодействий с оборудованием. Этот критерий относится к первой группе критериев.

Другим критерием, выгодным для собственников, является критерий минимального количества операций синхронизации: $F(X) = \min f(N_{\text{синхр}})$. Время, когда произойдет точная синхронизация — это величина случайная, обусловленная многими факторами. Синхронизация может произойти как быстро, так и затянуться во времени, плюс всегда существует малая вероятность, что синхронизация может быть с ошибкой и произойдет несинхронное включение двух источников энергии. Поэтому важно найти траекторию для восстановления НР, движение по которой будет происходить с небольшим количеством операций синхронизации.

Минимизация ущербных состояний (с выходом режимных параметров за границу длительно-допустимых значений) также относится к группе критериев, выгодных для собственников ЛСЭ:

$$F(X) = \min f(N_{\text{ущерб}}).$$

Критерием может быть максимум надежности ЛСЭ при переходе:

$$F(X) = \max f(H).$$

Выгодными для потребителей критериями являются минимум времени восстановления электроснабжения или минимум ограничений электропотребления.

$$F(X) = \min f(T_{\text{вост}})$$

$$F(X) = \min f(P_{\text{огр}})$$

Данными критериями следует пользоваться, если к ЛСЭ будут подключены ответственные потребители (больницы, полицейские участки и т.д.), для которых важна скорость и объемы восстановления.

Пример определения маршрута восстановления нормального режима автономной работы по критерию минимальности времени восстановления

ЛСЭ исходно находится в состоянии 1.2, подсистема 1 имеет резерв, достаточный для самобаланса по внешнему сечению, а также холодный резерв для самобаланса совместно с подсистемой 2 по внутреннему сечению.

Подсистема 2 не имеет достаточного резерва для самобаланса даже по внутреннему сечению, но имеет в достаточном объеме холодный резерв для самобаланса по внутреннему сечению. Исходя из балансовых условий, в исходном режиме системная автоматика обеспечивает готовность к спорадическому отделению подсистемы 2 от внешней сети по внешнему сечению, а подсистемы 1 по внутреннему.

Для каждого одношагового перехода было определено время, которое требуется для проведения всех необходимых технологических операций по смене состояния (таблица 1). Например, для перехода из состояния 4.2 – 5.3 требуется синхронизация подсистем на пониженной частоте длительностью 30 секунд и ввод резерва в подсистеме 1 – 300 секунд. Поиск оптимальной траектории будет состоять из 3 шагов, согласно принципу Беллмана, начнем с конца. На третьем шаге определены траектории для состояний 4.2, 3.2, 4.3, на втором шаге определены траектории для состояний 2.2 и 2.4, на первой шаге траектория для состояния 1.2.

Таблица 1 – Время технологических операций

Операции	t, с
Синхронизация подсистем на пониженной частоте	30
Синхронизация подсистем на номинальной частоте	15
Ввод резерва	300
Сбалансированное отделение подсистемы без ввода резерва	5
Сбалансированное отделение подсистемы с вводом резерва	300
Отделение подсистемы 1 от внешней сети	1
Разгрузка внешнего сечения до нуля	15

Функциональные уравнения Беллмана представлены ниже:

$$W_{4.2} = \min\{f_{4.2-5.3} + W_{5.3}\} = \{330+0\} = 330$$

ШАГ 3

$$W_{3.3} = \min\{f_{3.3-5.3} + W_{5.3}\} = \{330+0\} = 330$$

$$W_{4.3} = \min\{f_{4.3-5.3} + W_{5.3}\} = \{315+0\} = 315$$

ШАГ 2

$$W_{2.2} = \min\left\{\begin{matrix} f_{2.2-4.2} + W_{4.2} \\ f_{2.2-3.3} + W_{3.3} \end{matrix}\right\} = \left\{\begin{matrix} 5 + 330 \\ 300 + 330 \end{matrix}\right\} = 335$$

$$W_{2.4} = \min\left\{\begin{matrix} f_{2.4-3.3} + W_{3.3} \\ f_{2.4-4.3} + W_{4.3} \end{matrix}\right\} = \left\{\begin{matrix} 5 + 330 \\ 1 + 315 \end{matrix}\right\} = 316$$

ШАГ 1

$$W_{1.2} = \min\left\{\begin{matrix} f_{1.2-2.2} + W_{2.2} \\ f_{1.2-2.4} + W_{2.4} \end{matrix}\right\} = \left\{\begin{matrix} 1 + 335 \\ 16 + 316 \end{matrix}\right\} = 332$$

Второй этап поиска оптимальной траектории включает прямую прогонку. Начинаем движение из состояния 1.2, минимальное время равняется 332 секунды, и это время достигается путем перехода в состояние 2.4. В состоянии 2.4 минимальное время составляет 316 секунд, и оно достигается путем перехода в состояния 4.3, а из состояния 4.3 переход в состояние 5.3 длится 315 секунд.

В итоге оптимальным маршрутом является траектория $1.2 \rightarrow 2.4 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.3$.

Пример определения маршрута восстановления нормального режима параллельной работы по критерию минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ

На рисунке 4 представлена маршрутная карта переходов при штатном восстановлении изолированной работы, весами является количество операций синхронизации, которые нужно совершить чтобы перейти из одного состояния в другое. Псевдокод алгоритма определения траекторий представлен на рисунке 5.

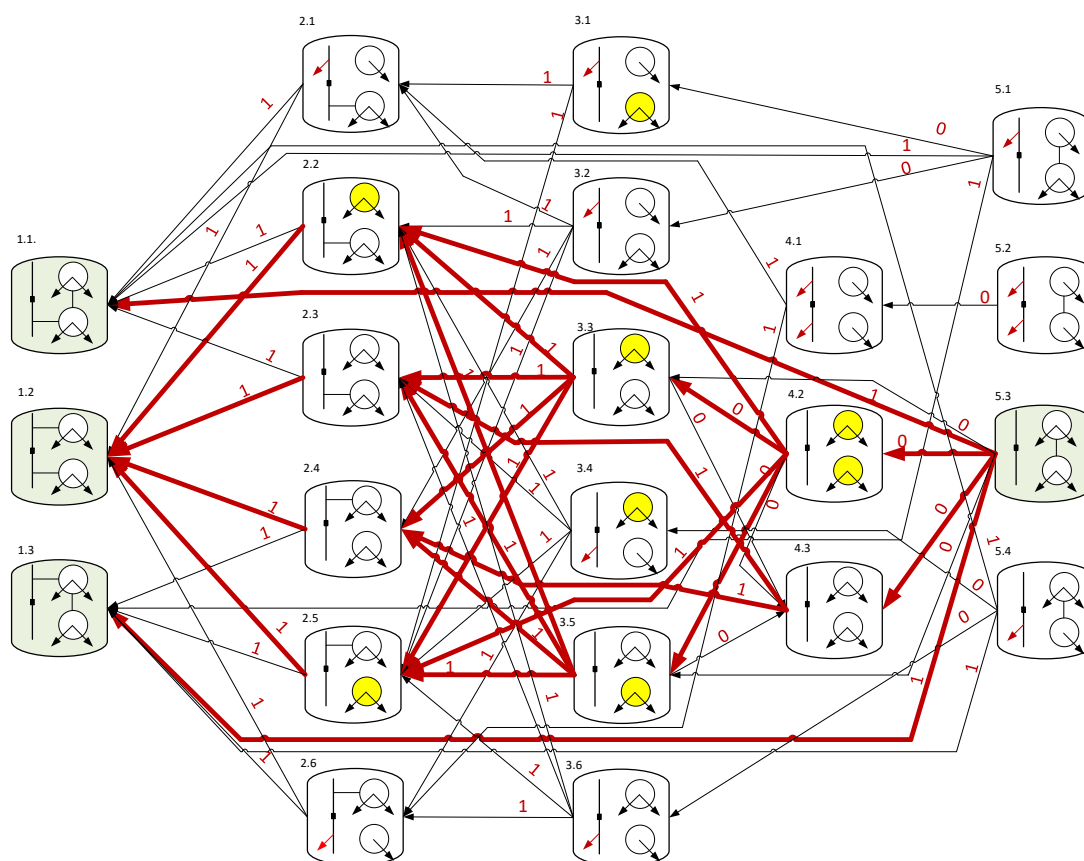


Рисунок 4 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при отсутствии запрета параллельной работы и восстановлении нормального режима параллельной работы с маршрутами по критерию минимальности операций синхронизации

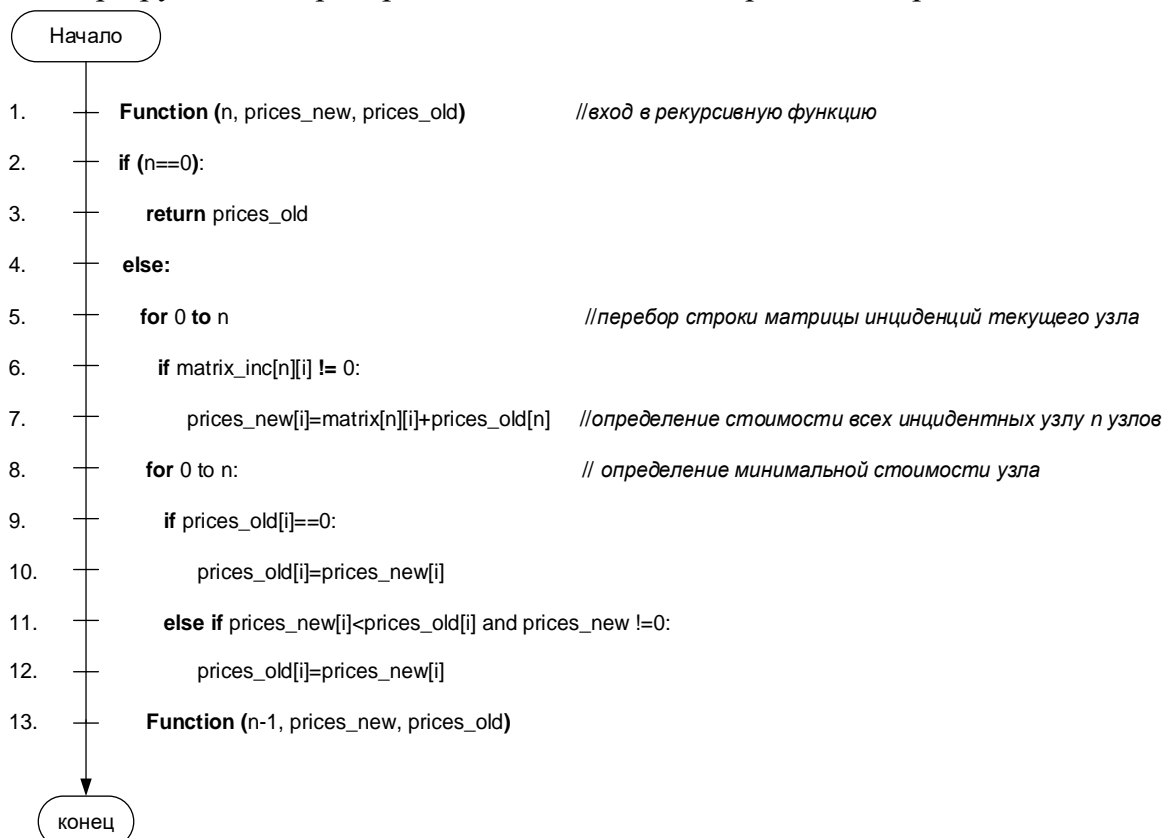


Рисунок 5 – Алгоритм поиска оптимальной траектории методом динамического программирования

Как видно из рисунка 4, для восстановления НР по критерию минимального числа операций синхронизации получено 14 равнозначных траекторий, чтобы получить одну оптимальную необходимо применить дополнительные критерии. Например, при добавлении критерия минимального числа ущербных состояний, получается 4 траектории восстановления: $5.3 \rightarrow 1.1$, $5.3 \rightarrow 1.3$, $5.3 \rightarrow 4.3 \rightarrow 2.3 \rightarrow 1.2$ и $5.3 \rightarrow 4.3 \rightarrow 2.4 \rightarrow 1.2$.

В третьей главе представлен разработанный способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции ЛСЭ, работающей параллельно с внешней энергосистемой, который обеспечивает высокое использование установленной мощности электростанции, повышает надежность работы электростанции и электроснабжения потребителей.

В предложенном способе выбор состава, управление загрузкой генераторов станции в режиме ее параллельной работы с приемной энергосистемой производится отдельно для двух групп генераторов, одна из которых обеспечивает покрытие собственных нагрузок электростанции, а вторая – выдачу мощности в приемную энергосистему.

При возникновении запретов на параллельную работу, нарушениях электрических связей электростанции с приемной энергосистемой или нормального режима в приемной энергосистеме, разгрузкой или отключением второй группы генераторов с отключением выключателей фиксированного сечения электрических связей электростанции с приемной энергосистемой обеспечивается сбалансированное отделение электростанции с собственными нагрузками от внешней энергосистемы.

На рисунке 6 приведена упрощенная однолинейная схема электростанции с собственными нагрузками и линией электропередачи, связывающей электростанцию с внешней (приемной) энергосистемой, устройствами управления составом и загрузкой генераторов электростанции, представляющая реализацию предлагаемого способа.

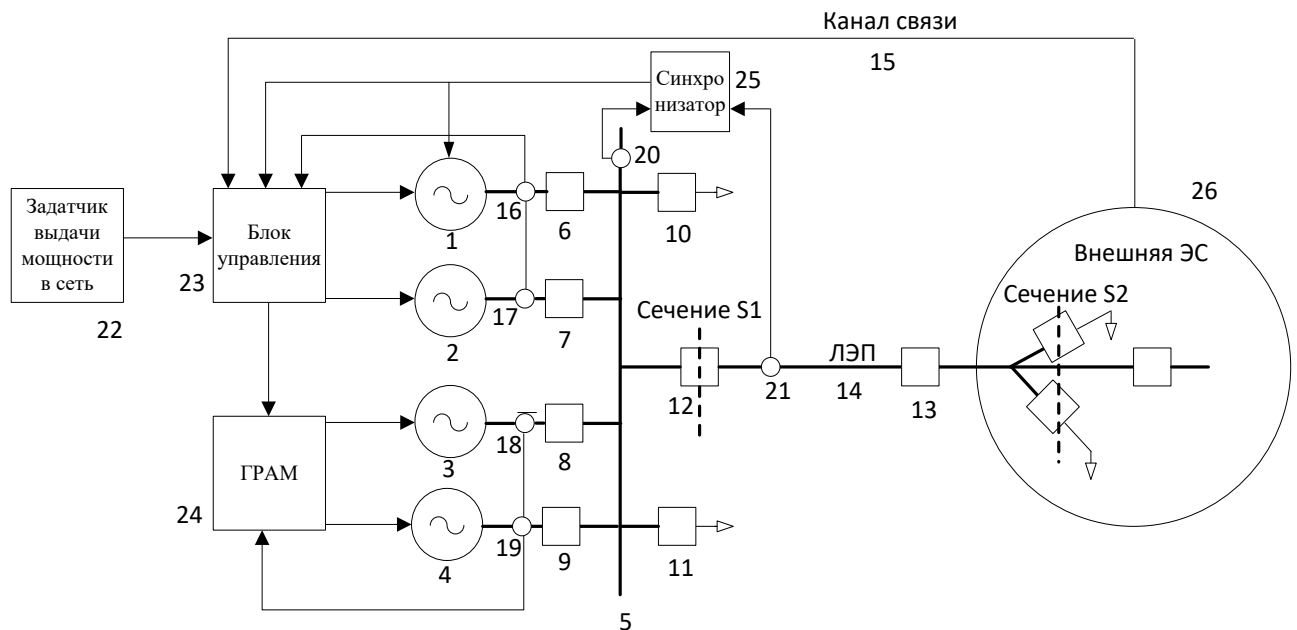


Рисунок 6 – Принципиальная схема ЛСЭ с системой управления составом ГО и групповым регулированием мощности

Примечание к рисунку 6: 1, 2 – генераторы работающие в режиме выдачи постоянной мощности; 3, 4 – генераторы, находящиеся в режиме группового регулирования мощности или в режиме регулирования с долевым участием в мощности ведущего генератора; 5 – сборная шина электростанции; 6 ÷ 9 – выключатели генераторов; 10 и 11 – выключатели присоединенной нагрузки; 12 и 13 – выключатели линии электропередачи; 14 – ЛЭП; 15 – канал связи, 16 ÷ 21 – точки измерения режимных параметров электростанции; 22 – задатчик выдаваемой генераторами 1 и 2 мощности; 23 – блок управления режимами генераторов; 24 – групповой регулятор активной мощности генераторов 3 и 4; 25 – синхронизатор электростанции и приёмной энергосистемы; 26 – приемная энергосистема.

На рисунке 7 представлен баланс мощности и энергии для электростанции с собственными нагрузками, связанной с приемной энергосистемой, на интервале постоянства состава работающих генераторов, применительно к примеру рисунка 6.

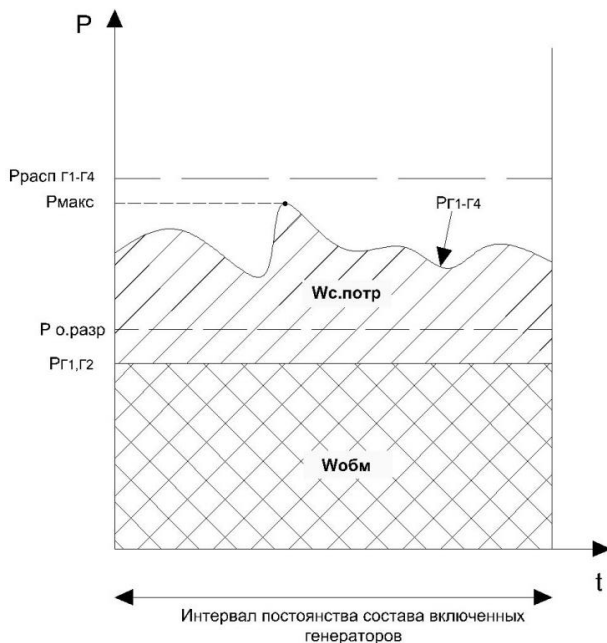


Рисунок 7 – Баланс мощности и энергии ЛЭС

Условные обозначения, использованные на рисунке 7:

$P_{Г1}, P_{Г2}$ – суммарная мощность генераторов 1 и 2, работающих на выдачу постоянной мощности в энергосистему 26; $P_{о.разр}$ – разрешенная обменная мощность между ЛЭС и энергосистемой 26; $P_{макс}$ – максимальная мощность нагрузки ЛЭС; $P_{расп Г1-Г4}$ – суммарная располагаемая мощность генераторов 1 – 4; $P_{Г1-Г4}$ – суммарная мощность генераторов 1 – 4 электростанции; $W_{обм}$ – обменная энергия ЛЭС и энергосистемы 26; $W_{с.потр}$ – энергия, потребленная собственными нагрузками ЛЭС.

Способ осуществляется следующим образом:

а. Режим параллельной работы ЛЭС с внешней энергосистемой

Предположим, что на предшествующем указанному на рисунке 7 интервалу постоянства состава работающих генераторов работал только один генератор 4 в режиме регулирования выдачи нулевой мощности в энергосистему, т.е. следуя за собственными нагрузками электростанции. Генераторы 1, 2 и 3 были отключены.

Блок управления 23:

- по ретроспективным данным прогнозирует максимум собственной нагрузки ЛЭС $P_{н max}$ для планируемого интервала времени постоянства состава включенных в работу генераторов;

- по условию превышения суммарной располагаемой мощности генераторов над прогнозируемым максимумом собственной нагрузки $P_T > k_H P_{H \max}$ с коэффициентом k_H , определяет минимально достаточный состав генераторов электростанции для покрытия максимума собственной нагрузки ЛСЭ (3 и 4);

- вводит генераторы 3,4 в состав генераторов группового регулирования мощности с поддержанием нулевого перетока по сечению S1, что обеспечивает следование генерации электростанции за собственной нагрузкой ЛСЭ.

При условии, что не все генераторы электростанции были включены и введены в режим следования генерации электростанции за собственной нагрузкой, блок управления 23:

- с целью максимального использования установленной мощности электростанции для выработки электроэнергии ($P_T \rightarrow \max$) с учетом ограничения на передаваемую мощность по сечению S1, определяет минимально достаточный состав генераторов электростанции (1,2) для выдачи в приемную энергосистему мощности, максимально близкой к разрешённой обменной мощности с приемной энергосистемой 26, но не превосходящую её;

- включает на параллельную работу с синхронизацией отключённые генераторы 1,2 и загружает их до суммарного уровня, равного уставке задатчика выдачи мощности в приёмную энергосистему 26, выбранной при соблюдении условия $P_{\text{выд}} < P_{\text{о,разр}}$ – не превышения над разрешённой обменной мощности электростанции с приемной энергосистемой 26 и условия $P_{\text{выд}} < P_{\text{расп}}$ – не превышения над суммарной располагаемой мощностью генераторов, включённых в режим выдачи мощности в приемную энергосистему 26;

- переводит генераторы, входящие в состав генераторов группового регулирования мощности 3,4, в режим поддержания перетока по сечению S1, равного $P_{\text{выд}}$ ($P_{T1,T2} - P_{\text{выд}} = 0$), что обеспечивает следование генерации электростанции за собственной нагрузкой и поддержание стабильности мощности, выдаваемой электростанцией в приёмную энергосистему 26.

В результате генераторы 1 и 2 загружены до суммарного уровня $P_{T1} + P_{T2}$, равного уставке задатчика выдачи мощности в приёмную энергосистему 26, выбранной при соблюдении условия ($P_{T1} + P_{T2} < P_{\text{о,разр}}$) не превышения разрешённой обменной мощности электростанции с приемной энергосистемой 26. По сравнению с режимом изолированной работы, использование установленной мощности электростанции выше на величину $P_{T1} + P_{T2}$, ограничено условием выдачи максимальной мощности в приемную энергосистему $P_{T1} + P_{T2} < P_{\text{о,разр}}$.

b. При возникновении нарушений электрических связей электростанции и приёмной энергосистемы или нормального режима

Деление электрической связи электростанции и энергосистемы 26 производится по фиксированному сечению S1 в электрической сети электростанции отключением выключателя 12 с одновременной аварийной разгрузкой и отключением от сборной шины

5 выключателями 6 и 7 генераторов 1 и 2, работавших в режиме выдачи мощности $P_{Г1} + P_{Г2} < P_{о.разр}$ в энергосистему 26.

При отключении выключателя 12 и генераторов 1 и 2 Блок управления 23 даёт команду групповому регулятору активной мощности 24 на перевод генераторов 3 и 4 в режим регулирования частоты.

В результате электростанция отделяется от энергосистемы 26 сбалансировано ($P_{Г1} + P_{Г2} = P_{н}$) с количеством генераторов и выдаваемой ими мощностью, обеспечивающими бесперебойность электроснабжения потребителей.

с. При возникновении запрета на параллельную работу электростанции и приёмной энергосистемы

Запрет параллельной работы электростанции с приёмной энергосистемой поступает на блок управления 23 по каналу связи 15 от приёмной энергосистемы 26 или сформированным локально на электростанции.

Блок управления 23:

- разгружает генераторы 1 и 2 до нуля, контролируя мощность в точках измерений 6, 7 и 12;
- даёт команды на отключение выключателя 12, разрывая электрическую связь электростанции и приёмной энергосистемы 26 по линии электропередачи 14 по фиксированному сечению S1 в электрической сети электростанции, и отключение выключателей 6 и 7 генераторов 1 и 2 от сборной шины электростанции 5;
- даёт команду групповому регулятору активной мощности 24 на перевод генераторов 3 и 4 в режим регулирования частоты.

Электростанция отделяется от энергосистемы 26 сбалансировано ($P_{Г3} + P_{Г4} = P_{н}$) с количеством генераторов и мощностью, обеспечивающими бесперебойность электроснабжения потребителей ($P_{Г} > k_{н} P_{нmax}$) с учётом погрешности измерений и ошибки прогнозирования мощности на текущем интервале времени постоянства состава включенных в работу генераторов.

d. При восстановлении условий параллельной работы (снятии запрета на параллельную работу) электростанции и приёмной энергосистемы, и нормальности напряжения на шинах приемной энергосистемы

Снятие запрета параллельной работы электростанции с приёмной энергосистемой поступает на блок управления 23 по каналу связи 15.

Блок управления 23 даёт команду синхронизатору 25 для выполнения активной синхронизации электростанции с приёмной энергосистемой 26 путем группового регулирования мощности генераторов 3 и 4.

При выполнении условий точной синхронизации между электростанцией и приёмной энергосистемой 26 синхронизатор даёт команду на включение выключателя 12, создавая электрическую связь электростанции и приёмной энергосистемы 26 по линии электропередачи 14.

После включения электростанции на параллельную работу с приёмной энергосистемой 26 блок управления 23:

- включает с синхронизацией ранее отключенные генераторы 1 и 2, выделенные для режима выдачи постоянной мощности, равной уставке задатчика выдачи мощности 22 в приёмную энергосистему 26;
- переводит генераторы 1 и 2 в режим выдачи постоянной мощности и загружает их до значений в сумме равных уставке задатчика выдачи мощности 22 в приёмную энергосистему 26, контролируя значения мощности в точках измерений 16, 17 и 21.

В результате восстанавливается режим параллельной работы электростанции с внешней энергосистемой и выдачей в энергосистему избыточных мощностей генераторов 1 и 2.

В четвертой главе представлены результаты исследования подсистемы восстановления НР для автоматики управления режимами ЛСЭ на физической модели Минигрид (АЭЭС НГТУ), а также используемая при этом математическая модель идентификации классов состояния ЛСЭ.

Логические уравнения для идентификации класса состояния были составлены исходя из 3 критериев классификации: структурные (коммутационная связность/несвязность полустанций с внешней ЭС, инцидентность генераторов шинам и т.д.), режимные (U , f , I), информационные (сигнализация об отключенных потребителях). Например, логическое уравнение НР параллельной работы будет выглядеть следующим образом:

$$C_{\text{нр_пар}} = \text{Gen}_1 \wedge \text{Gen}_2 \wedge \text{Br}_{s1} \wedge \text{Br}_{s2} \wedge (\neg \text{Br}_{\text{шсв}}) \wedge \neg \text{Def}_1 \wedge \neg \text{Def}_2,$$

где переменные Gen_1 и Gen_2 – означают наличие хотя бы 1 генератора, подключенного к шинам полустанции 1 и 2, Br_{s1} и Br_{s2} – означают, что выключатели внешнего и внутреннего сечений включены, логическое отрицание $\text{Br}_{\text{шсв}}$ – означает, что шиносоединительный выключатель отключен, а переменные с логическим отрицанием Def_1 и Def_2 означают не ущербность режима. Всего логических уравнений 22 для каждого состояния ЛСЭ. Для испытаний подсистемы восстановления нормального режима создана схема, представленная на рисунке 8.

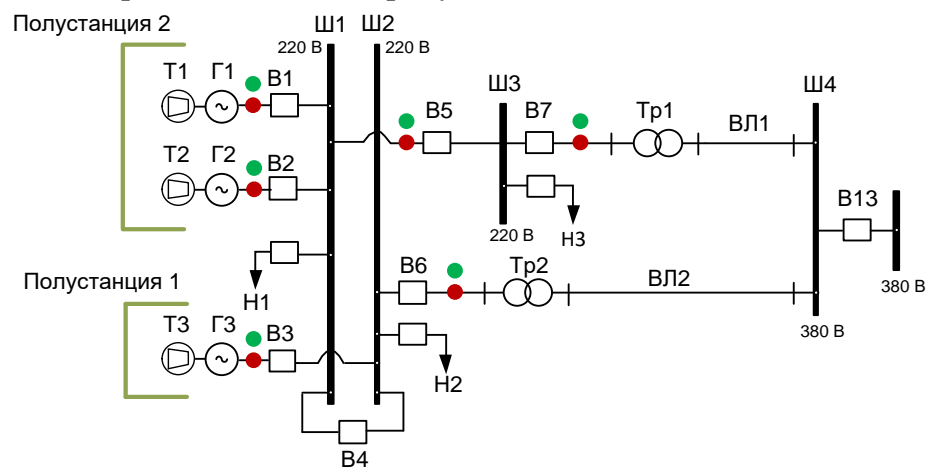


Рисунок 8 – Схема испытательной установки физической модели ЛСЭ, работающей, как автономно, так и параллельно с внешней сетью (зеленые и красные точки – места подключения ТН и ТТ)

В полном объеме функционал автоматики управления режимами ЛСЭ может быть реализован применительно к полустанции 2. При этом быстродействующими выключателями являются выключатели в сечениях S1, S2, т.е. В7, В5.

Все измерения режимных параметров, в том числе векторные, осуществляет измерительный модуль (измерительная подсистема ПТК).

На рисунке 9 представлена осциллограмма процесса восстановления нормального режима из состояния 5.1.

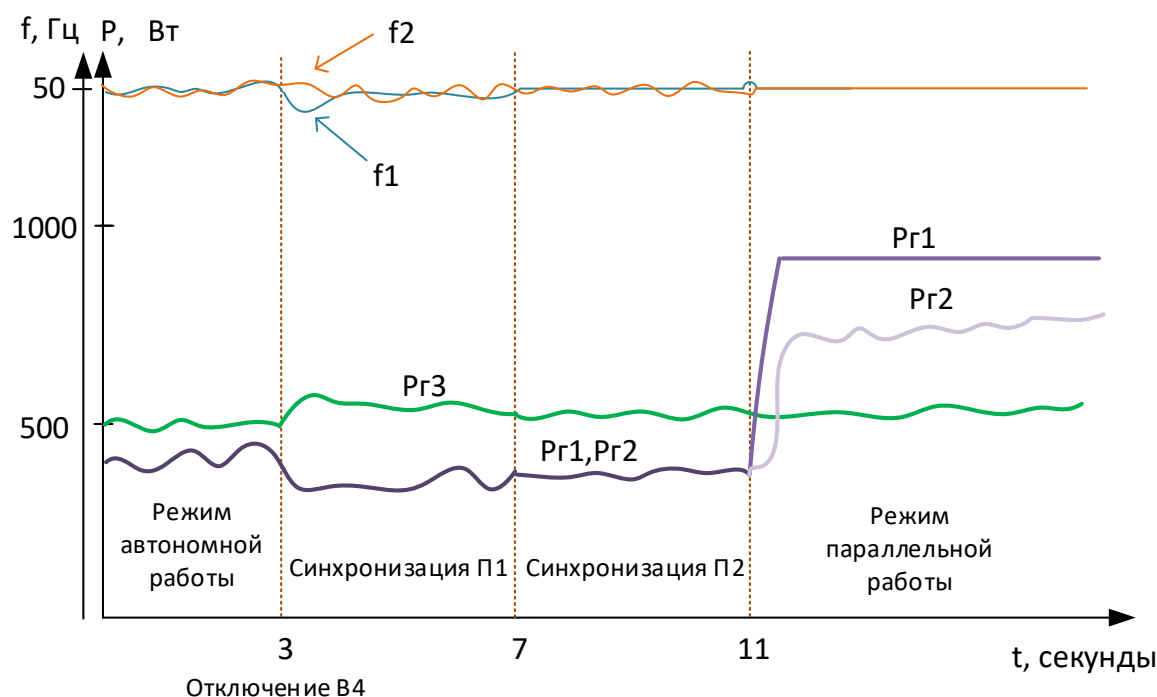


Рисунок 9 – Восстановление нормального параллельного режима из состояния 5.1

Из осциллограммы рисунка 9 видно, что после отключения ШСВ, на полустанции 2 увеличивается частота, но регуляторы за время менее 1 с возвращают ее в допустимую область, разгружая генераторы 1 и 2 (до 400 Вт), на полустанции же 1, частота просаживается, и за время 1 с регулятор возвращает ее в допустимую область, загружая генератор 3 (до 550 Вт), но так как на полустанции 1 нет резервов мощности, то она считается ущербной и ее следует как можно быстрее синхронизировать с внешней электрической сетью (при условии отсутствия запрета параллельной работы). Процесс синхронизации полустанции 1 занимает 4 с, после синхронизации на генераторе 3 меняется тип регулирования - поддержание нулевого перетока. Как только полустанция 1 синхронизировалась, автооператор синхронизирует полустанцию 2, этот процесс занимает 4 с, после синхронизации регулирование генератора 1 переводится в режим поддержания заданной выдачи мощности, его нагрузка становится равной 900 Вт, а регулирование генератора 2 переводится в режим поддержания баланса внутри модели ЛСЭ, он загружается до 700 Вт.

На рисунке 10 приведен процесс восстановления нормального автономного режима из состояния 2.5.

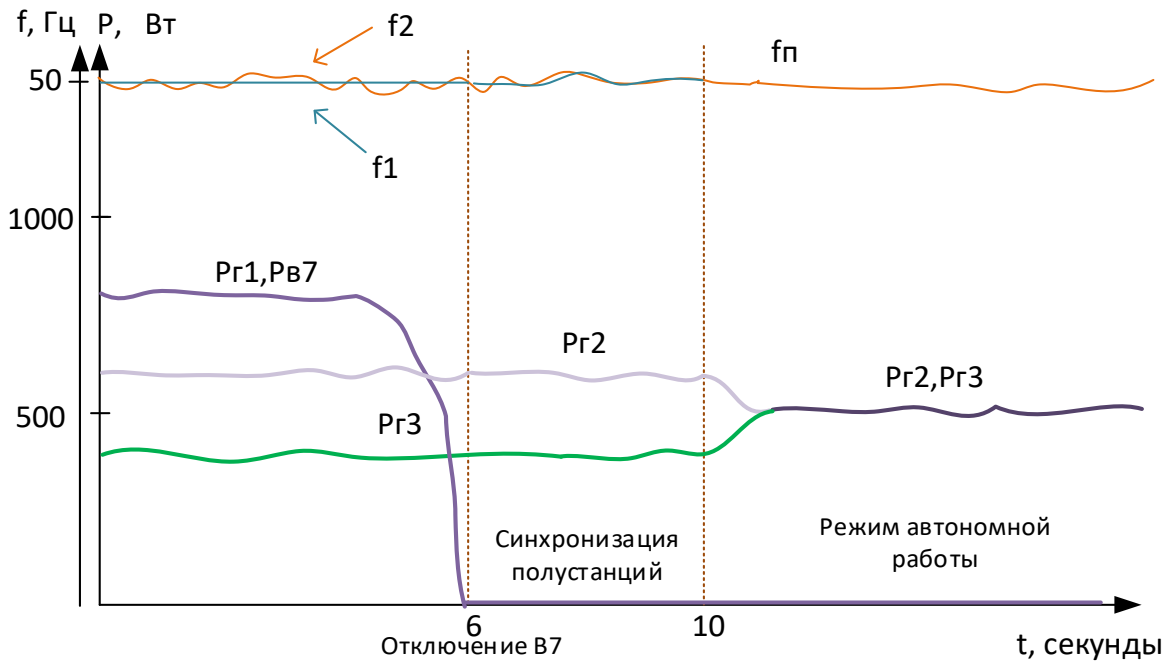


Рисунок 10 – Восстановление нормального автономного режима из состояния 2.5

Из оциллограммы рисунка 10 видно, что на промежутке времени от 0 с до 6 с происходит разгрузка внешнего сечения подстанции 2, при $t = 6$ с происходит сбалансированное отделение подстанции 2. Генератор 1 переводится в горячий резерв одновременно с отключением выключателя В7, у генератора 2 меняется тип регулирования на поддержание частоты. При $t = 6$ с начинается синхронизация двух подстанций, через 4 с синхронизация закончилась, нагрузка между генераторами 2 и 3 распределилась равномерно около 500 Вт.

В приложениях к диссертации содержатся результаты определения оптимальных траекторий восстановления НР изолированной и параллельной работы для любого состояния ЛСЭ, патент на изобретение и акты, подтверждающие внедрение результатов диссертационной работы.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Работа направлена на создание подсистемы восстановления нормального режима для автоматики управления режимами локальных систем энергоснабжения. Данная автоматика наделяет систему интеллектуальностью, убирает человека из процесса управления ЛСЭ, снимает технические барьеры для свободной интеграции (plug&play) ЛСЭ в ЕЭС, повышает КИУМ станции ЛСЭ и надежность ее работы.

Разработанная подсистема впервые решает задачу автоматического восстановления нормального режима ЛСЭ в составе автоматики путем идентификации текущего класса состояния с последующим его переводом и нормальное конечное состояние по самостоятельно определяемой траектории движения, используя принцип оптимальности Беллмана.

Задача идентификации класса состояния была решена на основе математического описания структурно-режимных состояний ЛСЭ с использованием агрегированных переменных для формализации всех состояний ЛСЭ.

Для нормальных режимов автономной и параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью предложен и запатентован способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции, работающей изолированно или параллельно с приемной энергосистемой, обеспечивающий возможность выдачи свободных генерирующих мощностей электростанции ЛСЭ во внешнюю сеть с выбором оптимального числа работающих генераторов и сменой режимов работы регуляторов мощности и возбуждения в зависимости от класса нормального режима.

На кафедре Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета с участием автора разработан и испытан на физической модели прототип автоматики управления режимом параллельной работы ЛСЭ на базе электростанции малой генерации с внешней электрической сетью энергосистемы.

В составе системной автоматики введена подсистема восстановления нормального режима, обеспечивающая как штатный перевод ЛСЭ между нормальными режимами, так и восстановление нормального режима из спорадически возникшего ненормального состояния.

Подсистема восстановления НР также была реализована в составе системной автоматики МиниGRID на физической модели энергосистемы НИУ МЭИ, которая отличалась от физической модели НГТУ помимо реализации возможности обмена мощностью между ЛСЭ и внешней сетью, реализованными возможностями управления пропускной способностью внешней сети, оптимизации режима по потерям в части внешней сети, а также более мощными моделями генераторов (25 кВА и 35 кВА). Разработанная подсистема подтвердила успешность восстановления нормального режима во всем многообразии схемно-режимных ситуаций при проведении испытаний и опытно-промышленной эксплуатации.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых научных изданиях (Перечень ВАК РФ):

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

2) Синхронизация MicroGrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах / Гуломзоде А., Ивкин Е.С, Семендяев Р.Ю., Фишов А.Г.// Релейная защита и автоматика: науч.-техн. журн. – 2021 - №2. – С. 32–42.

Патент на изобретение Российской Федерации:

3) Ивкин Е.С., Семендяев Р.Ю., Фишов А.Г. Патент на изобретение №2697510 Способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции с собственными нагрузками, работающей изолированно и параллельно с приемной энергосистемой Патент РФ №2697510, Опубликовано: Бюллетень изобретений №22 от 15.08.2019.

Публикации в журнальных рецензируемых научных изданиях:

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

5) Fishov A. G. Reconfiguration of the electric grid, regulators and modes control of the “unmanned power station” of low power at parallel operation with an external grid [Electronic resource] / A. G. Fishov, R. Y. Semendyaev, E Ifkin //13 International forum on strategic technology (IFOST 2018) : proc., China, Harbin, 30 May – 1 June 2018. – Harbin: IEEE, 2018. – P. 898-901.

6) Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, Р. Ю. Семендяев, Е. С. Ивкин // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017 г. : аннотации докл. - Санкт-Петербург, 2017. - С.30.

7) Семендяев Р. Ю. Анализ актуальности ограничений по устойчивости в сетях с распределенной генерацией / Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова. - 2017. - №2. - С. 241-247.

8) Semendyaev R. Y. Analysis of sustainability limitations for networks with distributed generation / R. Y. Semendyaev; language adviser E. T. Kitova; sci. ed. A. G. Fishov // Aspire to science: тез. гор. науч.-практ. конф. студентов, магистрантов и аспирантов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – С.90-91.

9) Семендяев Р. Ю. Алгоритм работы автоматики восстановления электроснабжения в сети с распределенной малой генерацией / Р. Ю. Семендяев; науч. рук. А. Г. Фишов // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 5–9 дек. 2016 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – Ч. 4. – С. 65-66.

10) Семендяев Р.Ю. Моделирование мультиагентного регулирования напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией / Р. Н. Хабибуллин, Р. Ю. Семендяев; науч. рук. А. Г. Фишов // Дни науки НГТУ–2014: материалы науч. студен. конф. : (итоги науч. работы студентов за 2013–2014 гг.). – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – С. 80.

Отпечатано в типографии

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

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

Заказ №388. Подписано в печать 22.10.2021 г.