

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

На правах рукописи



Чулюкова Маргарита Валерьевна

**РАЗРАБОТКА ПРИНЦИПОВ И МЕТОДА
АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ
АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Томин Никита Викторович

Иркутск – 2024

Оглавление

Введение	5
Глава 1. Исследование современных направлений развития ЭЭС в мире и их особенностей в России.....	15
1.1. Коцепция ИЭС.....	15
1.1.1. Перспективы трансформации существующих ЭЭС	17
1.1.2. Цифровые ЭР с РЭР	20
1.1.3. Проблемы и перспективы развития ЭЭС в восточных регионах России.....	25
1.1.4. Технология управления спросом.....	32
1.2. Функционирование ЭР с РЭР в аварийных ситуациях	37
1.2.1. Изолированный режим работы ЭР с РЭР.....	38
1.2.2. Режимные эффекты энергетической гибкости на базе технологии управления спросом.	42
1.2.3. Автоматические устройства с адаптивными алгоритмами для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях	46
1.2.4. Обоснование необходимости разработки новых способов обеспечения надежной работы ЭР с РЭР при аварийном выделении на изолированный режим работы.....	54
1.3. Постановка задач диссертации	57
1.4. Выводы по Главе 1	59
Глава 2. Разработка автоматики управления нагрузкой активных потребителей и методического подхода к повышению энергетической гибкости в ЭР с РЭР.....	61
2.1. Методологическое описание АУНАП	61
2.1.1. Структурная схема АУНАП	61
2.1.2. Принципы и метод работы АУНАП.....	64

2.1.3. Математическая модель АУНАП	66
2.1.4. Алгоритм работы АУНАП	77
2.1.5 Демонстрация работы алгоритма АУНАП	80
2.2. Согласование действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу	82
2.3. Методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР.....	87
2.4. Выводы по Главе 2	93
Глава 3. Экспериментальные исследования и перспективы внедрения АУНАП ..	94
3.1. Описание моделей тестовых схем ЭР с РЭР для исследований	95
3.2. Исследование сценариев аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу при учете действий традиционных автоматических устройств и новой АУНАП.....	104
3.2.1. Тестовая схема №1 городского назначения	106
3.2.2. Тестовая схема №2 промышленного назначения	109
3.2.3. Тестовая схема №3 сельскохозяйственного назначения.....	113
3.2.4. Тестовая схема №4 комбинированного назначения.....	5
3.3. Комплексный анализ полученных результатов исследований	20
3.4. Перспективы внедрения АУНАП.....	23
3.5. Выводы по главе 3.....	6
Заключение	127
Список сокращений	130
Список литературы	133
Приложение А – Акты внедрения	151
Приложение Б – Общая блок-схема алгоритма работы АУНАП	156

Приложение В – Пример расчета весового коэффициента	158
Приложение Г – Сценарии формирования УВ АУНАП.....	159
Приложение Д – Описание сценариев аварийного выделения на изолированную работу ЭР с РЭР и результаты расчетов переходных процессов	165

Введение

Актуальность темы исследования. При проектировании электроэнергетических систем (ЭЭС) устанавливается определенный уровень надежности электроснабжения потребителей. Высокий износ оборудования генерирующих и сетевых компаний наряду с недостаточными объемами и темпами его модернизации и цифровизации, снижение их способности выполнять свои технологические функции обуславливает рост числа аварийных отключений, что негативно отражается на надежности электроснабжения потребителей.

В условиях этих вызовов развитие распределенных энергетических ресурсов (РЭР) таких, как распределённая генерация (РГ), система накопления электрической энергии (СНЭЭ), интеллектуальные технологии в энергетике приводит к созданию новых интеллектуальных энергосистем (ИЭС) и открывает огромные возможности повышения эффективности и надежности их работы. Учитывая ограниченные финансовые, человеческие и временные ресурсы энергетических компаний, гибкий переход от традиционных ЭЭС к ИЭС представляет собой важную задачу для российских энергетиков и требует разработки новых оптимальных решений этой задачи. И это делает актуальными исследования, проведенные в диссертационной работе.

Надежная работа ЭЭС может быть определена количеством ее энергорайонов (ЭР), способных работать *изолированно* и поддерживать в них энергетический баланс в аварийных ситуациях. В связи с этим одним из важных аспектов перехода к новым направлениям развития ЭЭС для обеспечения надежности электроснабжения является энергетическая гибкость (англ. *energy flexibility*). В работе под энергетической гибкостью понимается способность РЭР в дополнение к существующим средствам регулирования гибкости целенаправленно оказывать управляемое техническое воздействие на баланс электрической энергии и мощности в энергосистеме. Оптимизированная работа РЭР на уровне ЭР позволяет поддерживать баланс спроса и предложения и управления ограничениями в сети, особенно в аварийных ситуациях.

Повышение энергетической гибкости для обеспечения надежности электро-снабжения ЭР с РЭР в аварийных ситуациях рассматривается путем применения технологии управления спросом (англ. *demand response*). Гибкость технологического производственного процесса позволяет потребителю изменять спрос на электроэнергию из сети и делает его «активным» участником энергорынка. Под «активным потребителем» понимается участник розничного рынка электроэнергии, у которого есть возможность оптимизировать график загрузки своих мощностей для минимизации затрат на электроэнергию или получения дохода от продажи собственной электроэнергии и мощности. Использование локальных источников энергоснабжения потребителя (резервных генерирующих установок (ГУ), СНЭЭ и др.) также способствует снижению потребления электроэнергии из внешней ЭЭС.

В связи с этим предложен новый вариант участия активных потребителей в решении вопросов послеаварийного управления на этапе восстановления нормального режима работы ЭР с РЭР и включения его в параллельную работу с ЭЭС, который направлен на предотвращение непредвиденных перерывов в электро-снабжении в периоды ограниченного предложения электроэнергии, реализованный в работе в виде новой автоматики управления нагрузкой активных потребителей (АУНАП).

Степень разработанности проблемы. Вопросами развития ЭЭС и обеспечения устойчивой и надежной их работы занимались многие отечественные ученые: Мелентьев Л.А., Веников В.А., Китушин В.Г., Руденко Ю.Н., Бартоломей П.И., Бушуев В.В., Воропай Н.И., Арцишевский Я.Л., Ерохин П.М., Курбацкий В.Г., Назарычев А.Н., Бердин А.С., Кучеров Ю.Н., Гуревич Ю.Е. и другие, а также зарубежные: Rehtanz Ch., Besanger Y., Eremia M., Cochran J., Miller M., Delikaraoglou S., Zinaman O., Milligan M., Buche M., Heussen K., Chongquing K., Heinen S., Hewicker C., Wang Y., Chen C., Chen X., Allan A. R.N. и др.

В нашей стране исследованиями вопросов управления различными режимами работы ИЭС занимаются учёные Нудельман Г.С., В.И. Антонов В.И., Ко-

роткевич М.А., Фишов А.Г., Глазырин В.Е., Ефимов Д.Н., Паздерин А.В., Куликов А.Л., Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Шарыгин М.В., Булатов Ю.Н. и др.

Проблемами управления нагрузкой в различных ее аспектах занимаются ученые разных стран: Совалов С.А., Непомнящий В.А., Гук Ю.Б., Огороков В.Р., Крумм Л.А., Эдельман В.И., Гордеев В.И., Папков Б.В., Михайлов В.В., Демура А.В., Чукреев Ю.Я., Корнилов Г.П., Лоскутов А.Б., Шунтов А.В., Иофьев Б.И., Дзюба А.П., Ханаев В.В., Богданов В.А., Семенов В.А., Яковлева Т.С., Васильев А.П., Boyu Xie, Linyao Zhang, Kotchakorn Maneebang, Janis Kampars, M. Ali Sönmez, Javad Jazaeri и другие.

Однако предлагаемые методы управления нагрузкой, как правило, были разработаны с целью повышения экономической эффективности и оптимизации работы ЭЭС. В настоящий момент в связи с появлением активных потребителей, имеющих определенный технологический ресурс управления своим электропотреблением, стало актуальным исследование вопросов управления нагрузкой в послеаварийных режимах.

Целью настоящей диссертационной работы является разработка принципов и метода автоматического управления нагрузкой активных потребителей, предоставляющих собственную мощность, для обеспечения надежности электроснабжения при аварийном выделении энергорайонов с распределенными энергетическими ресурсами на изолированную работу.

Задачи исследования включают в себя:

1. Исследование режимов работы ЭР с РЭР и проблемы при их функционировании в аварийных ситуациях.
2. Анализ существующих способов обеспечения надежной работы ЭР с РЭР.
3. Обоснование необходимости в разработке новых подходов к обеспечению надежности электроснабжения потребителей в ЭР с РЭР.
4. На основе технологии управления спросом разработка принципов и метода автоматического управления нагрузкой активных потребителей для обеспе-

чения надёжности электроснабжения потребителей ЭР с РЭР в послеаварийных режимах.

5. Разработка методических положений согласования действий существующих устройств противоаварийной автоматики (ПА) в комплексе противоаварийного управления (ПАУ) и предлагаемой автоматики АУНАП.

6. Разработка методического подхода к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР при различных возмущениях и переходе в послеаварийный режим.

7. Исследование эффективности работы АУНАП как дополнительного способа обеспечения надёжности электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме работы ЭР с РЭР, комплексный анализ полученных результатов.

Объектом исследования являются энергорайоны, подключенные к распределительной сети переменного тока общего пользования ЭЭС и включающие в себя распределенные энергетические ресурсы.

Предметом исследования являются процессы управления нагрузкой, основанные на принципах технологии управления спросом.

Методология и методы исследования. Диссертация выполнена с использованием комплексного подхода, включающего в себя методы математического моделирования, теорию имитационного моделирования, теорию автоматического управления, теорию оптимизации, теорию электрических сетей и систем, теоретические основы релейной защиты и ПА. Программная реализация выполнена с использованием объектно-ориентированного подхода средствами языка Python. Для имитационного моделирования объекта исследования, его функционирования в различных режимных ситуациях и анализа полученных результатов применялись ПВК RastrWin, RusTab, Pandapower.

Научная новизна. В работе получены следующие новые научные результаты:

1. Разработан метод автоматического управления нагрузкой активных потребителей для обеспечения надёжности электроснабжения потребителей ЭР с РЭР в послеаварийных режимах. В отличие от существующих мировых практик

использования технологии управления спросом, ориентированных на решение задач противоаварийного управления режимами работы ЭЭС, предложен новый вариант использования данной технологии для послеаварийного гарантированного восстановления электроснабжения потребителей и ликвидации дефицита мощности на уровне ЭР с РЭР путем использования дополнительной мощности активных потребителей.

2. Разработаны методические положения согласования действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой новой дополнительной автоматики АУНАП, направленные на исключение риска повторного нарушения устойчивости по частоте и напряжению в послеаварийном установившемся режиме и сохранения селективности выполнения действий АУНАП

3. Разработан методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях. В отличие от существующих мировых и отечественных практик решения проблем снижения гибкости ЭЭС и связанных с этим возникающих негативных последствий для потребителей, ориентированных на использование традиционных средств регулирования гибкости, предложен подход, который позволяет формировать мероприятия с оптимальным комплексным использованием всех существующих источников гибкости для гарантированного электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях.

Теоретическая значимость работы. Предложен и теоретически обоснован методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях. Диссертационная работа углубляет теоретические основы использования технологии управления спросом в части решения задач оперативно-технологического управления в электроэнергетике. Валидирована возможность применения разработанного метода АУНАП для обеспечения надежности электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях.

Практическая значимость работы.

1. Результаты практических исследований диссертационной работы верифицированы на авариях, происшедших в реальных действующих ЭР Дальнего

Востока, а именно Амурской области, Приморского края, Республики Саха (Якутия), и подтвердили актуальность применения предложенного в работе метода АУНАП в комплексе ПАУ и методического подхода к повышению энергетической гибкости для минимизации последствий для потребителей в аварийных ситуациях.

2. Метод АУНАП за счет автоматической реализации его алгоритмов без дополнительного отключения мощности позволяет ускорить процесс восстановления электроснабжения потребителей, перерыв в электроснабжении которых может привести к негативным социально-значимым последствиям, затрагивающим различные аспекты жизни.

3. Предложенные метод АУНАП и методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях были использованы компанией АО «Фонд Форсайт» при разработке технической концепции управления нагрузками и режимами работы микросети Международного аэропорта г. Петропавловск-Камчатский, а также при формировании алгоритмов диспетчеризации объектов РГ в ЭР с РЭР сельскохозяйственного назначения тепличного комплекса Поволжье в Ленинградской области.

4. Разработанный программный инструмент в среде Python для реализации метода АУНАП может быть интегрирован в программные комплексы оперативно-технологических служб электросетевых компаний (ЭСК) и использован в практических действиях оперативного персонала.

Положения, выносимые на защиту:

1. Принципы автоматического управления нагрузкой активных потребителей для обеспечения надежности электроснабжения ЭР с РЭР в послеаварийном режиме работы.

2. Методические положения согласования действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой новой АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу.

3. Методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях.

4. Результаты практических исследований эффективности работы АУНАП как дополнительного способа обеспечения надежности электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме работы реальных ЭР с РЭР.

Представленные выше научные положения обосновывают актуальность и значимость исследований в области использования технологии управления спросом для послеаварийного управления режимами работы ЭР с РЭР для повышения энергетической гибкости ЭЭС и представляет интерес для научного сообщества и практических специалистов в области электроэнергетики.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует следующим направлениям исследований паспорта специальности ВАК 2.4.3. Электроэнергетика:

Пункт 14. «Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы». Во второй главе в параграфе 2.1 диссертации представлен метод АУНАП для послеаварийного управления режимом потребления электроэнергии в ЭР с РЭР (п.1 научной новизны, положение 1, выносимое на защиту), в третьей главе в параграфе 3.3 диссертации представлены результаты практических исследований эффективности работы АУНАП как дополнительного способа обеспечения надежности электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме работы ЭР с РЭР (п.1 научной новизны, положение 4, выносимое на защиту);

Пункт 16. «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике». Во второй главе диссертации представлены: в параграфе 2.1 – новая автоматика АУНАП (п.1 научной новизны, положение 1, выносимое на защиту), в параграфе 2.2 – методические положения согласования действий существующих устройств ПА и новой дополнительной автоматики АУНАП в существующий комплекс ПАУ (п.2 научной новизны, положение 2, выносимое на защиту), в параграфе 2.3 – методический подход к повышению энергетической гибкости для

обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях с использованием новой автоматики АУНАП (п.3 научной новизны, положение 3, выносимое на защиту);

Пункт 20. «Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии». Во второй главе в параграфе 2.1 диссертации представлена новая автоматика АУНАП, разработанная на базе технологии управления спросом (п.1 научной новизны, положение 1, выносимое на защиту).

Достоверность полученных результатов обеспечивается корректным использованием основных положений теорий математического моделирования и автоматического управления, точностью имитационных моделей и их соответствию для исследуемых процессов, а также проверкой и сопоставлением теоретических положений и результатов, которые были получены в экспериментальных исследованиях. Результаты полностью коррелируют с данными, полученными другими отечественными и зарубежными авторами.

Апробация результатов. Основные теоретические положения и научные результаты докладывались и обсуждались на следующих научно-практических конференциях, семинарах и симпозиуме:

1. IX Международная научно-техническая конференция «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Россия, г. Благовещенск, 2019 г.);

2. Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon 2018» (Россия, г. Владивосток, 2018 г.);

3. International Workshop on Flexibility and Resiliency Problems of Electric Power Systems (Россия, г. Иркутск, 2019 г.);

4. 11th Symposium on Control of Power and Energy Systems (онлайн-доклад, 2022 г.);
5. 95-й Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (Россия, Иркутская обл., п. Ольхон, 2023 г.),
6. 97-й Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (Россия, г. Новосибирск, 2025 г.).

Реализация диссертационной работы. Результаты работы внедрены в производственные процессы АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», АО «Фонд Форсайт» и РУП «Белэнергосетьпроект» Республики Беларусь (Приложение А).

Публикации. По теме исследования опубликовано 13 печатных научных работ (в том числе сборники статей конференций), из них 3 – в изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности 2.4.3., 3 – в изданиях, включенных в базы Scopus и Web of Science, 7 – в иных изданиях.

Структура и объем диссертации. Диссертация содержит введение, 3 главы и заключение, 5 приложений, изложенные на 174 страницах, и включает в себя 9 таблиц, 33 рисунка и список литературы из 143 наименований. В приложениях приведены сведения об апробации и применении результатов исследования.

Личный вклад. Автором идеи создания предложенной в работе автоматики АУНАП является член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор Воропай Н.И. и им же была инициирована данная диссертационная работа.

Личный вклад соискателя состоит:

- в рамках обзорно-аналитической работы – обоснование актуальности разработки новых методов обеспечения надежности электроснабжения;
- в рамках научно-методической работы – разработка математической модели и алгоритма работы АУНАП, разработка положений согласований действий АУНАП с другими устройствами ПА, разработка алгоритма работы методическо-

го подхода к повышению энергетической гибкости и определение критериев оценки его эффективности;

- в рамках практических исследований – разработка моделей ЭР с РЭР и сценариев их аварийного выделения на изолированную работу, анализ полученных результатов.

Совместно с член-корреспондентом РАН Воропаем Н.И. соискателем был подобран материал для обзорно-аналитической работы, выполнена постановка задач диссертации, совместно с д.т.н. Курбацким В.Г. были сформулированы требования к АУНАП и селективности ее работы, совместно с к.т.н. Томиным Н.В. был разработан программный инструмент для реализации новой автоматики АУНАП и выполнены вычислительные эксперименты с его использованием.

Глава 1. Исследование современных направлений развития ЭЭС в мире и их особенностей в России

1.1. Концепция ИЭС

В последнее десятилетие в мире активно развивается концепция ИЭС [1–4], ее использование в России для преобразования электроэнергетики также актуально и востребовано. Исследования сосредоточены на создании нового технологического базиса ИЭС и развитии соответствующих технологий, что требует кооперации отраслевых научно-производственных и технологических институтов, осуществляющих новые разработки, с электроэнергетическими компаниями, которые внедряют и используют такие разработки в производстве [2–5].

В процессе модернизации электроэнергетики ключевая роль отводится электрической сети как структуре, обеспечивающей надежные связи между генерацией и потребителями. За счет современных сетевых технологий, обеспечивающих адаптацию и активное взаимодействие, появляются возможности создания эффективно функционирующей системы с интегрированными информационно-диагностическими системами и системами автоматизации управления [6–7].

Таким образом, развитие электроэнергетики должно идти в ногу с развитием информационных технологий, так как электрические сети будущего – это цифровые сети [8].

За рубежом такие сети получили название Smart Grid («умные сети»), под которыми понимаются высокоавтоматизированные и интеллектуальные активно-адаптивные электрические сети, обладающие рядом свойств: непрерывный самоконтроль состояния и самовосстановление компонентов сети; повышенная потребительская и системная надежность; интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ); участие активных потребителей; повышенная физическая и кибернетическая защищенность и др.

Совершенно новая концепция «умных сетей» стала неотъемлемой частью плана развития устойчивой энергетической структуры многих зарубежных горо-

дов, основными ориентирами которой являются энергообмен вместо энергоснабжения, накопление и регенерация энергии, полностью автоматическое управление спросом и выработкой электроэнергии [9–12].

В России продвижением приоритетных проектов данного направления возложено на Агентство стратегических инициатив [13] в рамках программы «Национальной технологической инициативы» (НТИ) по направлению «Энерджинет». Наиболее крупные и системообразующие проекты НТИ «Энерджинет» получают государственную поддержку на основании Постановления от 18 апреля 2016 г. № 317 «О реализации Национальной технологической инициативы», а именно: «Цифровой РЭС», «Архитектура Интернета энергии», «Энергозапас», «Топаз», «VПлатформа», «Канатоход». В границах реализации плана мероприятий по совершенствованию законодательства и снятию административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет», утвержденного Распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года № 1526-р, реализуются следующие регуляторные эксперименты: «Активные энергетические комплексы» (АЭК), «Агрегаторы управления спросом», «Цифровые распределительные электрические сети» [14].

Практическим внедрением вышеуказанных инициатив активно занимается ПАО «Россети» - крупнейшая ЭСК в России и мире. Кроме того, для разработки, испытания и сертификации оборудования, создания прорывных решений в области энергетики в 2024 году ПАО «Россети» открыли в г. Санкт-Петербурге Интеллектуальную лабораторию цифровых сетей. Специально для лаборатории создан самый мощный в России (35 тыс. узлов) комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени, который по своим показателям превосходит многие зарубежные аналоги. Кроме того, в состав лаборатории входят специализированные центры для изучения технологий распределенной энергетики, климатических и электромагнитных исследований, тестирования оборудования связи, работ в сфере кибербезопасности [15].

1.1.1. Перспективы трансформации существующих ЭЭС

Рост значимости распределительных электрических сетей и трансформация их в электросетевую платформу для гибкой и надежной интеграции в единую энергосистему РЭР привели к созданию систем электроснабжения нового поколения с новыми фундаментальными принципами развития и функционирования ЭЭС, как критически важных инфраструктур, что требует адаптации к новым реалиям [16, 17].

РЭР (*англ. Distributed Energy Resources*) – это ресурсы малой мощности на стороне потребителей, к которым относятся РГ, в том числе на базе ВИЭ, системы хранения электроэнергии, автоматизированные платформы управления спросом (*англ. Demand Response*).

В соответствии с данными, представленными в работе [17], в ИЭС наблюдается ряд значительных инноваций. В частности, выделяются следующие три ключевые тенденции:

1. Децентрализация генерации и приближение к потребителю: отмечается стремление к размещению РЭР непосредственно вблизи конечных пользователей. Это позволяет существенно сократить расстояние передачи электроэнергии, снизить нагрузку на сети, уменьшить потери при передаче и повысить надежность электроснабжения, особенно на участке "последней мили".

2. Накопление/аккумулирование излишков энергии: интеграция РЭР в общую ЭЭС открывает возможности для аккумулирования и накопления избыточной энергии у потребителей. Это позволяет им предоставлять услуги (например, на балансирующем рынке или рынке системных услуг) и участвовать в розничных и оптовых рынках электроэнергии.

3. Развитие интеллектуальных систем управления: подчеркивается потенциал создания интеллектуальных систем управления распределенного типа, основанных на работе с большими данными и реализующих принцип Plug & Play. Это обеспечивает совместимость, гибкость и быстрое масштабирование объектов и систем, особенно на нижнем уровне. Это направление приобретает особую важность,

учитывая увеличение числа вовлекаемых в управление объектов (в связи с развитием РЭР и активных потребителей) и автоматизированного электрооборудования, которое на порядки превышает объемы управления в традиционной электроэнергетике.

Принципиальные отличия традиционных ЭЭС от ИЭС, которые были подробно описаны в [18], показаны на рисунке 1.1. Одним из основополагающих принципов является переход от вертикально-подчиненного управления к мультиагентному управлению (от вертикали к горизонтали). Такой подход, когда каждая система или ее элемент имеет своего агента, управляемого из внешней сети через ответную реакцию на его воздействие, позволяет повысить управляемость ИЭС и гибкость использования технологий преобразования, транспорта, хранения энергии, включающую активного потребителя.



Рисунок 1.1 – Схема преобразования традиционных ЭЭС в ИЭС

Последним трендом для преобразования сетей среднего и низкого напряжения в России стало создание промышленных объектов распределенной энергетики АЭК в системах внутреннего электроснабжения промышленных предприятий, а также локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС) в системах энергоснабжения бытовых и приравненных к ним потребителей. Согласно определению, представленному в [19], ЛИЭС представляет собой ЭР с источником электроэнергии мощностью до 25 МВт и распределительной сетью генераторного напряжения. Ключевой особенностью ЛИЭС является наличие системы управления, расширяющей возможности нормальной работы сети и обеспечивающей работоспособность множества послеаварийных схемно-режимных состояний. Преимуществами таких систем являются ориентация на потребности потребителя ("клиентоориентированность") и высокий уровень интеллектуализации управления, позволяющий эффективно функционировать в различных режимах работы сети. Важно отметить, что развитие АЭК и ЛИЭС обозначено как приоритетное направление в Стратегии научно-технологического развития и Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [20, 21].

Пилотным проектом создания коммунальной ЛИЭС стала система энергоснабжения микрорайона «Березовый» в г. Новосибирск - совместная отечественная разработка Кафедры автоматизированных энергосистем Новосибирского государственного технического университета и специалистов новосибирской компании «Модульные Системы Торнадо». Интеграция данной ЛИЭС, которая до 2021 года работала в островном режиме, в региональную систему централизованного электроснабжения уникальна и является прорывным проектом не только на уровне России, но и в мировом масштабе [22–24]. Успешная практическая реализация данной ЛИЭС подтвердила конкурентоспособность малой (распределенной) энергетики с большой энергетикой и ее значимость для эффективного развития энергетической отрасли. На сегодняшний день суммарная мощность ЛИЭС в России составляет около 15–17 ГВт, однако их число растет [25–27]. И это обусловлено, в первую очередь, наличием во многих регионах РФ локальных дефицитов электрической и тепловой энергии. Создание ЛИЭС на основе розничной когенерации де-

лает доступным для потребителей более дешевых и экологически чистых источников электрической и тепловой энергии [19]. Также является уникальной разработанная автоматика управления режимами ЛИЭС. В ней реализованы все основные функции управления, освобождающие оперативно-технологический персонал ЭСК и ЛИЭС от принятия решений в темпе процесса, что позволяет снизить риск неправильных действий персонала. Назначение автоматики управления режимами — выполнение функций автооператора самобалансированной ЛИЭС, способной работать как параллельно с ЕЭС России в режимах избытка, дефицита и самобаланса по мощности под автоматическим режимным и противоаварийным управлением, так и в островном режиме, обеспечивая надежное электроснабжение потребителей ЛИЭС [28].

1.1.2. Цифровые ЭР с РЭР

Переход к ИЭС с энергоисточниками в непосредственной близости от потребителей электроэнергии обусловил создание децентрализованной системы управления такими объектами. Создание ИЭС на основе использования цифровых технологий в системах управления формирует важное требование: согласованность централизованной и децентрализованной систем управления, позволяющая интегрировать РЭР в состав централизованных региональных ЭР. Возникла ситуация, когда требуется найти оптимальные подходы к совместному централизованному и децентрализованному управлению режимами.

В нашей стране реализация новых подходов к управлению ИЭС и созданию ЭР с РЭР осуществляется за счет создания цифровых районов электрических сетей (ЦРЭС). ЦРЭС — это районы электрических сетей, в которых внедрены современные цифровые технологии, обеспечивающие высокий уровень автоматизации, наблюдаемости и управляемости в режиме реального времени. Это позволяет значительно повысить надежность и эффективность работы электросети, а также снизить затраты на ее обслуживание. Визуально модель ЦРЭС показана на рисунке 1.2.

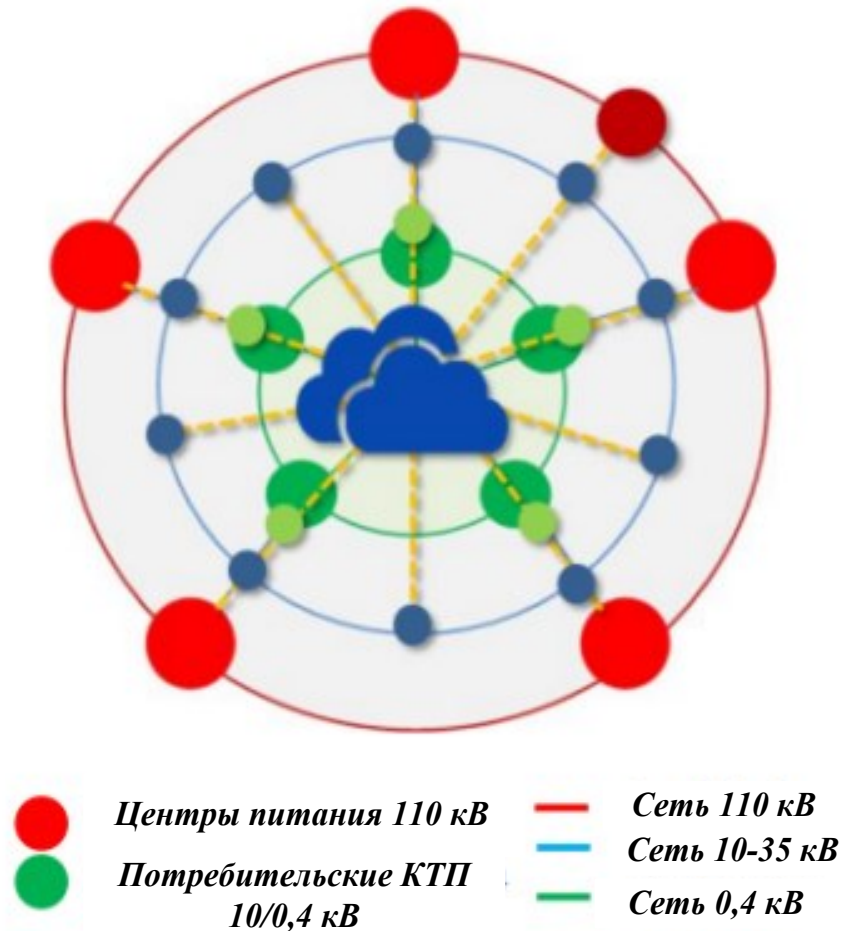


Рисунок 1.2 – Модель ЦРЭС. Адаптирован из [14]

ЦРЭС является ключевым продуктом НТИ – долгосрочной комплексной программой по созданию условий для обеспечения лидерства российских компаний на новых высокоинтеллектуальных технологиях [29].

Ожидаемые эффекты от создания ЦРЭС: повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, снижение потерь электрической энергии до обоснованного технического уровня, упрощение доступа потребителей к электро-сетевой инфраструктуре, оптимизация совокупной стоимости владения жизненным циклом системы, развитие новых сервисов для потребителей, опережающая модернизация инфраструктуры при сохранении тарифов.

Достижение данных эффектов ожидается за счет технологий ЦРЭС, приведенных в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Технологии ЦРЭС: возможное влияние и эффекты [30]

Технология	Возможное влияние	Эффекты
Онтологические модели деятельности (Business Ontology)	Постепенная цифровизация (оптимизация) деятельности по основным бизнес-процессам компании	Снижение себестоимости всех бизнес-процессов компании
Цифровые двойники (Digital Twins)	В рамках развития онлайн и оффлайн систем поддержки принятия решений создание математических моделей сети, объектов, процессов и т.д.	Снижение операционных затрат и развитие новых видов бизнеса для компании
Промышленный интернет вещей (IIoT)	Существенное снижение CAPEX и OPEX на сбор данных от удаленных объектов и устройств сети, в том числе качественное увеличение объема этих данных	Оптимальность принятия решений по оперативной и перспективной обстановке. Дополнительные эффекты за счет общей обработки технологических и корпоративных данных
Большие данные (Big Data)	Существенное повышение прозрачности деятельности, качественное насыщение данными онлайн и оффлайн систем поддержки принятия решений	Оптимальное принятие решений по оперативной и перспективной обстановке. Дополнительные эффекты за счет общей обработки технологических и корпоративных данных
Машинное обучение (Machine Learning)	Автоматизированная обработка массивов данных в рамках задач онлайн и оффлайн систем поддержки принятия решений при наличии соответствующих математических алгоритмов	Оптимальность принятия решений по оперативной и перспективной деятельности
Распределенные реестры (Blockchain)	Исключение посредников в цепочке реализации кВтч до конечного потребителя, переход на автоматизированные Smart-контракты, развитие сервиса для активных потребителей и распределенной энергетики	Развитие новых видов сервисов (бизнеса) сетевых компаний для субъектов рынков

Архитектура ЦРЭС представлена на рисунке 1.3. Трансформатор на схеме ЦРЭС является одним из главных элементов и играет ключевую роль в реализации

стратегии цифровой трансформации электросетевого комплекса, оказывая непосредственное влияние на достижение целевых показателей:

- Уровень потерь электрической энергии, %.
- Наблюдаемость сети, %.
- SAIDI, час.
- SAIFI, ед.

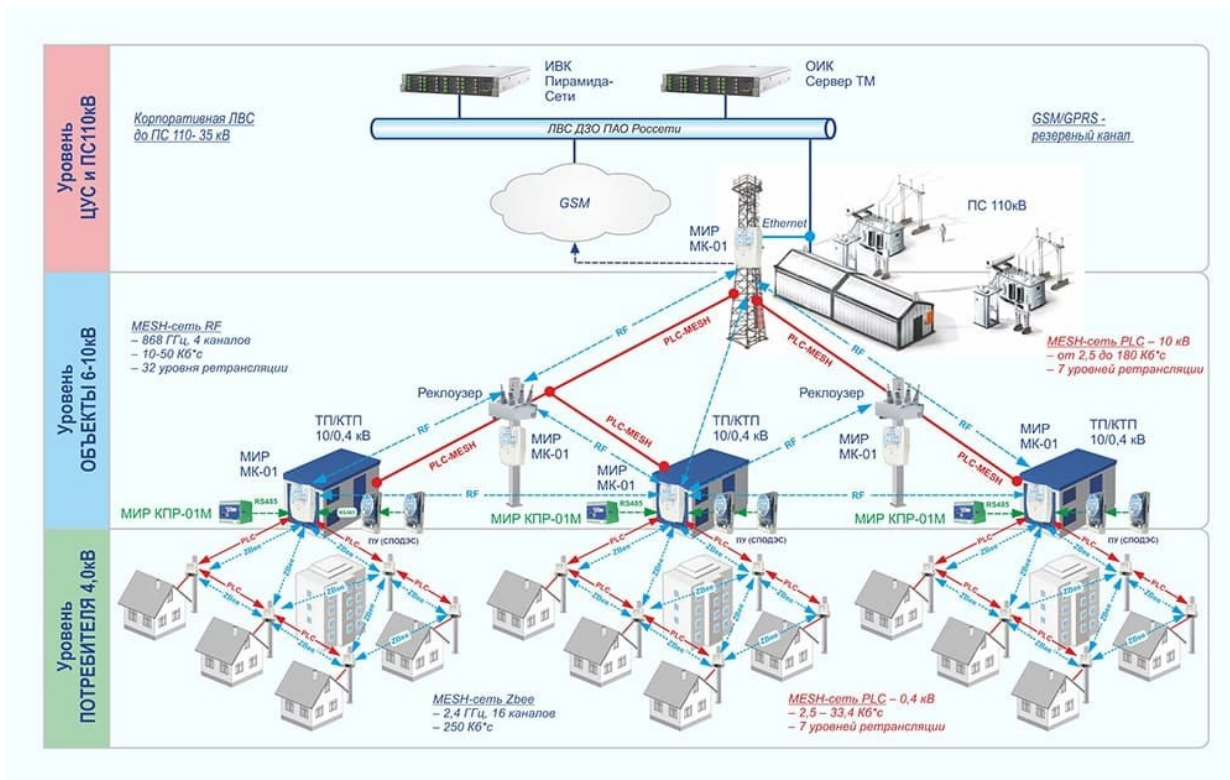


Рисунок 1.3 – Архитектура ЦРЭС. Адаптирован из [31]

Как видно, ЦРЭС обладают большим потенциалом для интеграции в них источников РЭР, что также позволит улучшить вышеуказанные показатели и дополнительно снизить дефицит мощности в аварийных ситуациях.

В РФ пилотный проект "Цифровой РЭС" был запущен еще в 2015 году в рамках НТИ "Энерджинет" в Мамоновском и Багратионовском районах электрических сетей АО «Янтарьэнерго». Проект состоит из трех этапов [32]:

- распределенная автоматизация,
- комплексная система энергомониторинга;
- комплексная система управления.

В рамках первого этапа на территории ЦРЭС были установлены 54 реклоузера, модернизированы 32 ячейки на центрах питания. В рамках второго установлено более 12 тысяч интеллектуальных приборов учета. Для реализации третьего этапа на данный момент завершается модернизация всех диспетчерских пунктов, вычислительной инфраструктуры, цифровой радиосвязи, создается тренажер диспетчера.

Важным этапом для создания эффективного управления электросетевым комплексом ЦРЭС является внедрение на базе отечественного комплекса «СК-11. SCADA» единой автоматизированной системы оперативно-технологического управления "Олимп". В настоящее время АО «Янтарьэнерго» ведет работу по интеграции в "Олимп" трех модулей:

- система "Анализ установившихся режимов", которая позволяет онлайн анализировать отклонения уровней напряжения при различных режимах работы сети с учетом ее топологии;

- система "Анализ потерь электроэнергии", которая в режиме реального времени производит расчет и анализирует баланс энергии на основе данных приборов учета;

- система «Управления отключениями и восстановлением электроснабжения потребителей».

Все технологии и принципы проекта «Цифровой РЭС» уже получили своё масштабирование не только на территории Калининградской области, но и на территории других подразделений группы ПАО «Россети» [33 – 35 и др.]. В зоне эксплуатационной ответственности ПАО «Русгидро» в Приморском крае на территории Дальневосточного федерального округа (ДФО) также стартовал пилотный проект «Умный РЭС», задача которого заключается в автоматизации и цифровизации Надеждинского РЭС. В дальнейшем проект ляжет в основу масштабной модели распределительной сети нового поколения [36].

Наряду с положительными эффектами от технологий, реализуемых в ЦРЭС, сегодня важно также обеспечить решение возникающих сопутствующих проблем,

таких, как риск кибератаки, импортозамещение, ремонтпригодность и взаимозаменяемость компонентов ЦРЭС [37 – 39].

1.1.3. Проблемы и перспективы развития ЭЭС в восточных регионах России

Рост ИЭС нового поколения, как правило, связан со строительством новых строительных объектов различного назначения и связанных с этим вводом новых генерирующих мощностей. При этом высокий уровень надежности электроснабжения потребителей закладывается изначально при проектировании ИЭС. Наряду с этим, идет обратная тенденция снижения надежности электроснабжения в ЭР старого поколения, число которых несравнимо больше в ЭЭС. Высокий износ оборудования энергетических компаний относительно его модернизации и, как следствие, снижение его способности выполнять свои технологические функции по производству, передаче и распределению электроэнергии для потребителей негативно отражается на надежности электроснабжения и на имидже самих энергетических компаний. Недавно установленное оборудование казалось самым передовым, но со временем оно устарело как физически, так и морально. Возникает вопрос, стоит ли заменить полностью энергетическое оборудование, которое уже давно эксплуатируется, или же провести его ремонт или модернизацию и продолжить использование. В условиях ограниченных финансовых, человеческих и временных ресурсов этот выбор является актуальной проблемой для российских энергетиков и ведет к поиску новых оптимальных решений [40].

Необходимо отметить актуальность вышеуказанных проблем для стратегически важных регионов России – Сибирского федерального округа (СФО) и ДФО (рисунок 1.4). Буквально три-четыре года назад в этих регионах РФ не наблюдалось дефицита электрической энергии и мощности, так как их ЭЭС были всегда избыточными. Дефициты мощности носили локальный характер и были обусловлены недостаточным развитием электрических сетей (особенно низких классов напряжения 35 кВ и ниже), к которым подключено большинство потребителей ре-

гионов [42]. Известно, что характерной особенностью СФО и ДФО является относительно низкая плотность населения на громадных и слабо освоенных в производственном отношении территориях. В связи с этим, даже в районах с развитой ЭЭС имеется значительное количество мелких удаленных и малонаселенных поселений. Проблема надежного и качественного электроснабжения такого рода регионов остается острой в социальном, техническом и экономическом аспектах.

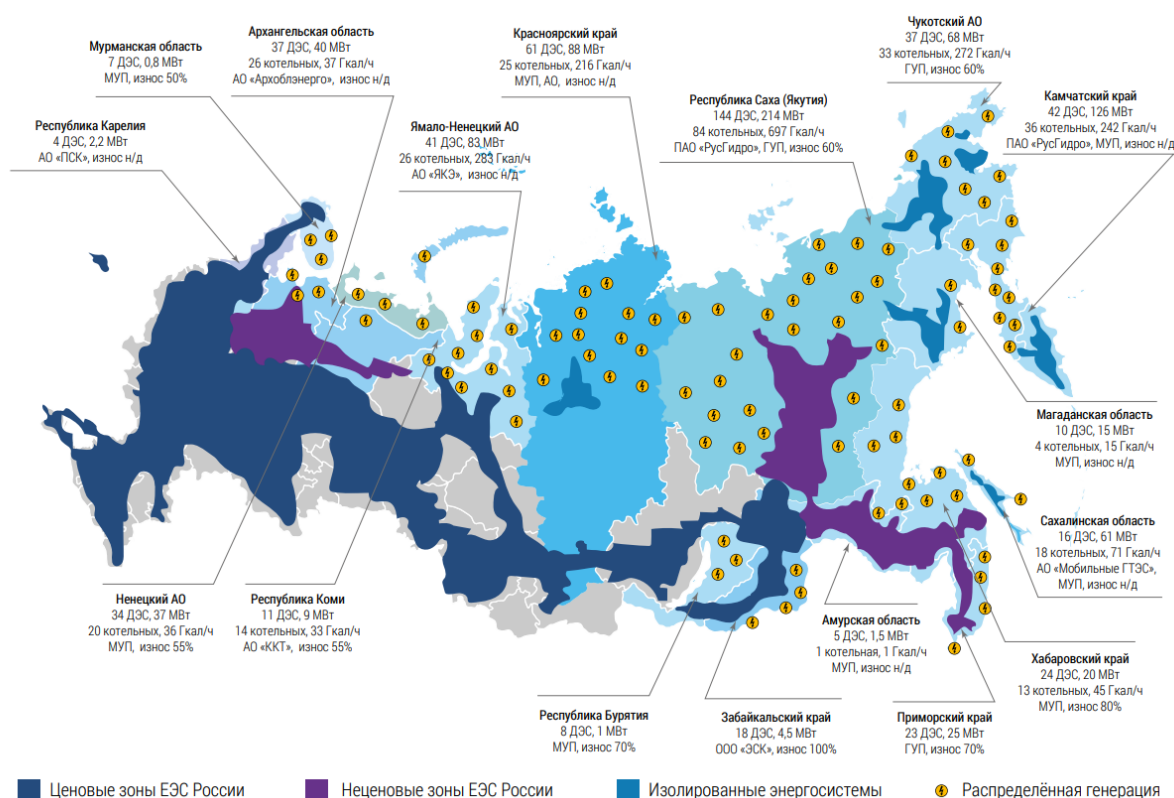


Рисунок 1.4 – Локальная генерация в населенных пунктах ДФО и Арктической зоны России. Адаптировано из [41]

Особое внимание в настоящее время уделяется ДФО, развитие которого, как отметил Президент РФ на Восточном экономическом форуме в 2023 году, является приоритетом России в XXI веке. Краткая характеристика объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, входящая в состав ДФО, представлена в [43]. В нее входят региональные ЭЭС Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автоном-

ной области, Приморского края и Республики Саха (Якутия). Эти ЭЭС связаны линиями электропередачи (ЛЭП) 220 и 500 кВ, обеспечивая единый режим их работы. В ОЭС Востока есть связь с ЭЭС Иркутской области и Забайкальского края, входящих в ОЭС Сибири по ЛЭП 220 кВ, которые имеют ограниченную пропускную способность. Из ЭЭС Амурской области по ЛЭП 110, 220 и 500 кВ осуществляется транзит мощности в северные районы Китая. ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири по ЛЭП 220 кВ. Постоянная параллельная синхронная работа единой энергосистемы (ЕЭС) России (1 синхронная зона) с ОЭС Востока (2 синхронная зона) не осуществляется.

С 01.01.2024, после принятия Тихоокеанским регионально-диспетчерским управлением (РДУ) функций оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) в технологически изолированных территориальных ЭЭС (ТИТЭС), расположенных в ДФО – энергосистемах Чукотского автономного округа, Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, в операционную зону ОДУ Востока входят территории 9 субъектов Российской Федерации.

Режимом работы ОЭС Востока управляет филиал АО «Системный оператор (СО) ЕЭС» ОДУ Востока. По состоянию на 1.01.2024 год суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Востока (начиная от 5 МВт и выше) составляет 14,3 ГВт, из которых ОЭС Востока – 11,2 ГВт, ТИТЭС – 3,7 ГВт, общая протяженность ЛЭП напряжением 110–500 кВ около 44 тыс. км. Эксплуатацию магистральных электрических сетей и подстанций напряжением 220-500 кВ на территории ДФО осуществляет ПАО «Федеральная сетевая компания (ФСК) ЕЭС» – «Магистральных электрических сетей (МЭС) Востока».

Крупнейшей ЭСК в ОЭС Востока, осуществляющей деятельность по передаче и транспортировке электрической энергии по распределительным сетям 0,4-110 кВ и оказывающей услуги по технологическому присоединению к электрическим сетям компании, является АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) (входит в Группу компаний ПАО «РусГидро»). Согласно [44] АО «ДРСК» с 1 сентября 2024 года приобрела статус системообразующей территориальной сетевой организации (СТСО) на территориях субъектов Амурской об-

ласти, Приморского края, Хабаровского края и Еврейской Автономной области. В соответствии с [45] АО «ДРСК» в данном статусе определена как единый центр ответственности по энергоснабжению потребителей в этих регионах, по решению региональных штабов будет принимать участие в устранении последствий технологических нарушений в сетях сторонних сетевых компаний и на бесхозных объектах. Данная мера для региональных властей решает серьезную проблему обслуживания бесхозных сетей и взаимодействия с мелкими сетевыми организациями, ненадлежащим образом обслуживающими сети.

Как и в СФО основными в структуре генерирующих источников ДФО являются тепловые электростанции (около 60 %). ПАО «РусГидро» и АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в Группу компаний ПАО «РусГидро») являются крупнейшими производителями электроэнергии в регионе. Отсутствие в ОЭС Востока стимула для модернизации генерирующих мощностей повышает риски для стабильности энергоснабжения вследствие морального и технического устаревания оборудования. Болотистая почва, тайга, значительные расстояния между генерирующими объектами и потребителями — все это делает низкоэффективным централизованное планирование электрогенерации в регионе по регулируемым тарифам. Развитие магистральной железнодорожной инфраструктуры — БАМа и Транссиба в рамках модернизации и расширения Восточного полигона также определяет высокую потребность в увеличении выработки электроэнергии и повышении надежности энергоснабжения.

Согласно отчету СО ЕЭС [46], потребление электроэнергии и мощности по ДФО в отопительно-зимний период (ОЗП) ежегодно растет, как показано на рисунке 1.5. Зафиксированные исторические максимумы потребления, которые показаны в таблице 1.2 также подтверждают это.

Наряду с этим остается напряженной ситуация с высокой аварийностью объектов генерации: среднее значение величины аварийного снижения мощности тепловых электростанций (ТЭС) ОЭС Востока в период с января по август 2023 года увеличилось по отношению к аналогичному периоду 2022 года на 338 МВт и составило 664 МВт. В условиях растущего электропотребления СО ЕЭС отсутству-

ют возможности согласования дополнительных ремонтных площадок в требуемых объемах из-за крайне напряженной режимно-балансовой ситуации и высокой аварийности генерирующего оборудования (таблица 1.3). Также существует риск исчерпания ресурса и последующей остановки газотурбинных установок (ГТУ) иностранного производства в связи с санкционными ограничениями на ТЭС в Якутии, Приморском крае, Сахалинской области.

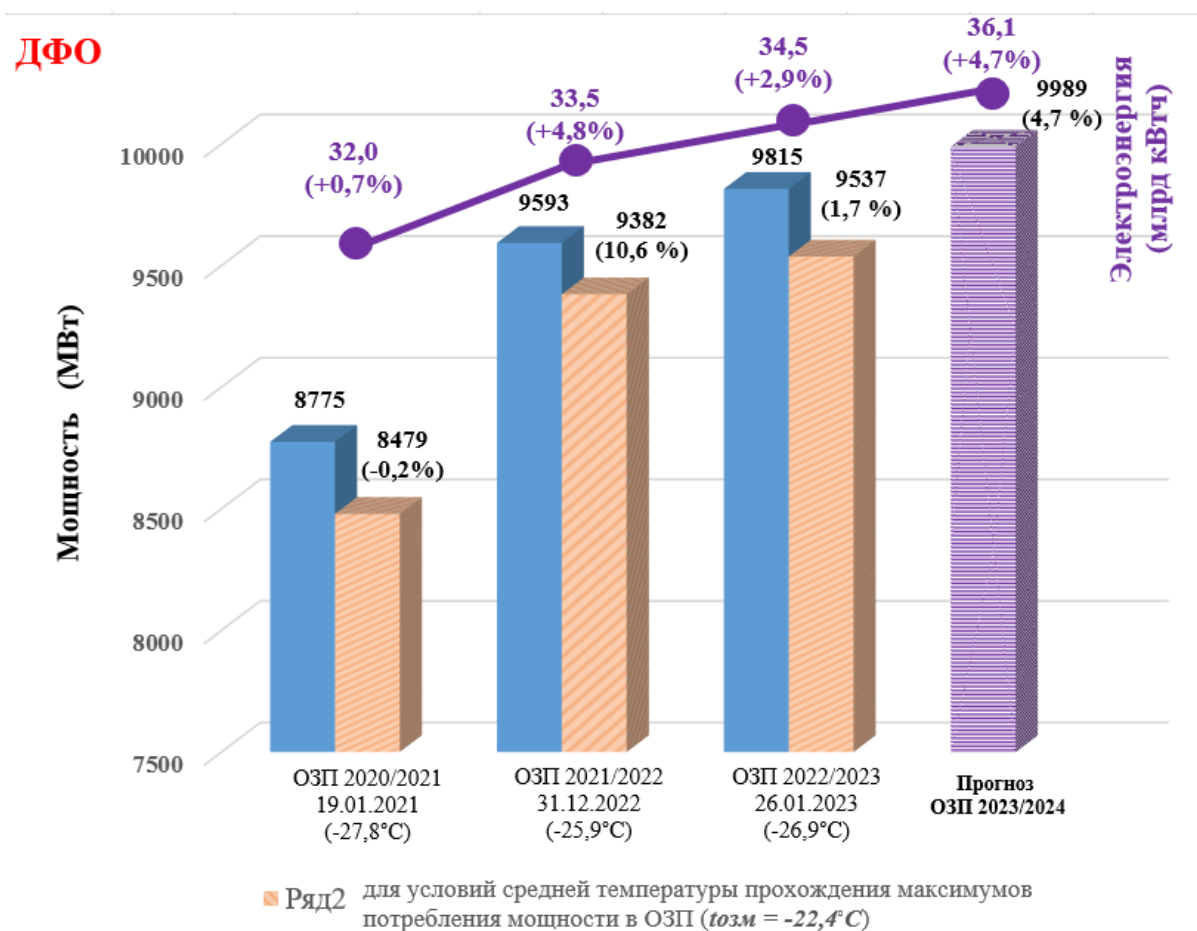


Рисунок 1.5 – Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ДФО в ОЗП

Приказом Минэнерго России от 31.05.2023 № 356 отдельные территориальные энергосистемы ОЭС Востока включены в перечень энергосистем, характеризующихся режимом с высокими рисками нарушения электроснабжения в 2023 – 2024 годах, и определён комплекс первоочередных мероприятий, необходимых для минимизации рисков нарушения электроснабжения в энергосистемах Респуб-

лики Саха (Якутия), Приморского и Хабаровского края, а также Амурской и Еврейской автономной областей.

Таблица 1.2 – Исторические максимумы потребления мощности в ДФО

Энергосистема	Предыдущий исторический максимум потребления	Исторический максимум потребления, достигнутый в ОЗП 2022/2023	Δ, МВт
ДФО	9593 МВт 31.12.2021 (-25,9°C)	9815 МВт 26.01.2023 (-26,9 °C)	222
ОЭС Востока	7499 МВт 31.12.2021 (-27,6°C)	7552 МВт 26.01.2023 (-28°C)	53
ЭС Амурской области	1653 МВт 23.12.2021 (-30,6°C)	1690 МВт 23.01.2023 (-33,1°C)	37
ЭС Приморского края	2692 МВт 31.12.2021 (-20,5°C)	2694 МВт 26.01.2023 (-19,5°C)	2
ЭС Республики Саха (Якутия)	1392 МВт 31.12.2021 (-37,2°C)	1463 МВт 17.01.2023 (-44,8°C)	71
ЭС Республики Бурятия	1002 МВт 01.02.2022 (-24,9°C)	1022 МВт 25.01.2023 (-28,1°C)	20

Таблица 1.3 – Режимно-балансовая ситуация в ОЭС Востока в период ОЗП-2023/2024

Режим работы Западной части ОЭС Востока		Режим работы Юго-Восточной части ОЭС Востока		
Балансовые показатели	ОЗП 2023/2024, МВт	Балансовые показатели	ОЗП 2023/2024, МВт	ОЗП 2023/2024, МВт
Максимум потребления <u>энергорайона</u>	1801	Контролируемое сечение (КС)	«Переход через Амур»	«ПримГРЭС – Юг»
Доступная мощность электростанций	951*	Потребление	3800	2621
Дефицит пропускной способности в нормальной схеме	-70	Пропускная способность КС, нормальная/ремонтная схема	1100 / 650	1525 / 1245
Дефицит пропускной способности в ремонтной схеме	-280	Рабочая мощность <u>**электростанций</u>	2700*	1080
Дефицит пропускной способности в нормальной схеме (с учетом перехода на вынужденный режим работы)	70	Дефицит (-) / Избыток (+), нормальная / ремонтная схема	0 / -450	-16 / -296
Дефицит пропускной способности в ремонтной схеме (с учетом перехода на вынужденный режим работы)	-190	<i>*с учетом продления реконструкции Блока 5 и Блока 9 Приморская ГРЭС</i>		
<i>* с учетом продолжения эксплуатации ГТУ Якутской ГРЭС Новая</i>		<i>**с учетом продолжения эксплуатации ГТУ Восточная ТЭЦ</i>		

Сохранение устойчивой работы ОЭС Востока, как и любой ЭЭС, в аварийных ситуациях является приоритетной задачей. В сложившейся балансовой ситуации в ОЭС Востока отключение нагрузки (ОН) потребителей является единственным способом обеспечения устойчивой работы ЭЭС в аварийных случаях. Для реализации этого в 2023 году СО ЕЭС был увеличен объем отключаемой нагрузки для разработки графиков аварийного ограничения (ГАО) потребителей и графиков автоматической частотной разгрузки (АЧР). Также согласно [47] было принято решение штабам по обеспечению безопасности электроснабжения усилить работу по оснащению социально-значимых объектов (СЗО) резервными источниками снабжения электрической энергией (РИСЭЭ), обеспечить наличие утвержденных программ закупки и оснащения, обеспечить выполнение рекомендации Федерального штаба по утверждению регионального регламента определения категорий электроприемников, требующих организации резервного электроснабжения.

Сетевые компании ДФО, в частности АО «ДРСК», столкнулись со сложной задачей: с одной стороны – выполнение задания СО ЕЭС по объему отключаемой нагрузки потребителей, с другой стороны – обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей и объектов СЗО, так как согласно Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [48] СЗО относятся к объектам 2 категории, а, значит, могут быть заведены под отключение по графикам АЧР и ГАО.

Существующие проблемы с генерацией, пропускной способности линий (таблица 1.3), а также проблемы финансирования заставляют сетевые компании ДФО искать новые способы и средства решения проблем обеспечения надежной работы ЭР.

Приоритетной задачей для ЭСК сейчас является модернизация устаревающих основных фондов. Это необходимо сделать, не допуская снижения надежности электроснабжения, его качества и доступности для потребителей и не оказывая влияния на тарифы (с учетом инфляционных процессов). Перед ЭСК стоит сложный выбор дальнейшей стратегии решения сложившихся проблем: избегать инвестиций в модернизацию сети, не повышая свои затраты, или инвестировать в ре-

новацию, наращивая избыточную технологическую мощность сети, что является очень дорогостоящей стратегией.

В связи с этим, применение энергетических технологий концепции ИЭС таких, как инновационные средства производства, передачи, распределения, накопления и потребления энергии; новые средства измерений, передачи, обработки и представления информации; новые методы и средства управления режимами ЭЭС; активные потребители – позволят эффективно решать вышеупомянутые проблемы, обеспечивая устойчивое и надежное развитие ЭЭС СФО и ДФО в будущем.

Масштабное применение интеллектуальных информационно-коммуникационных технологий и средств позволит повысить уровень автоматизации управления ЭР в нормальных и аварийных условиях. При этом существующий потенциал управляемых РЭР на уровне ЭР может быть использован при разработке новых принципов автоматического управления режимами работы ЭР с РЭР.

Таким образом, применение наиболее значимых разработок идеологии ИЭС, которые уже включены в программы и технические политики энергетических компаний СФО и ДФО [49, 50], повышает актуальность темы диссертационной работы. Создание новой технологической платформы будущей энергетики расширяет возможности для внедрения предлагаемого в диссертационной работе способа автоматического управления нагрузкой активных потребителей, что в конечном итоге позволит улучшить реализацию данных программ.

1.1.4. Технология управления спросом

Новые тенденции в электроэнергетике, появление цифровых интервальных счётчиков электроэнергии, развитие телекоммуникаций и «интеллектуальных сетей» предопределили возможность повышения эластичности потребления и привели к появлению технологии *управления спросом* (англ. *demand response*) [51, 52]. Развитие новой технологии управления спросом обусловило появление нового участника электроэнергетического рынка, обладающего технологической возможностью по маневрированию своим энергопотреблением – активного потреби-

теля электроэнергии. Целью участия активного потребителя в технологии управления спросом являются минимизация затрат на электроэнергию и получение дохода от продажи мощности.

Используя практики зарубежных стран [53–55], в 2019 году в России стартовал пилотный проект по управлению спросом на электроэнергию с участием агрегаторов управления спросом. Агрегаторы спроса приобретают услуги розничных потребителей, консолидируют их способность изменять потребление и конвертируют ее в товары и услуги на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг, а также передают часть полученного на оптовом рынке продукта потребителям [56]. С 2021 года этот пилотный проект продемонстрировал устойчивый положительный эффект от учета ресурсов управления спросом в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед (РСВ) для всех покупателей оптового рынка. За 2022 год участие в нем приняли 518 объектов потребления потребителей розничного рынка (при этом одновременно участвовало около 350 объектов). Суммарно за период с июля 2019 года по сентябрь 2023 года эффект в РСВ, который был получен всеми покупателями оптового рынка, составил 4,74 млрд. рублей. В том числе, эффект для участников пилотного проекта составил 3,56 млрд. рублей и для потребителей, не участвующих в проекте, – 1,18 млрд. рублей [57].

Основные нормы и положения целевой модели управления спросом в России регламентируются Федеральным законом № 516-ФЗ от 02.11.2023 [58]. Согласно этому документу отбор мощности на конкурентной основе проводится СО ЕЭС России, исходя из необходимости обеспечения в ЕЭС России требуемого количества генерирующих мощностей для обеспечения надежного функционирования на среднюю и долгосрочную перспективы, с учетом требований маневренности генерирующего оборудования, требований к энергетической и экологической эффективности новых мощностей, а также прогнозируемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии.

Участниками программы управления спросом могут быть потребители, которые имеют самые разные виды оборудования промышленных, сельскохозяй-

ственных, коммерческих и бытовых производств. Самый большой потенциал в рамках технологии управления спросом есть у промышленных потребителей, основные возможности участия которых в технологии управления спросом связаны со смещением графика потребления на периоды более низких цен, остановом или снижением интенсивности производственного процесса. Участие мелких предприятий и бытовых потребителей может состоять из смещения времени обогрева и кондиционирования воздуха в помещениях с периодов пиковых цен на внепиковые, подзарядки или разрядки электромобилей в периоды цен, привлекательных для потребителей, изменения времени использования бытовой техники. Уменьшение потребления электроэнергии из внешней ЭЭС также может осуществляться через использование локальных источников энергоснабжения потребителя, регулирование интенсивности работы двигателей насосно-перекачивающих систем [51]. На рисунке 1.6 показаны типы электрических нагрузок, участвующих в программах управления спросом [59].

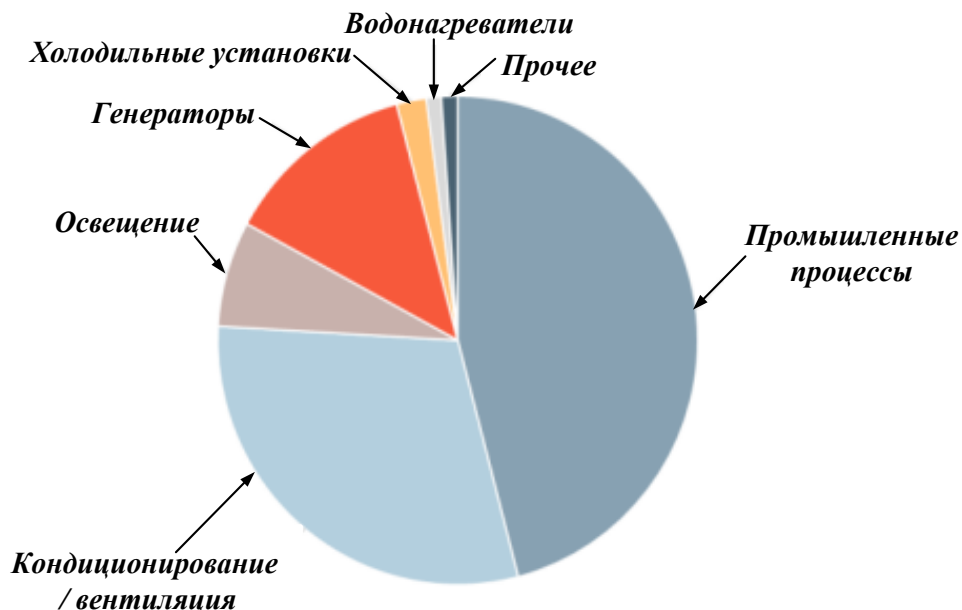


Рисунок 1.6 – Виды нагрузок, которые участвуют в программах управления спросом. Адаптирован из [59]

Компаниям, в том числе и коммунальным энергокомпаниям, предоставляется возможность покупать и объединять в один общий пул электроэнергии, кото-

рая производится с помощью панелей солнечных батарей, электрических батарей и электромобилей, находящихся в собственности бытовых потребителей и коммерческих энергосистем.

Также технология управления спросом имеет очень большой потенциал в области эксплуатации зданий и бытовом секторе. Для его реализации необходимы системы управления энергией с умными счётчиками, термостатами, электрическими розетками, бытовыми приборами и программными платформенными решениями, которые имеют ресурсы автоматического регулирования потребления энергии большого количества устройств согласно команд, поступающих от инфраструктурных организаций и агрегаторов, в режиме реального времени динамически управлять электрическими нагрузками домохозяйств.

Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection (PJM) представляет собой самый крупный рынок управления спросом в мире, действующий в США. Нормативная база этого рынка использовалась в России в роли одного из образцов при реформировании энергетики нашей страны. Опыт организации управления спроса на рынке PJM и сейчас применяется СО ЕЭС России при разработке и внедрении рыночных и технологических механизмов применения данной технологии для решения проблем обеспечения системной надежности [51, 60].

Управление спросом на рынке PJM делится на два вида [61]:

- экономическое (когда польза от снижения потребления электроэнергии имеет меньшее значение, чем стоимость электроэнергии);
- противоаварийное (когда возникает внезапный риск перерывов в энерго-снабжении в периоды дефицита мощности и недостаточного предложения электроэнергии).

Программой PJM предложены различные рыночные инструменты для стимулирования участия активных потребителей в реализации программ управления спросом (таблица 1.4).

В экономическом аспекте выполнение обязательств по снижению потребления электроэнергии не является необходимым. В аспекте ПАУ спросом снижение нагрузки или потребления электроэнергии является обязательным для поддержа-

ния надежности ЭЭС при дефиците генерируемой мощности или в аварийных ситуациях.

Таблица 1.4 – Рыночные инструменты программ управления спросом в PJM

	Экономическая программа	Противоаварийная программа		
Рынок	Электроэнергии	Мощности	Мощности и электроэнергии	Электроэнергии
Требования к управляемости	Добровольное управляемое снижение нагрузки	Обязательное снижение нагрузки	Обязательное снижение нагрузки	Добровольное снижение нагрузки
Платежи участникам за мощность	Нет	Платежи за мощность на основе цены RPM	Платежи за мощность на основе цены RPM	Нет
Платежи участниками за электро-энергию	Платежи за энергию за часы управляемого снижения нагрузки, полной LMP	Нет	Платежи за энергию на основе наивысшей из предложенных «минимальной цены» и LMP	Платежи за энергию на основе наивысшей из предложенных «минимальной цены» и LMP

*RPM- модель ценообразования с учетом надежности (Reliability Pricing Model)

**LMP-узловая маржинальная цена (Locational Marginal Price)

В случае невыполнения обязательств, участники программы, как правило, должны оплатить штраф. Оплата ресурсу происходит за его готовность снизить нагрузку в период предполагаемых аварийных условий работы ЭЭС на основе обязательств за месяц, которые взяты на год поставки.

Участие ресурса в управлении спросом через снижение нагрузки в рамках программы ПАУ спросом также может быть и добровольное. В этом случае поставщики услуг по снижению спроса при получении оповещения об аварийном событии на рынке решают, участвовать в нем или нет. При этом оплата производится на основе объема фактического снижения энергопотребления при аварийной ситуации.

1.2. Функционирование ЭР с РЭР в аварийных ситуациях

Рост числа системных аварий каскадного характера с массовыми нарушениями режима электроснабжения в России и мире за последние годы привлекает к себе особое внимание ученых и исследователей. На основе анализа наиболее значимых системных аварий, произошедших в 2016 – 2017 гг. в ЕЭС России, которые подробно описаны в [62–65], были выявлены ряд факторов, определяющих возникновение и развитие таких уникальных аварий с тяжелыми последствиями для системы и потребителей, а также подтвердили актуальность сохранения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей.

Устойчивая и надежная работа ЭЭС может быть определена количеством ее частей, способных работать *изолированно*, поддерживая энергетический баланс в аварийных ситуациях. Это достигается за счет увеличения количества таких частей, которые могут быть выделены в изолированные районы по условию самобаланса. С ростом делимости больших ЭЭС расширяется диапазон возможных допустимых ее состояний, поэтому для обеспечения надежной работы и управления такой системой требуются усовершенствованные системы управления и автоматики, коммутирующее оборудование и прочее.

Согласно [66] с точки зрения решения задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей возможно существование следующих режимов работы ЭР с РЭР:

- *параллельная работа с ЭЭС* с выдачей или без выдачи мощности в сеть;
- *изолированная работа от ЭЭС*, которая обеспечивает электроснабжение собственных потребителей с учетом графиков нагрузки, ремонтных резервов, технологической, функциональной и аварийной брони;
- *островной режим*, когда объект РГ в нормальном режиме работает параллельно с ЭЭС, но при возникновении аварийной ситуации (или риска ее возникновения) может быть выделен на питание ЭР от объекта (-ов) РГ. Такой комбинированный режим, сочетающий оба варианта, является самым технологически сложным режимом работы.

1.2.1. Изолированный режим работы ЭР с РЭР

В нашей стране уже реализовано значительное количество проектов, в рамках которых строились объекты РГ, которые успешно функционируют [67 и др]. Однако, эксплуатационный опыт показал, что возникновение проблемных аспектов (возмущения в прилегающей сети, изменение схемно-режимных условий) приводит к возникновению серьезных технических проблем, которые негативно отражаются на электроснабжении потребителя и собственников объектов РГ. В большинстве случаев процессы выделения на изолированную работу ЭР с РЭР охарактеризованы возникновением дефицита генерируемой мощности и, как следствие, снижением уровней напряжения и частоты ниже нормируемых значений и возникновением опасности нарушения устойчивости ЭР в целом. Ситуация усугубляется рядом технических трудностей, главным образом связанных с недостаточной маневренностью и управляемостью источников РГ в аварийных режимах [68–70 и др].

Анализ зарубежных публикаций [71–75] показывает, что вопросы обеспечения устойчивой и надежной работы ЭР с РЭР при выделении на изолированную работу в аварийных ситуациях актуальны и для зарубежных стран. В [76] приведен ряд аварий, зафиксированных в зарубежных странах с большой концентрацией объектов РГ в энергосистеме, имеющих идентичные сценарии развития процесса выделения на изолированную работу ЭР с РЭР: отключение большого числа объектов РГ при аварийных возмущениях или переходных процессах являлось причиной общесистемного дефицита мощности и приводило к значительному снижению частоты. Существенное влияние на характер протекания процесса выделения на изолированную работу ЭР с РЭР в аварийных ситуациях в зарубежных странах оказывает коммунально-бытовая нагрузка. Мировое развитие цифровых и информационных технологий привело к росту бытовых электроприемников (компьютеры, телекоммуникационные системы, приборы и т.д.), основанных на использовании микропроцессоров и инверторов, являющихся источниками высших гармоник.

Использование бытовых приборов, основанных на цифровых технологиях, приводит к увеличению ими потребления активной мощности, к загрузке сети реактивной мощностью, к изменению напряжения, отличающегося от номинального напряжения, к снижению качества электроэнергии сети, и как следствие, к нарушению устойчивости ЭР с РЭР при выделении в изолированный режим работы в аварийных ситуациях.

После комплексного исследования научных публикаций, связанных с выделением ЭР с РЭР на изолированную работу, были выявлены основные проблемы, которые влияют на сохранение устойчивой и надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях, приведенные на рисунке 1.7.

Традиционно на устройства ПА возложены функции обеспечения устойчивой и надежной работы энергосистем, которые заключаются в недопущении возникновения и развития крупных системных аварий за счет автоматического предотвращения выхода параметров режимов за допустимые границы, а также в управлении ходом переходных процессов для ограничения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

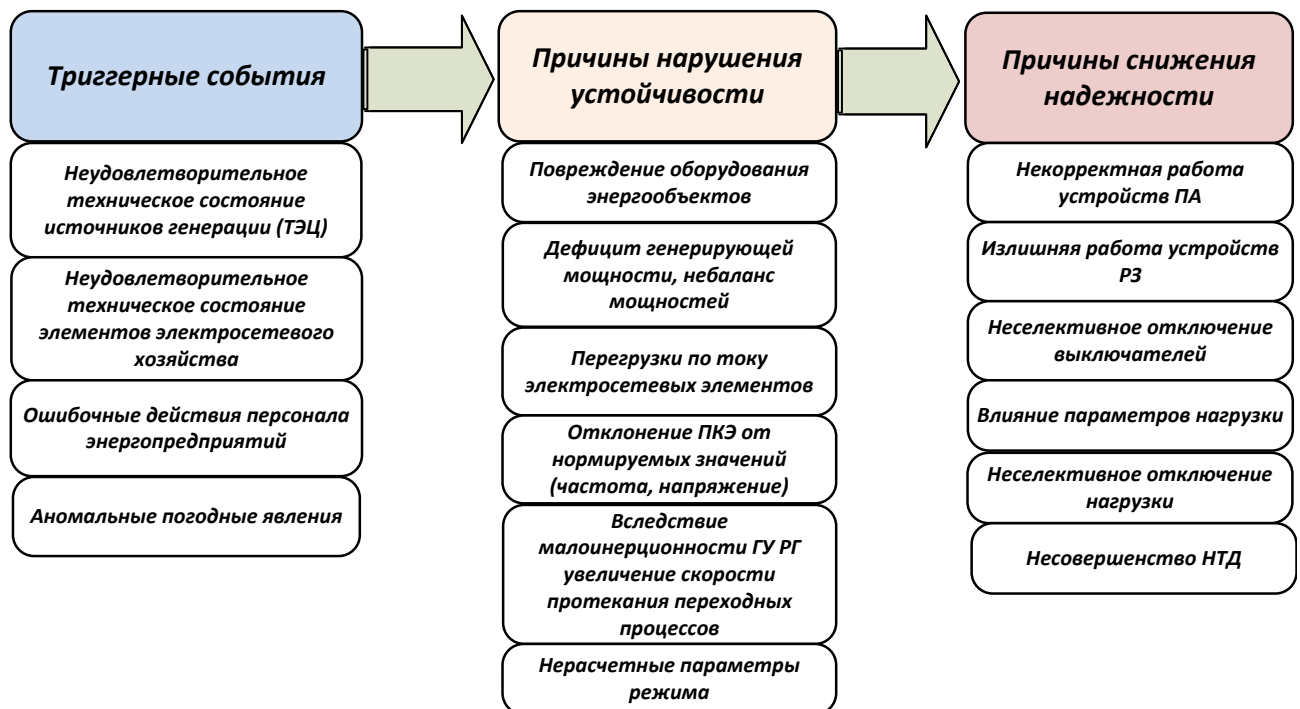


Рисунок 1.7 – Основные проблемы выделения на изолированную работу ЭР с РЭР в аварийных ситуациях

Отмечу, что в нашей стране при возникновении аварийных нарушений режима ЭЭС ПАУ является приоритетным перед выполнением коммерческих обязательств перед потребителями [77].

Эти принципы узаконены в одобренных Правительством Российской Федерации «Правилах технологического функционирования электроэнергетических систем» [78] и заключаются в том, что в нормальных режимах осуществляются УВ для реализации коммерческих правил управления; в случае риска возникновения аварии в предаварийных условиях и при ликвидации аварии УВ обеспечивают приоритет системного оперативного и технологического ПАУ [79]. Выполнение этих принципов обязательно для всех участников энергорынка и строго контролируется государством.

Во многих зарубежных странах ввиду радикального развития рыночных механизмов для стимулирования участия собственников генерации в вопросах ПАУ (в частности, участия обеспечения оперативных резервов при аварийном отклонении частоты) зачастую создает для системных операторов страны пессимистические сценарии в обеспечении устойчивой работы ЭЭС в аварийных ситуациях. Это обусловлено тем, что не все участники по предоставлению оперативных резервов (в первую очередь собственники источников РГ на базе ВИЭ) выдадут 100 % своих обязательств ввиду того, что при изменении скорости возникновения частоты более, чем 0,125 Гц релейная защита (РЗ) отключит с РГ с малой инерцией турбинных установок. Для предотвращения превышения скорости изменений частоты, СО сети может обеспечить большую инерцию системы за счет крупных синхронных генераторов. Безусловно, при наличии возможности приобрести необходимую резервную мощность у производителей электроэнергии, участвующих в поддержании частоты в нормальных условиях, это не всегда является коммерчески целесообразно. Именно поэтому СО старается покупать данную услугу у различных поставщиков для различных временных периодов. Основным механизмом здесь являются ежемесячные торги, на которых распределяются квоты на обеспечение оперативного резерва в сети [80]. При этом отсутствуют рычаги государственного контроля над надежным обеспечением электроустановок потребителей

электрической энергией особенно жизненно-важных и социально-значимых для страны.

С одной стороны, такой подход к развитию ЭЭС является причиной ряда крупных аварий в электрических сетях, но с другой способствует развитию интеллектуальных технологий управления активно развивающихся систем энергетики. В России в связи с полным контролем данного направления со стороны государства такого триггера нет, поэтому подобные идеи и технологии имеют задержку во внедрении.

В нашей стране объекты РГ малой мощности не вовлечены в ОДУ и маловероятно их вовлечение в будущем, поэтому, помимо технических проблем, будут наблюдаться еще и организационные [81]. В связи с этим традиционные подходы обеспечения устойчивой и надежной работы ЭР с РЭР в аварийных и вынужденных режимах требуют своего пересмотра с учетом новых свойств преобразованных ЭЭС.

Интеграция РГ на основе ВИЭ в существующие ЭР в будущем существенно усугубит проблему управления балансом мощности и окажет существенное влияние на гибкость ЭЭС. Это связано с тем, что такая генерация является практически неуправляемой (мощность генераторов зависит от погодных и климатических факторов, а не от команд оператора) и имеет стохастический и труднопредсказуемый характер производства электроэнергии. Массовое использование в ЭР силовой электроники и выпрямительно-инверторных систем для подключения высокочастотных малых газовых турбин, ветрогенераторов, фотоэлектрических систем, накопителей энергии, линий постоянного тока, частотно-регулируемых двигателей, локальных выпрямителей многих электрических нагрузок значительно снижает эффект регулирования напряжения и частоты на основе нагрузки и способность регулирования частоты на основе генерации. Это приведет к значительному увеличению негативного влияния колебаний мощности на возможности энергосистемы к самоадаптации и, соответственно, снизит ее гибкость [82].

В [83] исследователи в качестве основных причин снижения гибкости ЭЭС отмечают следующее:

1. Флуктуация выдачи мощности ветроэнергетическими установками (ВЭУ) и фотоэлектрическими модулями (ФЭМ).

2. Неопределенность нагрузки активных потребителей, связанная со случайным колебанием текущих цен на электроэнергию на спотовом рынке и ее покупкой в темпе процесса.

3. Снижение регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и частоте и частотных характеристик генерации, что обусловлено применением частотно-регулируемого электропривода.

4. Подключение к ЭЭС генераторов через выпрямительно-инверторные блоки, а также малые постоянные инерции роторов малых генерирующих установок, подключаемые к системе напрямую.

5. Влияние внешних возмущений при совокупности одного или нескольких вышеуказанных факторов.

При этом авторы, ссылаясь на специфику исследуемых систем, отмечают преобладающее большинство случаев снижения гибкости ЭЭС по причине флуктуации выдачи мощности ВЭУ и ФЭМ в зарубежных странах с большей долей ВИЭ в установленной мощности генерации, что в будущем станет также характерно для ЭЭС России.

В связи с этим, в работе предлагается методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежности электроснабжения при развитии будущих ЭЭС. Основу предлагаемого подхода составляет оптимизация работы РЭР на уровне ЭР за счет использования интеллектуальных гибких технологий поддержания баланса спроса и предложения и управления ограничениями в сети.

1.2.2. Режимные эффекты энергетической гибкости на базе технологии управления спросом

Современные требования к ЭЭС делают энергетическую гибкость системообразующим фактором, а управление ею – необходимым условием для перехода к

новому энергетическому укладу. Для обеспечения этой гибкости требуется как развитие соответствующих технологий (маневренная генерация, накопители энергии, управляемые потребители, интеллектуальные сети, адаптивные РЗ и ПА), так и цифровые системы их интеграции и управления. Именно цифровая трансформация, направленная на высвобождение и эффективное использование ресурса энергетической гибкости, станет основным драйвером развития рынка цифровых решений в энергетике. Цифровизация электрических сетей достигается за счет повышения наблюдаемости и управляемости объектов с использованием цифровых контроллеров, средств связи и современных устройств РЗ и автоматики.

Исходя из этого далее принято за основу следующее определение **энергетической гибкости** (англ. *energy flexibility*) – способность электроустановок целенаправленно оказывать управляемое техническое воздействие на баланс электрической энергии и мощности в энергосистеме [84]. Энергетическая гибкость дает возможность поддерживать работоспособность энергосистемы и сохранять неизменным качество электроэнергии в условиях сложно прогнозируемых действий возмущающих факторов (например, стохастическое и внеплановое изменение генерации электрической мощности зависящими от погоды ВИЭ, стохастическое и внеплановое изменение потребления электрической мощности нагрузками, *аварийные ситуации* и внеплановые ремонтные работы на генерирующих объектах, в электрических сетях, на объектах потребителей). Достижение данного режимного эффекта энергетической гибкости может быть достигнуто широким спектром технологических решений, одним из которых является **управление спросом**.

В диссертационной работе иллюстрируется обеспечение высокого уровня энергетической гибкости за счет технологии управления спросом (англ. *Demand response*), которая во многом определяет эту гибкость на стороне потребителя. Управление спросом, в качестве дополнительного источника гибкости, основано на следующем принципе: снижение мощности и потребления электроэнергии равнозначно увеличению мощности генерации и росту выработки электроэнергии, и, как следствие, получению дополнительной мощности. Это стало возможным за счет развития новых технологий, которые предлагают недорогие решения

управления нагрузкой на стороне потребителя, которые могут быть консолидированы для управления большим числом активных потребителей и просьюмеров, а также организацией экономических транзакций на основе цифровых платформ [85].

Ссылаясь на [85], технологически, управление спросом – это практика повышения гибкости ЭЭС через использование множества разных технологий, позволяющих потребителю изменять спрос на электроэнергию из сети. Экономически эта технология делает энергосистему более рациональной, повышая эффективность использования существующих генерирующих и сетевых мощностей и снижая потребность в инвестициях в новые мощности. Технологически технология управления спросом является новым инструментом для СО, который повышая гибкость ЭЭС, позволяет уменьшить отклонения параметров режима и обеспечить более высокую надежность электроснабжения.

В обзорной статье [86] проведён анализ зарубежного опыта по управлению нагрузкой в разных ситуациях и для решения различных задач. К примеру, на Гавайях для изолированного ЭР важную роль играет АЧР, который реагирует на снижение частоты в периоды внезапного снижения выдачи мощности ВИЭ. В этих ситуациях АЧР производит отключение второстепенных электроприемников, тем самым снижая требования к мощности и энергетической емкости накопителей электроэнергии. Еще один пример управления нагрузкой показан в ЭЭС Калифорнии, США, где примерно третья часть электроэнергии производится с использованием ВИЭ, главным образом, энергии солнца. Основой этого подхода является краткосрочный прогноз выдачи мощности солнечными электростанциями. И если на период суточного минимума нагрузки прогнозируется высокая солнечная активность, часть электроприемников, потреблением которых можно управлять, перемещается с пиковой части графика на его минимум.

В настоящее время в Соединенных Штатах уже реализовано несколько программ управления спросом на уровне оптового рынка. Независимый системный оператор Нью-Йорка (англ. *New York Independent System Operator* (NYISO)) [87] разработал и внедрил две программы управления спросом, одна из которых про-

грамма реагирования на спрос, основанная на надежности, и представляет интерес в диссертационной работе. В периоды повышенного спроса или когда на электрическую сеть влияют незапланированные события, такие как, например плохая погода, рынок NYISO платит участникам программ управления спросом, основанных на надежности, за снижение электропотребления, которое что позволят снизить нагрузку на электрическую сеть. Правила программы также позволяют участникам получать ежемесячные платежи (так называемые «платежи за мощность») на основе обязательного уровня снижения нагрузки (т. е. гарантированного уровня снижения нагрузки на объекте, когда NYISO требует от участников снизить нагрузку).

Независимый системный оператор штата Техас США (англ. *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT)), который управляет 90% электрической нагрузки штата, предоставляет три программы управления спросом, две из которых направлены на решение проблем обеспечения надежного электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях. Служба реагирования в аварийных ситуациях (англ. *Emergency Response Service* (ERS)) предназначена для снижения вероятности необходимости превентивного отключения нагрузки (веерного отключения электроэнергии). ERCOT закупает мощность в ERS, выбирая квалифицированные нагрузки и генераторы (включая совокупности нагрузок и генераторов), чтобы они были доступны для развертывания в случае аварийной ситуации в электрической сети [88].

Потребители, которые способны изменять свою нагрузку в ответ на указания независимого системного оператора (англ. *Independent System Operator* (ISO)) и соответствуют определенным требованиям к производительности, могут претендовать на участие в другой программе «Ресурсы нагрузки» (англ. *Load Resources* (LR)). На рынках ERCOT ценность снижения нагрузки LR равна увеличению выработки электроэнергии электростанцией. Квалифицированные LR могут участвовать в энергетическом рынке ERCOT в режиме реального времени и/или могут предоставлять операционные резервы на рынках вспомогательных услуг ERCOT. Участники этой программы подают заявки на покупку электроэнергии

«до» установленного уровня, и ERCOT дает им указание снизить нагрузку, если оптовые рыночные цены равны этому уровню или превышают его. LR, которые запланированы или выбраны на рынках ERCOT на сутки вперед, имеют право на получение оплаты за мощность независимо от того, были ли они фактически сокращены [89].

Калифорнийский ISO управляет 80% электрической нагрузки на территории Калифорнии и небольшой частью энергосистемы Невады. Он обеспечивает надежность своих сетей через программу управления спросом, которая представляет собой «продукт» реагирования на оптовый спрос. Это обеспечивает совместимость и интеграцию существующих программ управления спросом, запускаемых в розничной торговле в аварийных ситуациях. Сюда входят вновь настроенные ресурсы управления спросом, которые имеют триггер надежности и требуют выработки управляющих воздействий (УВ) только при определенных системных условиях [90].

В нашей стране программа ПАУ спросом является новой и находится пока на стадии разработки рыночных механизмов стимулирования потребителей к их участию в ней, опираясь при этом на зарубежные практики и уже существующий опыт участия потребителей в экономической программе управления спросом [62]. Но уже в настоящее время ряд крупных промышленных предприятий выражают свое желание на участие в ПАУ программе управления спросом, что подтверждает положительную тенденцию развития этой программы в нашей стране в будущем.

1.2.3. Автоматические устройства с адаптивными алгоритмами для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях

Согласно [91], зону обслуживания СО ЕЭС России составляют объекты электроэнергетики, включая устройства РЗ и ПА, а также энергопринимающие установки потребителей, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых оказывают или могут оказывать влияние на электроэнергетический режим работы ЭЭС. Соответственно, РЭР, подключаемые к сетям среднего и

низшего напряжения, и вновь образующиеся цифровые ЭР с РЭР на базе концепции ИЭС не входят в область интересов СО ЕЭС с точки зрения обеспечения в них устойчивости и надежности в аварийных ситуациях. Отключение действием устройств РЗ линий связи ЭР с РЭР с общей ЭЭС бывает достаточным для сохранения устойчивого режима работы системы в целом. Это связано с тем, что в большинстве случаев, с позиции взаимодействия ЭР с РЭР с централизованной ЭЭС являются дефицитными и покрытие недостающей нагрузки в ней происходит постоянным перетоком из внешней ЭЭС.

У устройств ПА, которые исторически были установлены в распределительных сетях и в сетях внутреннего электроснабжения, нет технической способности адаптировать свои алгоритмы работы под условия текущего режима, так как в них изначально не были учтены ГУ объектов РГ [92]. Чтобы управлять нормальными режимами в распределительных сетях была использована режимная автоматика, основанная на принципах визуального распознавания параметров и ручного управления ими, а для управления аварийными режимами – сетевая автоматика, локальные устройства ПА, устройства РЗ [93–95].

Электросетевой комплекс России исходно не был рассчитан для интеграции в него различных источников электроэнергии, появившиеся в результате развития РГ в мире, а также для управления реверсивными потоками мощности, которые возникают в зависимости от режимов генерации и электропотребления в узлах нагрузки. Это приводит к увеличению объема информации, которую должны анализировать диспетчеры на разных уровнях иерархической системы диспетчерского управления, что снижает оперативность принятия корректных решений для управления режимами сети в реальном времени. Наличие новых ИЭС на генерирующем оборудовании с другими характеристиками и потребителей энергии с электроустановками на базе силовой электроники требует изменения алгоритмов работы устройств ПА и РЗ и их адаптации к новым условиям работы, а также разработку новых методических основ для проектирования сетей внутреннего электроснабжения ЭР с РЭР и систем автоматического управления режимами для обеспечения их устойчивой и надежной работы [96].

На данный момент уже существует много разработок автоматических устройств ПА с адаптивными алгоритмами работы, применяемых для сохранения устойчивой работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях. Сравнительный анализ их достоинств и недостатков приведен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Существующие устройства ПА с адаптивными алгоритмами работы в ЭР с РЭР

Наименование	Условия срабатывания	Достоинства	Недостатки
САОН (специальная автоматика отключения нагрузки)	По факту снижения напряжения, отключения элемента сети, приема команды ПА	Предотвращение перегрузки элементов сети, быстродействие	Отключение нагрузки
АЧР (автоматическая частотная разгрузка)	По факту снижения частоты	Повышение частоты до допустимых значений, восстановление баланса генерируемой и потребляемой мощности	Отключение нагрузки
АОСН (автоматика ограничения снижения напряжения)	По факту снижения напряжения	Предотвращение развития лавины напряжения, учет состава нагрузки	Отключение нагрузки
АОПО (автоматика ограничения перегрузки оборудования)	По факту увеличения тока	Предотвращение нагрева и повреждения оборудования	Отключение нагрузки
АОСД (автоматика опережающего сбалансированного деления)	По факту снижения напряжения, наличие напряжения обратной последовательности	Рациональное деление сети относительно минимума дефицита	Не учтена зависимость срабатывания автоматики от состава нагрузки
ДАН (делительная автоматика по напряжению)	По факту снижения напряжения, изменения величины и направления реактивной мощности	Рациональное деление сети со слабыми линиями связи, с электростанциями малой мощности и большей долей двигательной нагрузки, учет состава нагрузки	Несогласованная работа с другими устройствами ПА

Из таблицы 1.5 видно, что отключение нагрузки – это одно из распространенных УВ для реализации устройств ПА своих функций.

САОН является быстродействующей автоматикой, предназначенной для ликвидации нарушения устойчивости ЭЭС при внезапном аварийном отключении сетевого или генерирующего элемента ЭЭС. Специфика ее работы определяет срабатывание «на опережение», то есть раньше других видов ПА. В связи с чем, в качестве нагрузок, заводимых по данную систему автоматики, используются концентрированные электроемкие потребители и крупные ЭР, которые получают питание от подстанций (ПС) высшего напряжения. Соответственно, срабатывание САОН в аварийных ситуациях приводит к отключению нагрузки в большем объеме, чем это необходимо в определенных схемно-режимных условиях. В условиях активного развития рыночных отношений в нашей стране такой подход уже не устраивает потребителей, так как он не учитывает существующие требования по надежности электроснабжения у разных потребителей и их экономический ущерб. Здесь надо отметить еще раз, что такая идеология при решении задач ПАУ реализуется в зарубежных странах, а в России мы пока только идем к этому. Положительные эффекты принятой на западе идеологии в вопросах ПАУ могут быть учтены и в нашей стране, а именно в аварийных режимах могут быть разные варианты управления, в том числе и менее чувствительные для потребителей. ПАУ будет у нас всегда на первом месте, но требуется разработка новых алгоритмов работы автоматических устройств, связанных с ОН.

Одна из таких разработок адаптивного САОН была предложена исследователями в [97], где реализация алгоритма автоматики основана на подборе в реальном времени ступеней согласно с объемами УВ, которые заданы для определенных схемно-режимных условий. В другой разработке [98] авторами используется коэффициент чувствительности изменения перетока активной мощности по линии к изменению активной нагрузки в узле (или изменению перетока по другой линии) для минимизации отключаемой автоматикой нагрузки в текущих схемно-режимных условиях. Еще более усовершенствованный принцип работы автоматики САОН предложен в [99] и реализован на практике в Иркутской ЭЭС. Алго-

ритм данной распределенной адаптивной САОН предусматривает отключение неответственных электроприемников конкретных потребителей на уровне распределительной электрической сети низких напряжений взамен отключения централизованных электроемких потребителей, не снижая при этом быстродействия реализации УВ. Однако несмотря на то, что такой подход снижает общий ущерб для потребителя от ОН, он не исключает полностью риск обесточения большого числа мелких потребителей, в том числе и ответственных.

Также нельзя не отметить исключительно важную роль УВ на автоматическое ОН при действии АЧР, а также локальных автоматик АОПО и АОСН. Основной целью научных разработок повышения эффективности их работы является минимизация отключения ответственной нагрузки в аварийных ситуациях [92,100]. Одним из существенных требований к модернизации принципов работы АЧР является расширение зоны реализации УВ с уровня 6 – 10 кВ на уровень 0,4 кВ [100]. Это имеет место для более детального учета энергозависимости инфраструктуры с высокими требованиями к безопасности, социальной значимости и коммерческих факторов. Смысл идеи состоит в замене полного отключения на частичное ограничение нагрузки фидеров 6 – 10 кВ, что позволит сохранить питание наиболее важных электроприемников, которые получают питание от сети более низкого класса напряжения, что не учитывается при формировании графиков АЧР на ОН.

Однако, реализация предложенного принципа довольно проблематична, так как помимо потери быстродействия алгоритмов выбора УВ из-за важности контроля перегрузок по току в распределительной электрической сети, на рассматриваемом уровне напряжений возникает риск больших ошибок измерений частоты при значительных искажениях сигнала напряжения. Это особенно характерно для ЭР с большой долей РГ, что приведет к ошибочным решениям по выбору УВ. Для решения этих проблем в [101] предлагается применение процедуры последовательного анализа Вальда. Обеспечение высокого быстродействия устройства АЧР, достигается за счет использования адаптивных уставок, которые формируются off-line и позволяют уменьшить зону неопределенности при распознавании режи-

ма работы ЭР. Кроме этого, с точки зрения обеспечения быстродействия выбора УВ будет более эффективна многоканальная реализация устройства АЧР с параллельной структурой каналов обработки и принятия решения для каждой ступени АЧР.

Повышение адаптивности широко распространенной в мире АЧР также актуальна и для многих зарубежных стран, распределенной ее реализации, гибкого подхода к объему ОН и т.п. [102-104 и др.]. При этом в работе [105] отмечено, что имеются две категории автоматики ОН: по факту наступления события (аналогично САОН) и по реакции на изменение переменной режима ЭЭС (частоты, напряжения, передаваемой мощности). Авторы исследуют особенности первой категории автоматики аварийного ОН, целью которой является противодействие каскадному развитию аварии в изолированной ЭЭС с большой долей ВИЭ. Исследовались сценарии для пиковых и непиковых зон суточных графиков нагрузки в летних и зимних условиях при одном и двух одновременно отказах элементов системы. Для каждого сценария производилась минимизация аварийно отключенной нагрузки с использованием метода оптимизации роя частиц, при этом для ускорения расчетов используется технология параллельных вычислений.

В качестве первоочередных мероприятий, направленных на ликвидацию дефицита реактивной мощности в аварийных ситуациях традиционно в ЭЭС применяется автоматика АОСН для разгрузки электрической сети при снижении напряжения и перегрузок линий электропередачи. В [106] предложен адаптивный алгоритм АОСН, в котором использованы дополнительные пусковые и блокирующие органы, которые фиксируют необходимые режимные параметры и позволяют достаточно точно определять целесообразность и объем быстродействующей разгрузки, а также эффективность реализации других УВ в каждой конкретной схемно-режимной ситуации. Также отмечено, что данный разработанный подход позволит минимизировать объем ОН в наиболее тяжелых аварийных режимах за счет эффективной реализации УВ, а в ряде схемно-режимных ситуаций отказаться от ОН полностью.

Новые подходы к совершенствованию алгоритмов работы автоматики АОПО отражены в [107,108]. Использование систем мониторинга и диагностики трансформаторов (автотрансформаторов) для учета реального состояния и оптимального использования их нагрузочной способности. Также использование УВ на автоматическую загрузку генераторов объектов РГ и коммутации средств компенсации реактивной мощности положены в основу принципов адаптивного АОПО в [107], которые направлены на минимизацию объемов ОН и времени отключения потребителя. В [108] для повышения эффективности АОПО авторами предложен алгоритм с использованием адаптивной уставки срабатывания исполнительных органов. Алгоритм основан на оптимизации применения линейной и ступенчатой характеристик, что позволяет избежать излишнее ОН и повысить пропускную способность оборудования.

Известны несколько отечественных разработок новых адаптивных алгоритмов применения ДА для ЭР с РЭР. Одна из них – это автоматика АОСД, предложенная в [109]. Запуск АОСД определяется уставками по напряжению прямой и обратной последовательностей напряжения в заданном контрольном узле сети. Преимуществом данного способа является возможность анализа опережающего деления ЭР с РЭР по слабым связям до отключения короткого замыкания (КЗ) и выбора для данного послеаварийного режима рационального деления с точки зрения минимума дефицита мощности у потребителей при заданной доле РГ [110].

АОСД успешно реализована в ПА подсистеме автоматики управления режимами параллельной работы ЛИЭС с внешней электрической сетью, которая разработана в Новосибирском государственном техническом университете совместно с ООО «Модульные системы Торнадо» и АО «Институт автоматизации энергетических систем» (г. Новосибирск) [111]. Эта автоматика – режимно-противоаварийная и выполняет полный цикл управления ЭР с малой синхронной генерацией по активной и реактивной мощности в нормальных и аварийных условиях с выбором состава оборудования, находящегося в работе, и вариантов работы – островном или параллельном с внешней ЭЭС [109, 110]. В принципе, эта автоматика является прототипом децентрализованного управления режимами рабо-

ты ЭР с РЭР, так как управление осуществляется полностью автоматически и без участия персонала. Для реализации этого авторами разработана автооператорная подсистема, которая выполняет все действия по реконфигурации системы, изменению состава включенного в работу оборудования, изменению характера действий регуляторов возбуждения генераторов и мощностей первичных двигателей и использует предложенный в работе способ активной синхронизации центров питания в разных вариантах их объединения с одновременным включением всех выключателей в цепи замыкания источников. Назначением автооператора является автоматический перевод текущего состояния (структуры и режима локальной ЭР с РЭР, ее режимной и противоаварийной автоматик) в одно из двух нормальных состояний:

- параллельной работы локальной ЭР с РЭР с внешней сетью (при наличии всех условий параллельной работы),
- автономной работы (при запрете параллельной работы со стороны дежурного персонала локальной ЭР с РЭР или внешней электрической сети).

Еще один способ реализации ДА разработан в АО «Институт «Энергосетьпроект», основанный на снижении напряжения, который связан с токовыми перегрузками элементов сети и последующему их отключению устройствами РЗ. Это приводит к невозможности выдачи мощности от электростанций в энергосистему и резкому утяжелению процесса аварии. В таких случаях применение ДАН значительно эффективнее [112]. Его принцип основан на контроле взаимных соотношений напряжения, значения и направления реактивной мощности в точке деления. Применение ДАН целесообразно в ЭР с РЭР со слабыми линиями электрической связи, с электростанциями малой мощности и большей долей двигательной нагрузки для выполнения опережающего деления сети от внешней энергосистемы.

Следует отметить ряд недостатков предложенных способов деления сети. АОСД не учитывает зависимость срабатывания пусковых устройств автоматики на изменение параметров режима нагрузки и различие ее структуры и состава в виду сопоставимых мощностей генерации и нагрузки, в том числе их малых вза-

имных сопротивлений. Как показывают многочисленные научные исследования [66,92,113], есть прямая зависимость переходных процессов в аварийных ситуациях при выделении ЭР с РЭР на изолированную работу от состава нагрузки, графика нагрузки и ее характеристик.

В предложенных разработках АОСД и ДАН не рассмотрена проблема согласованной их работы с вышеуказанными существующими средствами автоматики, что может привести к ложной работе ПА и РЗ при выделении ЭР с РЭР на изолированную работу и, как следствие, отключение больших объемов нагрузки и более длительных простоев потребителей.

1.2.4. Обоснование разработки новых способов аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу

Как было отмечено выше, электросетевой комплекс нашей страны изначально не был рассчитан для внедрения в него различных источников электроэнергии и технически не был готов к появлению чувствительных к любым колебаниям напряжения электроприемников [114]. Реформа электроэнергетики показала экономические проблемы обеспечения надежности электроснабжения. Затраты на поддержание гарантированного уровня надежности или его повышения за счет усиления и модернизации электрической сети, строительства и ввода новых мощностей несут субъекты электроэнергетики, но негативные последствия от отказов элементов ЭЭС, главным образом, возникают у конечного потребителя из-за нарушения технологического процесса производства при перерывах в его электроснабжении [115—117]. Здесь следует отметить, что из-за существенной разницы стоимости технологического присоединения, в зависимости от категории надежности, большая часть потребителей отдает приоритет подключению по 3 категории надежности электроснабжения.

СО ЭЭС при решении задач обеспечения системной надежности требует от субъектов электроэнергетики определить приоритеты отключения потребителей в зависимости от категории надежности их электроснабжения. Однако, эта задача

часто оказывается чрезвычайно сложной, а порой и невыполнимой, поскольку некоторым субъектам, особенно в регионах с низкой плотностью нагрузки (например, в ОДУ Востока ДФО), бывает трудно обеспечить даже минимально необходимый объем нагрузки для отключения, не говоря уже о его распределении по очередям и категориям. Категория электроснабжения потребителя, которая должна отражать его важность, не всегда учитывается при определении перечня ОН [118].

Для реализации УВ на ОН традиционной ПА могут быть задействованы электроустановки потребителей всех категорий надежности электроснабжения [119]. Действия традиционной ПА направлены на ОН высшего класса напряжения (6/10/35/110 кВ) и не учитывают сохранения электроснабжения ответственных потребителей от более низкого класса напряжения (0,4 кВ). Следовательно, в аварийных ситуациях при разных схемно-режимных условиях могут быть отключены потребители 1 категории наряду с тем, что часть потребителей 2 и 3 категории остаются включенными.

Дополнительно, изменение климата и повышение требований к надежному бесперебойному электроснабжению СЗО и объектов жизнеобеспечения, которые были спроектированы еще в прошлом веке, актуализирует вопрос исключения этих важных объектов из УВ устройств ПА либо гарантированного обеспечения их мощностью при любом развитии аварийной ситуации. Зачастую, в аварийных ситуациях в условиях аномально низких температур в большинстве регионов России под ограничения в электроснабжении попадают котельные, бойлерные, насосные, водозаборы и т.д. При этом, как уже было отмечено, согласно [48], эти объекты относятся ко 2 категории надежности электроснабжения, но согласно [120] котельные по отпуску тепла имеют 1 категорию надежности и являются единственным источником тепловой энергии системы теплоснабжения, который обеспечивает потребителей первой категории, у которых нет резервных источников тепловой энергии. В связи с этим, в условиях дефицита генерирующей мощности для оперативного восстановления электроснабжения объектов жизнеобеспечения, в первую очередь — котельных, АО «СО ЕЭС» приходится получать до-

полнительную мощность за счет ввода ГАО и отключать потребителей, чтобы восстановить электроснабжение СЗО и объектов жизнеобеспечения [121]. Право АО «СО ЕЭС» на принятие таких решений регламентировано [122].

Для решения вышеуказанной проблемы с надежным электроснабжением СЗО на федеральном уровне были разработаны методические рекомендации по определению категорий электроприемников СЗО по надежности электроснабжения, обеспечению их РИСЭЭ. Однако, эти рекомендации не вносят изменений в действующие нормативные правовые акты для определения категорийности по надежности электроснабжения, соответственно не имеют юридическую силу при возникновении конфликтных ситуаций между потребителями и поставщиками электроэнергии. Целью методических рекомендаций является обобщение и систематизация требований по надежности электроснабжения, приведенных в различных нормативных правовых актах, для обеспечения всех потенциальных пользователей необходимой методической информацией, общими данными.

Следовательно, в настоящее время существует еще ряд недоработок в методах и средствах обеспечения надежной работы существующих ЭР в аварийных ситуациях в части полного исключения негативных последствий для ответственных потребителей, СЗО и объектов жизнеобеспечения при работе устройств ПА из-за существующих разногласий между нормативными правовыми актами [48,120–122], отсутствием требуемой селективности при выборе воздействий на ОН с учетом реальных рисков нарушения электроснабжения потребителей.

В диссертационной работе представлен новый метод для устранения существующих противоречий между соблюдением нормативных требований к показателям надежности оборудования и требованиями надзорных органов к надежности электроснабжения потребителей и гарантированного обеспечения электроснабжения ответственных и социально-значимых потребителей.

Идея предлагаемого метода послеаварийного управления нагрузкой активных потребителей заключается в добровольном (на договорных условиях) предоставлении активными потребителями дополнительной мощности за счет снижения собственного потребления либо за счет ввода в работу резерва собственных

источников генерации и далее в автоматическом перераспределении полученной мощности между потребителями с ответственной нагрузкой [123]. Предлагаемая автоматика АУНАП также предусматривает автоматическую ротацию предоставляемой дополнительной мощности активных потребителей в зависимости от изменения графика изменения их нагрузки, что обеспечивает интеллектуальный сценарий послеаварийного управления с минимизацией потенциальных отключений. Предлагаемый подход подробно будет представлен в Главе 2.

Таким образом, следующим направлением в работе будет исследование технологии управления спросом не только, как экономической услуги управления нормальными режимами работы ЭР с РЭР, но и как средство послеаварийного управления для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях.

1.3. Постановка задач диссертации

В настоящее время в нашей стране рост требований потребителей к надежности электроснабжения обусловил тенденцию перехода традиционных ЭЭС к ИЭС и ориентацию ЭСК на качество предоставляемых услуг. Такой переход особенно важен для стратегически важных восточных регионов нашей страны СФО и ДФО, для которых проблема надежного электроснабжения остается острой в социальном, техническом и экономическом аспектах в условиях неудовлетворительного состояния генерирующего оборудования, и, как следствие, дефицита генерирующих мощностей, и высокой аварийностью оборудования ЭСК из-за его высокого износа.

Обеспечение надежной работы ЭЭС в аварийных ситуациях достигается за счет увеличения количества ее частей, которые могут быть выделены на изолированную работу по условию сохранения в каждой изолированной части системы баланса мощностей. Проведенный анализ существующих методов обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях показал, что в большинстве алгоритмов их работы заложен принцип ОН потребителей. При этом отмечено, что в этих методах сохраняется еще ряд недоработок в части полного исключения

негативных последствий для ответственных потребителей, СЗО и объектов жизнеобеспечения из-за существующих разногласий между нормативными правовыми актами, отсутствием требуемой селективности при выборе воздействий на ОН с учетом реальных рисков нарушения электроснабжения потребителей.

Повышение возможностей больших ЭЭС к делению на изолированно работающие ЭР для сохранения ее устойчивой и надежной работы в аварийных ситуациях и появление новых свойств преобразованных энергосистем актуализирует вопрос совершенствования систем управления и автоматики за счет внедрения в них гибких энергетических технологий. Интеграция цифровых технологий в системы управления ИЭС привела к необходимости согласования централизованных и децентрализованных подходов к управлению режимами, позволяющее внедрять РЭР в состав централизованных региональных ЭР. Создание ЦРЭС создает условия для реализации новых подходов к решению вышеуказанной проблемы.

Качественно новые требования к ЭЭС делают гибкость системообразующим фактором, а управление ею – главным условием для перехода к новым направлениям развития ЭЭС. Обеспечение требуемого уровня гибкости ЭЭС может быть достигнуто широким спектром технологических решений, одним из которых является *управление спросом*.

В диссертационной работе принципы технологии управления спросом реализованы в новой автоматике АУНАП в качестве дополнительной к существующим средствам ПАУ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме. Требования, которые предъявляются к АУНАП в работе:

- автоматическое формирование и реализация команд АО «СО ЕЭС» на ввод ГАО при возникшем дефиците мощности и более избирательное ОН потребителей, не затрагивая ответственных;
- повышение мониторинга режима потребления ответственной и второстепенной нагрузки;

– автоматическое перераспределение полученной дополнительной мощности в аварийных ситуациях для обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей.

Таким образом, выполнение вышеописанных требований к новой автоматике АУНАП будет способствовать устранению недостатков, существующих методов и средств для обеспечения надежности электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях.

Для достижения поставленной в диссертации цели необходимо решить следующие задачи:

1. Разработать принципы и алгоритм автоматического управления нагрузкой активных потребителей на базе технологии управления спросом с учетом вышеописанных требований, предъявляемых к АУНАП.

2. Разработать методические положения согласования традиционных видов ПА и предлагаемой автоматики АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу для обеспечения селективности ее работы на этапе восстановления нормального режима работы ЭР.

3. Разработать принципы, алгоритм и критерии оценки методического подхода к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР при различных возмущениях и переходе в послеаварийный режим.

4. Исследовать эффективность работы АУНАП и методического подхода повышения энергетической гибкости на основании имитационного моделирования переходных процессов различных аварийных сценариев работы ЭР с РЭР, провести комплексный анализ полученных результатов.

1.4. Выводы по главе 1

1. Актуализирована проблема обеспечения надежности электроснабжения потребителей при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу при переходе существующих ЭЭС к ИЭС.

2. Выявлено, что существующие адаптивные автоматические устройства и традиционные устройства ПА в комплексе ПАУ имеют ряд недоработок в части неселективности ОН потребителей.

3. Обоснована необходимость в разработке новых методов обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях и гарантированного электро-снабжения ответственной нагрузки.

4. Предложен к дальнейшему рассмотрению новый вариант участия активного потребителя в решении вопросов послеаварийного управления режимами работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях, как одного из источников гибкости для обеспечения надежности электроснабжения, а также в связи с этим определены задачи дальнейших исследований.

Глава 2. Разработка автоматики управления нагрузкой активных потребителей и методического подхода к повышению энергетической гибкости в ЭР с РЭР

2.1. Методологическое описание АУНАП

Предлагаемая автоматика АУНАП направлена на снижение негативных последствий при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу, а именно на ликвидацию возможного дефицита мощности и обеспечение в послеаварийном установившемся режиме (УР) гарантированной дополнительной мощностью за счет доступной мощности объектов РЭР, либо за счет высвобождения мощности в результате автоматического снижения электропотребления активных потребителей до согласованных значений для восстановления электроснабжения потребителей с ответственной нагрузкой, отключенных ранее действием традиционной ПА [123].

Основная цель предлагаемой автоматики – обеспечение надежного электроснабжения потребителей с ответственной нагрузкой за счёт повышения энергетической гибкости путем оптимизации работы РЭР в аварийных ситуациях.

2.1.1. Структурная схема АУНАП

Разработанная структурная схема работы автоматики АУНАП представлена на рисунке 2.1.

Она включает в себя следующие блоки:

1. Информационно-измерительный блок, реализованный в едином центре сбора и обработки данных в программном комплексе (ПК) «СК-11. SCADA». Реализует функции:

- контроль текущего баланса активной и реактивной мощности в выделенном ЭР путем измерения параметров напряжения и частоты в послеаварийном УР для обеспечения оптимального выбора объемов УВ;

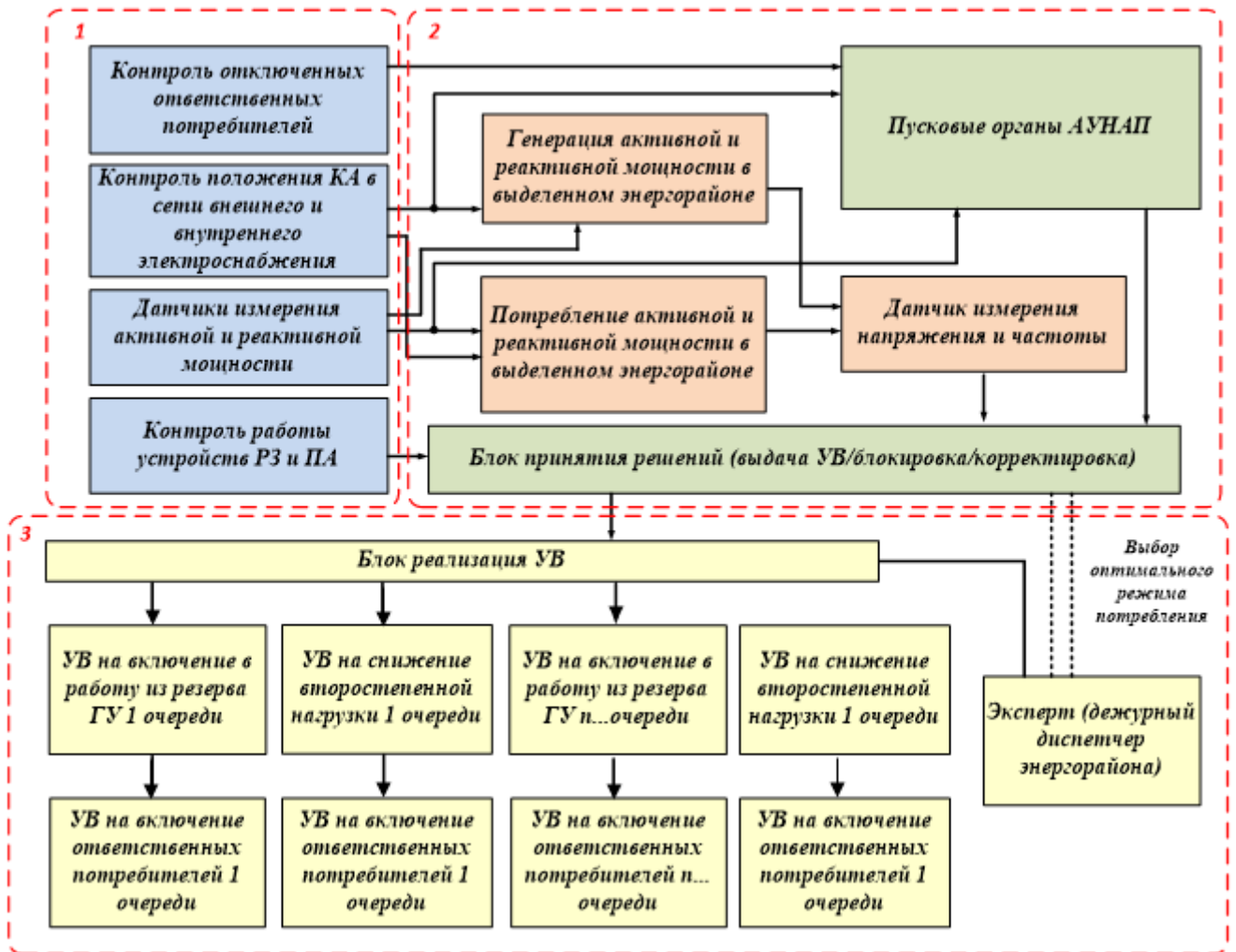


Рисунок 2.1 – Структурная схема АУНАП

– контроль положений КА в сети внешнего и внутреннего электроснабжения (отключено/включено) для определения режима работы ЭР с РЭР по отношению к внешней ЭЭС (изолированно/параллельно), состояния электроприемников во внутренней сети электроснабжения, измерительный датчик показывает наличие напряжения у них;

– передача данных о категорийности отключенных потребителей по каналам системы управления энергопотреблением EMS (англ. *Energy Management System*) программного комплекса (ПК) «СК-11. SCADA» с последующей передачей команд на исполнительные органы, установленные на выключателях соответствующего уровня напряжения.

- контроль работы устройств РЗ и ПА для предотвращения срабатывания АУНАП при ОН ответственных потребителей действием устройств РЗ, которые защищают оборудование от повреждений.

2. Блок принятия решений. Реализует функции:

- на основании полученной информации о балансе мощности, отключенных ответственных потребителей формирование условий для запуска работы АУНАП, приводя в действие блок «Пусковых органов»;
- выдача блокирующих сигналов для предотвращения ложной работы АУНАП на основании информации о работе устройств РЗ и ПА;
- формирование методом перебора УВ на включение резервных источников генерации или снижение потребления нагрузки активных потребителей и включение нагрузки ответственных потребителей;
- через Блок реализации УВ предоставляет выбранную приоритетность действий устройства АУНАП для автоматического подключения отключенных ответственных потребителей;
- после реализации УВ формирование сценариев режима потребления с последующей их передачей эксперту (дежурному диспетчеру ЭР) для принятия им решения об оптимальном перераспределении мощности.

3. Блок эксперта (дежурного диспетчера ЭР). Реализует функции:

- мониторинг реализации УВ автоматики АУНАП, получение сформированных сценариев корректировки режима потребления из Блока принятия решений путем постоянного опроса данной информации;
- реализация оптимального сценария режима потребления путем передачи команды в Блок принятия решений о выбранном сценарии.

Структурная схема рабочего места эксперта (дежурного диспетчера ЭР), представленная на рисунке 2.2, схематично показывает принципы реализации функций Блока эксперта.

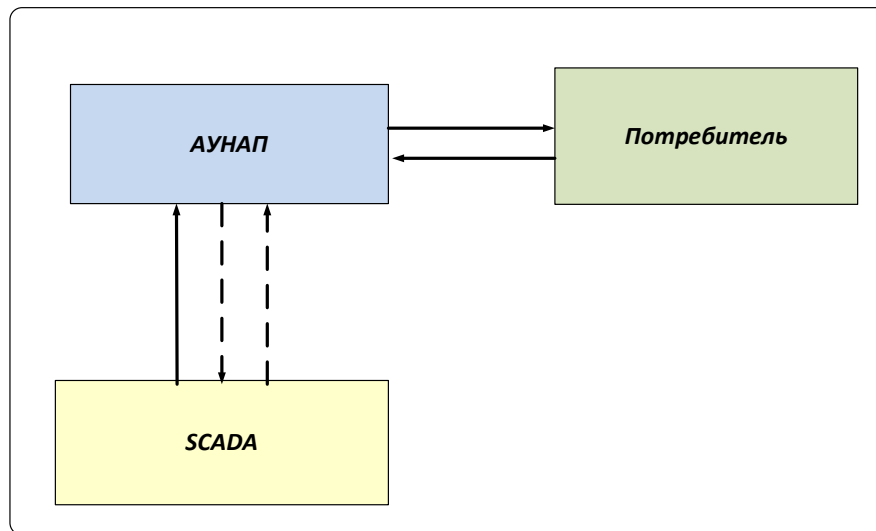


Рисунок 2.2 – Структурная схема рабочего места эксперта (дежурного диспетчера ЭР)

Постоянный обмен информацией о текущем режиме потребления с момента перехода ЭР с РЭР в послеаварийный изолированный режим работы до момента восстановления нормальной схемы позволяет решать эксперту оптимизационные задачи алгоритма работы АУНАП.

2.1.2. Принципы и метод работы АУНАП

Предложенная АУНАП – дополнительная автоматика послеаварийного управления в изолированном режиме работы ЭР с РЭР. На основе этого алгоритм АУНАП запускается при установлении баланса потребляемой и генерируемой мощностей после завершения работы традиционной ПА. Действия АУНАП не распространяются на отключение ответственной нагрузки работой РЗ от повреждений электрооборудования.

Под нагрузкой активных потребителей принята та нагрузка, которую они готовы предоставлять энергопредприятию в аварийных ситуациях в рамках заранее заключенных договоров, предусматриваемых получения фиксированной платы за предоставление активными потребителями данной услуги.

Под ответственной нагрузкой понимается нагрузка потребителей, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей,

угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунальной инфраструктуры, относящихся к системам жизнеобеспечения (в том числе водо-, тепло-, газо- и энергоснабжения, водоотведения, очистных сточных вод, обработки, утилизации, обезвреживания и захоронения твердых коммунальных отходов), объектов связи и телевидения [48].

Для определения очередности подключения ответственной нагрузки в алгоритм работы АУНАП введен весовой коэффициент, который будет отражать ее значимость в сравнении с другими факторами, оказывающими влияние на распределение полученной дополнительной мощности. Расчет весовых коэффициентов выполнен методом оценки в шкале рангов с использованием непосредственного ранжирования.

При реализации УВ АУНАП, в первую очередь, используется резервная мощность регулируемых объектов РГ (газотурбинные установки), а во вторую очередь резервная мощность нерегулируемых объектов РГ (установки на базе ВИЭ и накопителей). Если недостаточно данного объема мощности, автоматика дает сигнал на снижение нагрузки активных потребителей 3 категории надежности, перерыв в электроснабжении которых в соответствии с [48] не принесет серьезных последствий и которые имеют больше технологических возможностей на разгрузку. Если объем высвобожденной нагрузки недостаточен, АУНАП использует свои УВ для оперирования нагрузкой активных потребителей 2 категории надежности, перерывы электроснабжения которых допустимы на промежуток времени, необходимый для оперативного включения резервного питания с целью минимизации негативных последствий для электроприемников данной категории надежности. Однако, для потребителей 2 категории надежности число часов отключений не обозначено в [48] и, как правило, оговаривается в договоре оказания услуг по передаче электроэнергии или в договоре с энергосбытовой организацией. Поэтому далее в алгоритме АУНАП было учтено более высокое вознаграждение активным потребителям 2 категории за предоставление ими услуги по разгрузке,

потребляемой ими мощности в аварийных ситуациях по сравнению с потребителями 3 категории.

Согласно [48], к 1 категории электроснабжения относятся наиболее важные потребители, перерыв в электроснабжении которых может привести к несчастным случаям, крупным авариям и нанесению большого материального ущерба. Но если потребитель этой «неотключаемой» категории выразил желание заработать на предоставлении своей мощности, то при исчерпании всех вышеуказанных возможностей АУНАП использует нагрузку активных потребителей 1 категории с соответствующей более высокой оплатой по сравнению с потребителями 2 категории.

Координирующий комплекс предлагаемой автоматики АУНАП разработан с учетом его интеграции в ПК «СК-11. SCADA». На базе этого ПК создаются системы нового поколения для гибкого управления производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии различного назначения. Состав пакетов приложений ПК «СК-11. SCADA», используемых в каждом решении, зависит от потребностей энергопредприятия и может свободно изменяться в соответствии с новыми задачами, в том числе включая задачи восстановления электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях [124].

2.1.3. Математическая модель АУНАП

Подробная математическая модель работы АУНАП в виде общей схемы представлена в Приложении Б. В зависимости от решаемых задач на каждом шаге, алгоритм разбит на три блока, которые выделены на упрощенной блок-схеме (рисунок 2.3.) красной пунктирной линией.

Блок 1.

В Блоке 1, с помощью пусковых органов, принимается решение о необходимости запуска АУНАП, используя информацию о выполнении следующих критериев:

– *установление баланса мощностей.*

Согласно определению объекта исследования диссертационной работы и свойствами нагрузки активных потребителей, описанных в Главе 1, формула баланса мощностей состоит из:

$$P_{ген} = P_{потр} + \Delta P, \quad (2.1)$$

$$P_{ген} = P_{гу} + P_{ген.снээ} + P_{виэ}, \quad (2.2)$$

$$P_{потр} = P^I + P^{II} + P^{III}, \quad (2.3)$$

где $P_{ген}$ – генерирующая мощность в выделенном ЭР; $P_{потр}$ – потребляемая мощность в выделенном ЭР; ΔP – потери мощности в выделенном ЭР; $P_{гу}$ – мощность регулируемых ГУ; $P_{ген.снээ}$ – мощность, генерируемая СНЭЭ; $P_{виэ}$ – мощность нерегулируемых ГУ на базе ВИЭ; P^I , P^{II} , P^{III} – мощность нагрузки потребителей 1, 2, 3 категории соответственно, в том числе управляемой нагрузки активных потребителей.

При выполнении условия (2.1) алгоритм переходит к проверке наличия следующего критерия, в противном случае он возвращается к опросу единого центра сбора и обработки данных системы о завершении работы традиционной ПА.

– *наличие отключенной ответственной нагрузки.*

Критерий наличия отключенных ответственных потребителей:

$$\sum_{i=1}^K P_{откл_i}^{отв} * prizn_i > 0, \quad i = 1, \dots, K, \quad (2.4)$$

$$prizn_i = \begin{cases} 0 - \text{включен} \\ 1 - \text{отключен} \end{cases},$$

где $P_{откл_i}^{отв}$ – отключенная мощность ответственной нагрузки в узле i , K – количество узлов с ответственной нагрузкой, $prizn_i$ – признак состояния узла i с ответственной нагрузкой.

При наличии отключенной ответственной нагрузки алгоритм переходит к Блоку 2 к решению задачи минимизации времени восстановления электроснабжения ответственных потребителей, а при отсутствии – алгоритм завершает свою работу.

Блок 2.

В Блоке 2 происходит формирование УВ АУНАП методом перебора для подключения отключенной ответственной нагрузки за счет разработки различных

сценариев поэтапного получения дополнительной мощности. Принятие решение на реализацию УВ осуществляется путем нахождения оптимального сценария использования полученной дополнительной мощности в выделившейся на изолированную работу ЭР с РЭР с точки зрения минимизации времени восстановления электроснабжения потребителей.

На данном этапе работы алгоритма работы АУНАП рассматривается помощь эксперта (дежурного диспетчера ЭР). Это связано с тем, что любая оптимизация утяжеляет процесс вычислений, а любая автоматика должна работать мгновенно с учетом скорости протекания аварийных переходных процессов.

Сформированные УВ передаются системой в исполнительные органы АУНАП для последующей реализации.

Расчетные формулы Блока 2.

1. Целевая функция (ЦФ) определения оптимального сценария потребления мощности для подключения ответственной нагрузки сформулирована (2.5) с учетом режимных ограничений (2.6 – 2.20):

$$F = \min \left(\sum_{i=1}^K a_i * P_{\text{ОТКЛ}_i}^{\text{ОТВ}} - \left(\sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{ГУ}} + \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{СНЭЭ}} + \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{ВИЭ}} + \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^{N_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{II}} + \sum_{i=1}^{N_1} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{I}} \right) \right), \quad (2.5)$$

где $P_{\text{ОТКЛ}_i}^{\text{ОТВ}}$ – отключенная мощность ответственной нагрузки в узле i ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{ГУ}}$ – свободная мощность регулируемых ГУ в узле i ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{СНЭЭ}}$ – свободная мощность СНЭЭ в узле i ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{ВИЭ}}$ – свободная мощность нерегулируемых ГУ на базе ВИЭ в узле i ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{I}}$, $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{II}}$, $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{III}}$ – высвобожденная мощность нагрузки 1, 2, 3 категории соответственно в узле i ; a_i – весовой коэффициент.

Свободная мощность ГУ и СНЭЭ – мощность собственной микрогенерации активных потребителей, которую они гарантируют предоставить при дефиците мощности.

Высвобожденная мощность нагрузки 1,2,3 категории – дополнительная мощность активных потребителей, которую они гарантируют предоставить через снижение собственного потребления.

При оптимизации учитываются следующие ограничения:

- Ограничение по балансу мощности в изолированном ЭР

$$P_{ген} - (P_{потр} + \Delta P) = 0, \quad (2.6)$$

$$P_{ген} - (P_{ГУ} + P_{ген.снээ} + P_{виэ}) = 0, \quad (2.7)$$

$$P_{потр} - (P^I + P^{II} + P^{III}) = 0, \quad (2.8)$$

- Ограничение по суммарной величине мощности ГУ

$$0 < \sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{свобод}}^{ГУ} \leq P_{ген}, \quad (2.9)$$

$$G_1 - (g_{1_{раб}} + g_{1_{резерв}}) = 0, \quad (2.10)$$

где G_1 – суммарное число узлов с ГУ; $g_{1_{раб}}$ – число узлов с ГУ, находящихся в работе; $g_{1_{резерв}}$ – число узлов с ГУ, находящихся в резерве;

- Ограничение по суммарной величине мощности, генерируемой СНЭЭ

$$0 < \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{свобод}}^{ИЭС} \leq P_{ген} \quad (2.11)$$

$$G_2 - (g_{2_{раб}} + g_{2_{резерв}}) = 0, \quad (2.12)$$

где G_2 – суммарное число узлов с СНЭЭ; $g_{2_{раб}}$ – число узлов СНЭЭ с генерируемой мощностью, находящихся в работе; $g_{2_{резерв}}$ – число узлов с СНЭЭ, находящихся в резерве;

- Ограничение по суммарной величине мощности ГУ на базе ВИЭ

$$0 < \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{свобод}}^{ВИЭ} \leq P_{ген}, \quad (2.13)$$

$$G_3 - (g_{3_{раб}} + g_{3_{резерв}}) = 0, \quad (2.14)$$

где G_3 – суммарное число узлов с ВИЭ; $g_{3_{раб}}$ – число узлов с ВИЭ, находящихся в работе; $g_{3_{резерв}}$ – число узлов с ВИЭ, находящихся в резерве;

- Ограничение по суммарной величине нагрузки 3 категории

$$0 < \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{III} \leq P_{\text{потр}}, \quad (2.15)$$

$$N_3 - (n_{3_{\text{па}}} + n_{3_{\text{аунап}}} + n_{3_{\text{вкл}}}) = 0, \quad (2.16)$$

где N_3 – суммарное число узлов с нагрузкой 3 категории; $n_{3_{\text{па}}}$ – число узлов с нагрузкой 3 категории, отключенных традиционной ПА; $n_{3_{\text{аунап}}}$ – число узлов с нагрузкой 3 категории со сниженным потреблением мощности в результате УВ АУНАП; $n_{3_{\text{вкл}}}$ – число включенных узлов с нагрузкой 3 категории;

– Ограничение по суммарной величине нагрузки 2 категории

$$0 < \sum_{i=1}^{N_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{II} \leq P_{\text{потр}}, \quad (2.17)$$

$$N_2 - (n_{2_{\text{па}}} + n_{2_{\text{аунап}}} + n_{2_{\text{вкл}}}) = 0, \quad (2.18)$$

где N_2 – суммарное число узлов с нагрузкой 2 категории, $n_{2_{\text{па}}}$ – число узлов с нагрузкой 2 категории, отключенных традиционной ПА, $n_{2_{\text{аунап}}}$ – число узлов с нагрузкой 2 категории со сниженным потреблением мощности в результате УВ АУНАП, $n_{2_{\text{вкл}}}$ – число включенных узлов с нагрузкой 2 категории.

– Ограничение по суммарной величине нагрузки 1 категории

$$0 < \sum_{i=1}^{N_1} P_{i_{\text{свобод}}}^I \leq P_{\text{потр}}, \quad (2.19)$$

$$N_1 - (n_{1_{\text{па}}} + n_{1_{\text{аунап}}} + n_{1_{\text{вкл}}}) = 0, \quad (2.20)$$

где N_1 – суммарное число узлов с нагрузкой 1 категории, $n_{1_{\text{па}}}$ – число узлов с нагрузкой 1 категории, отключенных традиционной ПА, $n_{1_{\text{аунап}}}$ – число узлов с нагрузкой 1 категории со сниженным потреблением мощности в результате УВ АУНАП, $n_{1_{\text{вкл}}}$ – число включенных узлов с нагрузкой 1 категории;

Весовой коэффициент для определения приоритетности подключения ответственной нагрузки:

$$a_i = \frac{\sum_{j=1}^N A_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N A_{ij}}, \quad (2.22)$$

$$0 \leq a_i \leq 1, \quad (2.23)$$

где A_{ij} – ранг i -ого показателя приоритетности, определенный j -м экспертом; N – число экспертов; n – число учитываемых показателей приоритетности.

Для объективности расчета весового коэффициента предлагается использовать метод оценки в шкале рангов с использованием непосредственного ранжирования. Этот метод предусматривает определение экспертом важности каждого показателя приоритетности путем приписывания балльной оценки по определенной шкале баллов. Наиболее важному показателю эксперт может присвоить максимальное количество баллов. После первоначального ранжирования экспертом производится операция преобразования рангов. Операция преобразования рангов заключается в том, что для всего упорядоченного ряда параметров числовая последовательность рангов заменяется обратной. Необходимость в первоначальной ранжировке и последующем ее преобразовании объясняется тем обстоятельством, что эксперту психологически удобнее выбирать из перечня параметры, начиная именно с наиболее, а не с наименее важного.

В Приложении В показан пример расчета весового коэффициента.

Конкретные критерии оценки включают: экономические последствия отключения, социальную значимость, влияние на устойчивость сети.

Критерий оптимальности выбора – условие минимального значения целевой функции F из набора всех минимальных значений целевых функций, полученных по предложенным сценариям:

$$\min \{F_i\}, \quad i = 1, \dots, n_c, \quad (2.24)$$

$$\text{при } \min \{g_{1_резерв_{nc}}\}, \min \{g_{2_резерв_{nc}}\}, \min \{g_{3_резерв_{nc}}\}, \\ \min \{n_{3_аунап_{nc}}\}, \min \{n_{2_аунап_{nc}}\}, \min \{n_{1_аунап_{nc}}\},$$

где n_c – число рассматриваемых сценариев перераспределения потребления мощностей.

При появлении небаланса мощностей и выхода режима за заданные ограничения выполнение блока корректировки возвращается к началу перераспределения мощностей в выделенном ЭР.

1. Подбор свободной мощности регулируемых ГУ для подключения отключенной ответственной нагрузки:

$$F_{G_1} = \left(\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} - \sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{гу}} \right) \rightarrow \min, \quad (2.25)$$

$$0 \leq P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{гу}} \leq P_{\max}^{G_1}, i = 1, \dots, G_1, \quad (2.26)$$

где $P_{\max}^{G_1}$ – максимальная мощность регулируемых ГУ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{гу}}$ – свободная мощность регулируемых ГУ в узле i .

Критерий перехода к расчету ЦФ (2.5) после набора сценария получения дополнительной мощности регулируемых ГУ для подключения ответственной нагрузки:

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \leq \sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{гу}} \quad (2.27)$$

На каждом шаге производится проверка возможности этого перехода и при достижении условия по формуле (2.27), АУНАП переходит к нахождению оптимального сценария по критерию (2.24) и реализации УВ.

В противном случае алгоритм переходит к оценке наличия узлов со свободной мощностью регулируемых ГУ. Если покажет отсутствие таких узлов, то алгоритм переходит к подбору свободной мощности СНЭЭ для подключения ответственных потребителей.

2. Подбор свободной мощности СНЭЭ для подключения отключенной ответственной нагрузки:

$$F_{G_2} = \left(\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} - \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{снээ}} \right) \rightarrow \min, \quad (2.28)$$

$$0 \leq P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{снээ}} \leq P_{\max}^{G_2}, i = 1, \dots, G_2, \quad (2.29)$$

где $P_{\max}^{G_2}$ – максимальная мощность СНЭЭ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{снээ}}$ – свободная мощность СНЭЭ узле i .

В этом случае критерий перехода к расчету ЦФ (2.5) после набора сценария получения дополнительной мощности СНЭЭ для подключения ответственной нагрузки представляется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \leq \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{снээ}} \quad (2.30)$$

На каждом шаге производится проверка возможности этого перехода и при достижении условия по формуле (2.30), АУНАП переходит к нахождению оптимального сценария по критерию (2.24) и реализации УВ.

В противном случае алгоритм переходит к оценке наличия узлов со свободной мощностью СНЭЭ. При отсутствии таких узлов алгоритм переходит к подбору свободной мощности нерегулируемых ГУ на базе ВИЭ для подключения ответственных потребителей.

3. Подбор свободной мощности нерегулируемых ГУ на базе ВИЭ для подключения отключенной ответственной нагрузки:

$$F_{G_3} = \left(\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} - \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{виэ}} \right) \rightarrow \min, \quad (2.31)$$

$$0 \leq P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{виэ}} \leq P_{\text{max}}^{G_3}, i = 1, \dots, G_3, \quad (2.32)$$

где $P_{\text{max}}^{G_3}$ – максимальная мощность нерегулируемых ГУ на базе ВИЭ; $P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{виэ}}$ – свободная мощность ГУ на базе ВИЭ узле i .

Критерий перехода к расчету ЦФ (2.5) после набора сценария получения дополнительной мощности ГУ на базе ВИЭ для подключения ответственной нагрузки:

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \leq \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{виэ}} \quad (2.33)$$

На каждом шаге производится проверка возможности этого перехода и при достижении условия по формуле (2.33), АУНАП переходит к нахождению оптимального сценария по критерию (2.24) и реализации УВ.

В противном случае алгоритм переходит к оценке наличия узлов со свободной мощностью нерегулируемых ГУ на базе ВИЭ. При отсутствии таких узлов алгоритм переходит к подбору свободной мощности 3-й категории надежности

для ее снижения и получения дополнительной свободной мощности и дальнейшего подключения ответственных потребителей.

4. Подбор мощности нагрузки 3-й категории для снижения до согласованных значений и подключения отключенной ответственной нагрузки:

$$F_{III} = \left(\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} - \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{III} \right) \rightarrow \min, \quad (2.34)$$

$$P_{\min}^{III} \leq P_{i_{\text{свобод}}}^{III} \leq P_{\max}^{III}, i = 1, \dots, N_3, \quad (2.35)$$

где P_{\max}^{III} – максимальная включенная мощность нагрузки 3 категории; P_{\min}^{III} – минимальная включенная мощность нагрузки 3 категории; $P_{i_{\text{свобод}}}^{III}$ – высвобожденная мощность нагрузки 3 категории в узле i .

Критерий перехода к расчету ЦФ (2.5) после набора сценария высвобождения нагрузки 3 категории для подключения ответственной нагрузки:

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \leq \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{III} \quad (2.36)$$

На каждом шаге производится проверка возможности этого перехода и при достижении условия по формуле (2.36), АУНАП переходит к нахождению оптимального сценария по критерию (2.24) и реализации УВ.

В противном случае алгоритм переходит к оценке наличия узлов нагрузки с потребителями 3-й категории для снижения ее до согласованных значений и получения дополнительной мощности. При отсутствии таких узлов алгоритм переходит к подбору нагрузки потребителей 2-й категории надежности.

5. Подбор мощности нагрузки 2-й категории для снижения до согласованных значений и подключения отключенной ответственной нагрузки:

$$F_{II} = \left(\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} - \sum_{i=1}^{N_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{II} \right) \rightarrow \min, \quad (2.37)$$

$$P_{\min}^{II} \leq P_{i_{\text{свобод}}}^{II} \leq P_{\max}^{II}, i = 1, \dots, N_2, \quad (2.38)$$

где P_{max}^{II} – максимальная включенная мощность нагрузки 2 категории; $P_{i_{свобод}}^{II}$ – высвобожденная мощность нагрузки 2 категории в узле i , P_{min}^{II} – минимальная включенная мощность нагрузки 2 категории.

Критерий перехода к расчету целевой функции (2.5) после набора сценария высвобождения нагрузки 2 категории для подключения ответственной нагрузки:

$$\sum_{i=1}^K P_{откл_i}^{отв} \leq \sum_{i=1}^{N_2} P_{i_{свобод}}^{II} \quad (2.39)$$

На каждом шаге производится проверка возможности этого перехода и при достижении условия по формуле (2.39), АУНАП переходит к нахождению оптимального сценария по критерию (2.24) и реализации УВ.

В противном случае алгоритм переходит к оценке наличия узлов нагрузки с потребителями 2-й категории для снижения ее до согласованных значений и получения дополнительной мощности. При отсутствии таких узлов алгоритм переходит к подбору нагрузки потребителей 1-й категории надежности.

6. Подбор мощности нагрузки 1-й категории для снижения до согласованных значения и подключения отключенной ответственной нагрузки:

$$F_I = \left(\sum_{i=1}^K P_{откл_i}^{отв} - \sum_{i=1}^{N_1} P_{i_{свобод}}^I \right) \rightarrow \min, \quad (2.40)$$

$$P_{min}^I \leq P_{i_{свобод}}^I \leq P_{max}^I, i = 1, \dots, N_1, \quad (2.41)$$

где; P_{max}^I – максимальная включенная мощность нагрузки 1 категории; $P_{i_{свобод}}^I$ – высвобожденная мощность нагрузки 1 категории в узле i , P_{min}^I – минимальная включенная мощность нагрузки 1 категории.

Критерий перехода к расчету целевой функции (2.5) после набора сценария высвобождения нагрузки 1 категории для подключения ответственной нагрузки:

$$\sum_{i=1}^K P_{откл_i}^{отв} \leq \sum_{i=1}^{N_1} P_{i_{свобод}}^I \quad (2.42)$$

На каждом шаге производится проверка возможности этого перехода и при достижении условия по формуле (2.42), АУНАП переходит к нахождению оптимального сценария по критерию (2.24) и реализации УВ.

При отсутствии узлов нагрузки потребителей 1-й категории для снижения ее до согласованных значений и получения дополнительной мощности. алгоритм переходит к корректировке режима потребления Блок 3.

Блок 3.

В Блоке 3 целью корректировки полученного режима потребления мощности является минимизация недоотпуска для активных потребителей со сниженной до согласованных значений нагрузкой в соответствии с условиями заключенных с ними договоров до момента полного восстановления режима работы ЭР с РЭР, а, именно, включение системы на параллельную работу с ЭЭС. Корректировка выполнена при помощи подхода, предложенного в [125]. В качестве исходных данных используется измерение параметров режима на заданное время, которое разбито на отдельные временные срезы через равные промежутки. Прогнозный горизонт разбит на отдельные временные срезы через равные промежутки. Каждый срез представляет собой минимально необходимый набор исходных данных для расчета УР.

Задачей нахождения оптимального режима потребления до момента восстановления режима работы ЭР с РЭР является минимизация суммарной целевой функции на всем прогнозном времени восстановления посредством выбора состава и времени УВ x_t для каждого момента времени прогнозного диапазона [125]:

$$\min \sum_{t=1}^T F_t(X_t, t) = \sum_{t=1}^T F_{at}(X_t) + \sum_{t=1}^C f_{ci}(x_{ti}, t) \Big| \begin{matrix} b(x) \geq 0 \\ g(x) = 0 \end{matrix}, \quad (2.43)$$

где X_t - УВ, доступные в момент времени t ; F_{at} - функция статической оптимизации каждого режима для времени t ; f_{ci} - монотонно убывающая функция стоимости УВ x_{ti} , зависящая от времени УВ, которые были выполнены до времени t ; $b(x)$ - ограничения на управляющие параметры; $g(x)$ - сетевые ограничения.

Функция стоимости f_{ci} показывает затраты на применение УВ x_{ti} в момент времени t и может содержать: плату за изменение режимов потребителей, штрафы

за отклонение от нормативного потребления, рыночную стоимость электроэнергии в момент t . Ограничения $b(x) \geq 0$ учитывают максимально допустимую мощность потребителей, минимальное время между переключениями, температурные ограничения оборудования. Сетевые ограничения $g(x) = 0$ демонстрируют баланс мощности в узлах сети, пропускную способность линий и т.п.

2.1.4 Алгоритм работы АУНАП

На рисунке 2.3 показан разработанный алгоритм работы АУНАП в виде упрощенной блок-схемы с отображением на ней информационных связей координирующего комплекса автоматики.

Блок-схема состоит из шести блоков, выполняющих следующие функции:

Блок 1.

В блоке 1 происходит проверка условий для запуска АУНАП. Срабатывание пусковых органов производится по факту отсутствия напряжения у ответственных потребителей или СЗО, отключенных действием традиционной ПА.

Блок 2.

В алгоритме работы АУНАП разработка УВ была выполнена с использованием метода перебора. Метод перебора — это простейший из методов поиска значений действительно-значных функций по какому-либо из критериев сравнения (на максимум, на минимум, на определённую константу). Применительно к экстремальным задачам является примером прямого метода условной одномерной пассивной оптимизации. Алгоритм метода перебора заключается в последовательном переборе всех возможных вариантов решения задачи для нахождения оптимального результата.

Критерием оптимальности УВ АУНАП является минимальная разность между значениями отключенной активной мощности ответственной нагрузки или СЗО и включенной в работу из резерва мощности объектов РЭР или высвобожденной активной мощности.

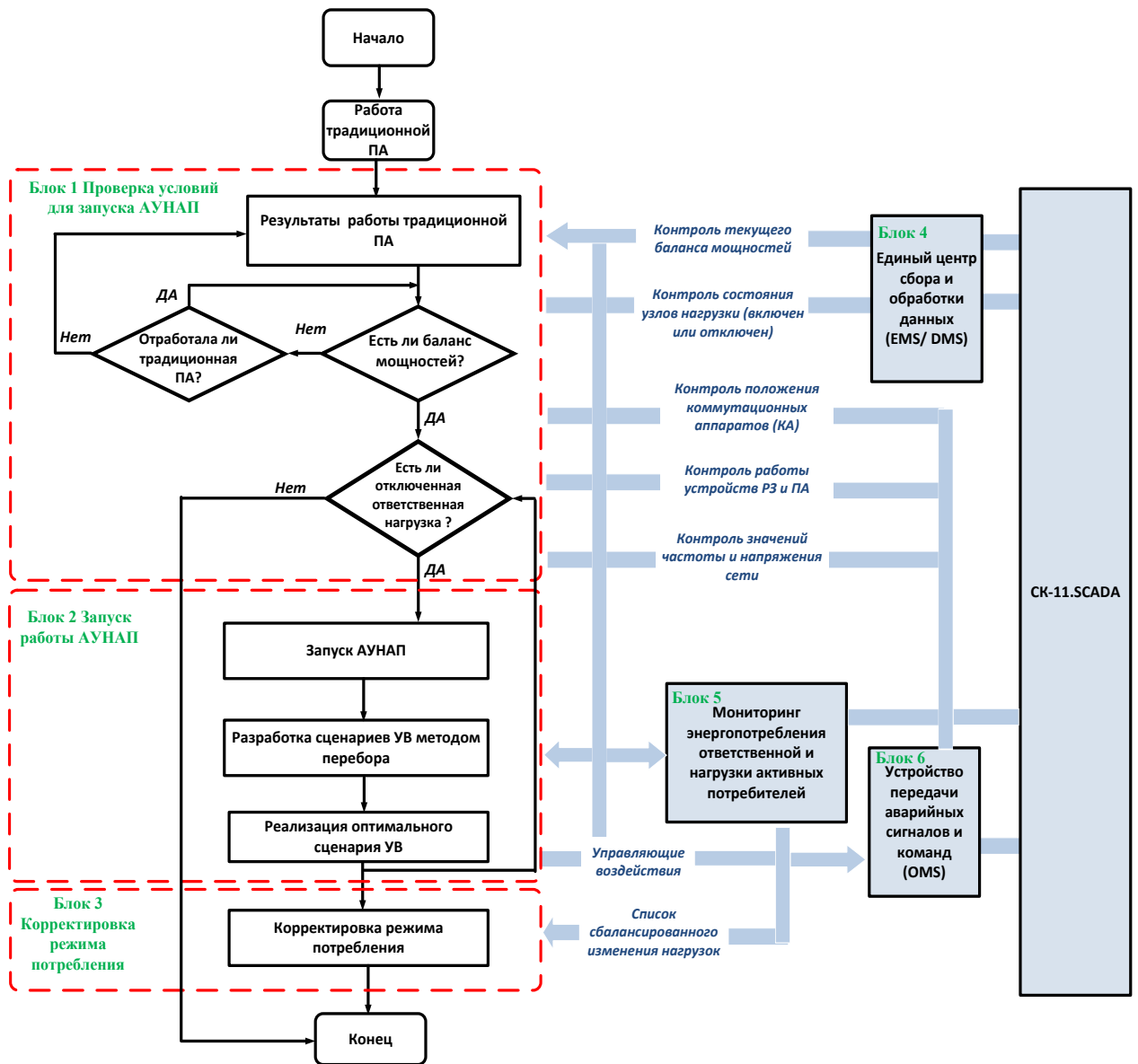


Рисунок 2.3 – Упрощенная блок-схема алгоритма и информационных связей координирующего комплекса АУНАП

Блок 3.

Корректировка режима потребления выполняется при помощи метода оптимального управления, задачей которого является расчет оптимальной программы управления и синтез системы оптимального управления. Для расчета этой программы использован метод нахождения экстремума функционала. Решение задачи оптимального управления построено на математической модели процесса, описывающего работу АУНАП с течением времени под влиянием УВ и собственного текущего состояния. Целью корректировки потребления является оптималь-

ное перераспределение мощности для минимизации времени восстановления электроснабжения и недоотпуска электрической энергии для потребителей со сниженной до согласованных значений нагрузкой до момента полного восстановления режима работы ЭР с РЭР.

Предусмотрено два режима работы АУНАП, одним из которых является режим «советчик диспетчера», в котором диспетчер сети использует сформированные автоматически программы переключения нагрузки по заданным условиям оптимизации режима потребления.

Блок 4.

Для реализаций функций единого центра сбора и обработки данных системы использованы следующие пакеты приложений ПК «СК-11. SCADA»: система управления энергопотреблением EMS, система управления распределением электроэнергии DMS (англ. *Distribution Management System*). В режиме онлайн системы EMS/DMS выполняют измерения технических параметров и контроля состояния ЭР с РЭР в нормальных и аварийных режимах с последующей передачей информации в пусковые органы АУНАП. Для АУНАП критерием перехода ЭР с РЭР в изолированный режим работы является отключенное положение выключателей линий связи с внешней ЭЭС. Подтверждение данной информации происходит за счет текущего контроля положений коммутационных аппаратов (КА) в сети внешнего и внутреннего электроснабжения. При аварийном переходе в изолированный режим работы ЭР с РЭР в едином центре сбора и обработки данных производится мониторинг баланса мощностей в послеаварийном режиме, и установившийся баланс выработки генерирующей мощности и потребления для АУНАП является подтверждением завершения работы традиционной ПА.

Блок 5.

Единый центр сбора и обработки данных содержит подсистему мониторинга потребления ответственной нагрузки активных потребителей. В этой подсистеме формируется и постоянно обновляется единая база данных ЭР, содержащая информацию о величине потребляемой мощности потребителей ответственной нагрузки активных потребителей с учетом их суточных графиков нагрузки с по-

следующей ее передачей в единый центр сбора и обработки данных. Текущий контроль суточного потребления мощности позволяет получить информацию о величинах максимальной и минимальной нагрузки в узлах. Анализ текущего потребления в узлах ЭР позволяет оперативно реализовывать функции алгоритма работы АУНАП при возникновении аварийных ситуаций за счет готового отсортированного в доаварийном режиме списка узлов.

Блок 6.

Подключение отключенной ответственной нагрузки осуществляется поэтапно через передачу УВ в устройство передачи аварийных сигналов и команд, реализованной в системе управления отключений OMS (англ. *Outage Management System*) ПК «СК-11. SCADA». Сигнал на включение резервных источников РГ, использования мощности СНЭЭ, снижения электропотребления активных потребителей осуществляется с использованием специализированных инструментов диспетчера и приложения для мобильного устройства потребителя, посредством которого осуществляется отправка команд активному потребителю на реализацию УВ АУНАП и обмен короткими сообщениями (чат) об их выполнении. Реализация УВ осуществляется при контроле восстановления напряжения и контроле набора активной мощности у ответственных потребителей и СЗО. При этом в первую очередь подключаются потребители особой группы первой категории надежности.

2.1.5. Демонстрация работы алгоритма АУНАП

Для демонстрации работы алгоритма АУНАП был использован пример реальной аварийной ситуации, связанной с отключением потребителей с ответственной нагрузкой, включая и СЗО. В результате системной аварии, произошедшей 1 августа 2019 года на Дальнем Востоке России, ЭР г. Благовещенск Амурской области перешла на изолированную работу от ЭЭС. Детальное описание этой ситуации представлено в [126, 127], там отмечено, что модификация существующего ЭР г. Благовещенск Амурской области в ИЭС с наличием в ней источ-

ников РГ, СНЭЭ, активных потребителей и управляемой нагрузки позволила бы уменьшить негативные последствия для потребителей. В связи с этим возможные сценарии восстановления нагрузки ответственных потребителей в данной системной аварии выглядели бы следующим образом.

Исходные данные (до аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу):

$$P_{\text{потр}} = 82 \text{ МВт}; P_{\text{ген}} = 85,3 \text{ МВт}; \Delta P = 3,3 \text{ МВт}$$

Первый шаг (логика работы Блока 1 алгоритма).

Проверка условий для запуска АУНАП:

– результаты работы традиционной ПА в результате аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу:

По формуле (2.1)

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{потр}} + \Delta P = 48 \text{ МВт};$$

– наличие отключенных ответственных потребителей $K = 5$:

По формуле (2.4)

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}i}^{\text{отв}} = 10 \text{ МВт},$$

со следующей разбивкой по мощности:

$$k_1 = 0,4 \text{ МВт}, k_2 = 3 \text{ МВт}, k_3 = 2 \text{ МВт}, k_4 = 1,6 \text{ МВт}, k_5 = 3 \text{ МВт}.$$

Условия (2.1), (2.4) для запуска АУНАП выполнены.

Второй шаг (логика работы Блока 2 алгоритма).

- формирование УВ АУНАП методом перебора для подключения ответственной нагрузки.

Эксперту (дежурному диспетчеру ЭР) алгоритм АУНАП предложил четыре сценария, сформированных после опроса собственников резервных ГУ, СНЭЭ, ГУ на ВИЭ, а также активных потребителей о готовности снижения потребления нагрузки для получения свободной мощности и подключения ответственной нагрузки.

Подробный расчет сценариев представлен в Приложении Г.

В режиме ОН-ЛАЙН выполняется расчет ЦФ по формуле (2.5) для всех четырех сценариев и далее расчет критерия оптимальности по формуле (2.24).

$$\min\{F_1; F_2; F_3; F_4\}, i=1,2,3,4$$

$$\min\{0; 0; 0,41; 3,77\}, i=1,2,3,4$$

Отсюда, у ЦФ сценария №1 F_1 и сценария №2 F_2 минимальные значения и равняются нулю, поэтому эксперт для реализации выберет сценарий №1, поскольку при его формировании не были задействованы узлы 2-й категории. Как было отмечено ранее, применение УВ АУНАП в первую очередь приводит к снижению нагрузки на потребителей 3-й категории надежности, для которых допустимое время прерывания электроснабжения выше, чем для потребителей 2-й категории, соответственно дешевле плата за предоставленную дополнительную мощность [48].

Подтверждение получено, подключены все отключенные узлы с ответственной нагрузкой, алгоритм работы переходит к Блоку 3

Третий шаг (логика работы Блока 3 алгоритма).

Корректировка режима потребления по формуле (2.43)

АУНАП завершает свою работу при подтверждении из Блока 4 информации о включении в работу КА линий связи с внешней ЭЭС и полном восстановлении отключенной нагрузки и нормального режима работы ЭР с РЭР.

2.2. Согласование действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой новой АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу

В условиях предложенной тенденции создания ЭР с РЭР на базе платформы ЦРЭС с использованием инновационных технологий производства и передачи электроэнергии становится актуальной проблема совершенствования комплексов ПА, структурная схема которых выходит за рамки классической схемы выполнения из-за особенностей вновь образующихся ЭЭС, описанных в Главе 1. Использование какого-либо устройства ПА в комплексе автоматики ПАУ при аварийном переходе на изолированную работу ЭР с РЭР должно быть обосновано комплекс-

ным анализом результатов расчётов. Он, как правило, включает в себя расчеты различных режимов работы сети внешней ЭЭС и ЭР, а также моделирование электромеханических переходных процессов. Анализ полученных результатов данных расчетов является основанием для выбора алгоритма согласованной работы устройств ПА и параметров их настройки (выбор пусковых и блокирующих органов; УВ, объемов, а также мест их реализации). Гибкость аппаратной конфигурации существующих в настоящее время микропроцессорных устройств и программного обеспечения позволяет учесть все особенности объекта и в кратчайшие сроки реализовать все требования по алгоритмам работы устройств ПА.

Особо необходимо отметить, что автоматически работающий комплекс ПА в ЭР с РЭР на базе ЦРЭС в реальном времени может предоставлять диспетчеру энергосистемы всю актуальную и необходимую информацию о состоянии ПА в зависимости от режима работы энергосистемы. Визуализация данных работы ПА и сигнализация пограничных режимов позволит диспетчеру энергосистемы своевременно принимать меры и предотвращать вероятное автоматическое ПАУ.

Целью разработки методических положений согласования действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой АУНАП является исключение риска повторного нарушения устойчивости по частоте и напряжению в послеаварийном УР и сохранения селективности выполнения действий АУНАП.

На рисунке 2.4 представлен оптимальный вариант работы устройств ПА при аварийном изолировании ЭР с РЭР, исходя из минимизации числа отключаемых потребителей [128]. Предлагаемая последовательность состоит из трех подсистем, которая включает в себя *предупредительную, локализирующую, восстановительную подсистемы*. В зависимости от решаемых на каждом этапе изолирования ЭР с РЭР задач был определен состав элементов каждой подсистемы [129].

Предупредительная подсистема.

Ключевая задача данной подсистемы – выявление аварийной ситуации, подготовка элементов ПА для ее ликвидации. РЗ выполняет постоянный контроль за состоянием элементов связи ЭР с РЭР с ЭЭС и реагирует на обнаружение повреждений и отклонений от нормальных режимов. Гарантом сохранения параллель-

ной работы ЭР с РЭР с внешней ЭЭС и ее живучести является надежная последовательная работа каждого элемента предупредительной подсистемы [129].

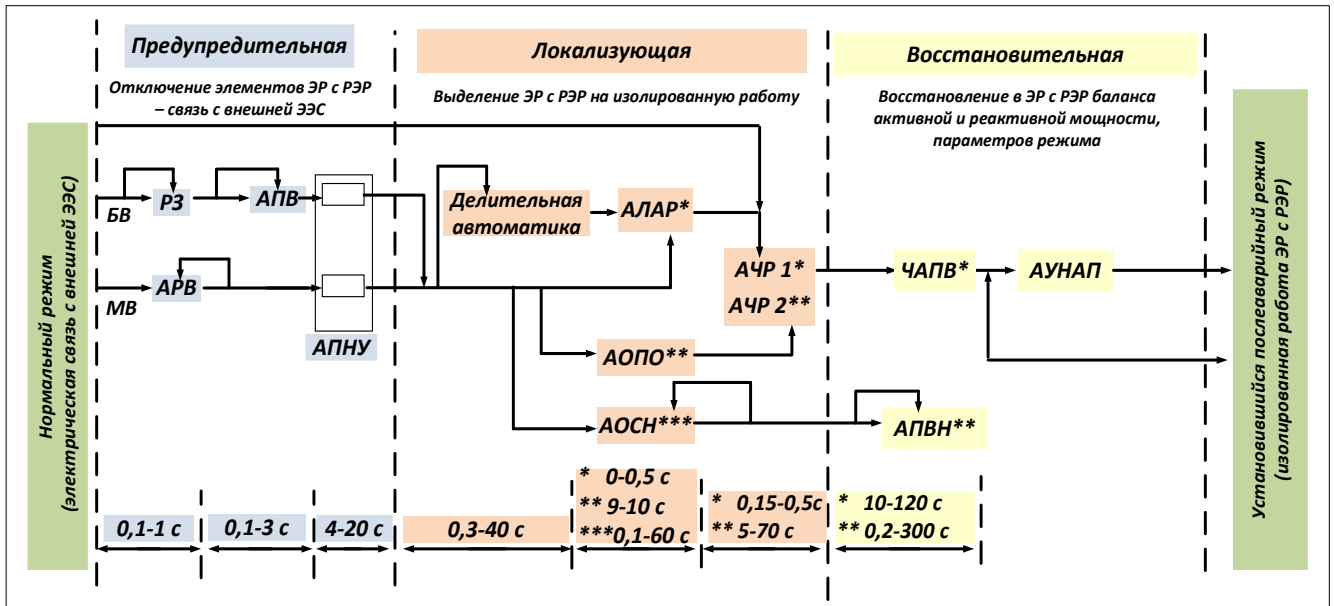


Рисунок 2.4 – Последовательность работы существующих устройств ПА и АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу (БВ – большое возмущение; МВ – малое возмущение; АПВ – автоматика повторного включения; АРВ – автоматическое регулирование возбуждения; АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости; АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режим; АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения; АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования; АЧР – автоматическая частотная разгрузка; ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение; АПВН – автоматика повторного включения по напряжению; АУНАП – автоматика управления нагрузкой активных потребителей)

В блоке РЗ обозначено большое число элементов, каждый из которых отвечает за определенный участок системы или определенный вид аварии.

После анализа полученной информации, в зависимости от величины возмущения (большого (БВ) или малого (МВ)), предупредительной подсистемой формируются управляющие сигналы либо для АПВ, либо для автоматического регулирования возбуждения (АРВ), либо для автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). АПНУ – это центр принятия решения и формирования УВ. Остальные подсистемы комплекса ПА – это пусковые органы АПНУ, каждая из которых работает по собственным алгоритмам.

Локализирующая подсистема.

Если устройства ПА предупредительной подсистемы не ликвидировали аварийную ситуацию, то запускаются действия устройств локализирующей подсистемы. Локализирующая подсистема направлена на решение задачи минимизации влияния негативных факторов, которые могут возникнуть при выделении ЭР с РЭР на изолированную работу, и повышения устойчивой работы ЭР с РЭР.

На первом этапе локализации аварии деление сети по заданным сечениям будет являться эффективным и оптимальным действием, которое позволит избежать перегрузки сетевых элементов и снижения напряжения. Для этого в локализирующей подсистеме предусмотрены устройства адаптивных видов автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и адаптивные виды ДА (ДАН, АОСД) [129].

Работа адаптивных видов автоматик АОСН, АЧР, АОПО исключит возможное дальнейшее снижение напряжения, стабилизирует частоту в выделенном ЭР с РЭР, сохранит в работе генерирующие источники и повысит устойчивость.

Восстановительная подсистема.

При выделении ЭР с РЭР на изолированную работу в аварийном режиме, как было уже сказано, не исключен риск отключения части нагрузки, в том числе и ответственных потребителей, что является неизбежным следствием работы локализирующей подсистемы. Поэтому, действия восстановительной системы направлены на оперативное восстановление электроснабжения отключенных потребителей после стабилизации параметров сети и минимизация негативных последствий.

Восстановительная подсистема содержит:

- автоматику повторного включения по частоте (ЧАПВ) для восстановления работы элементов сети, отключенных действием АЧР;
- автоматику повторного включения по напряжению (АПВН) для восстановления работы тех элементов сети, которые были отключены АОСН (включая и повторное включение двигательной нагрузки);

– автоматику АУНАП для обеспечения дополнительной мощностью и восстановления электроснабжения ответственных потребителей, отключенных действием другой автоматики.

Особенность действий АУНАП при согласовании ее работы с другими устройствами ПА на этапе восстановления заключается в следующем [123]:

1. Учет суточного графика нагрузки потребителей, величина потребления электрической мощности которого может меняться в разные периоды автоматического перераспределения нагрузки для поддержания уровней частоты и напряжения в допустимых пределах.

2. Поддержание допустимых уровней частоты до момента восстановления нормального режима работы ЭР с РЭР регулированием АРВ включенных в работу из резерва регулируемых ГУ.

3. Поддержание допустимых уровней напряжения автоматическим изменением коэффициентов трансформации силовых трансформаторов, форсировкой выдачи реактивной мощности средствами компенсации реактивной мощности при перераспределении (ротации) нагрузки действиями АУНАП и включении в работу нагрузки, влияющей на напряжение в выделившемся ЭР.

4. Блокировка действий ЧАПВ для предотвращения роста дефицита активной мощности и АПВН для предотвращения роста дефицита реактивной мощности для сохранения селективной работы АУНАП.

Как уже было отмечено выше, состав устройств ПА следует формировать для каждой ЭР с РЭР индивидуально с учетом особенностей и категорий электроснабжения ее потребителей, характера и состава нагрузки, схемно-режимных условий эксплуатации, назначения и т.д.

Предлагаемая автоматика АУНАП логично впишется в любой комплекс ПАУ, что вполне очевидно, и позволит обеспечить оперативное восстановление электроснабжения ответственных потребителей и повысит гибкость ЭР с РЭР в целом [123, 129], что будет подтверждено в экспериментальной части главы 3 диссертации.

2.3. Методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР

Как сказано в Главе 1, ЦРЭС обладают большим потенциалом для интеграции в них РЭР за счет внедрения в них гибких цифровых технологий, обеспечивающих их масштабируемость. Высокий уровень наблюдаемости и управляемости, возможности получения и передачи большого массива измерений различных данных по каналам цифровой связи, а, следовательно, реализацию более избирательных УВ в аварийных ситуациях – все это позволяет адаптировать ЦРЭС к внешним и внутренним факторам в любых ситуациях, развивать в них новые сервисы, как для потребителей, так и для электрических сетей, заменяя цепочку механических действий «диспетчер сетей — потребитель» на автоматическую функцию.

Исходя из вышесказанного, предлагаемый методический подход направлен на повышение энергетической гибкости для обеспечения надежной работы ЭР с РЭР на базе платформы ЦРЭС при аварийном выделении на изолированную работу.

В Главе 1 было отмечено, что обеспечение надежной работы ЭЭС в аварийных ситуациях возможно за счет ее деления на изолированно работающие друг от друга части по условию сохранения в них баланса мощностей. Это стало возможным с появлением источников РГ и систем накопления энергии. Как показала практика, в большинстве случаев аварийных процесс выделения на изолированно работающие ЭР с собственными источниками генерации усугубляется рядом технических трудностей, главным образом, связанных с недостаточной маневренностью и управляемостью источников РГ. Рациональное использование источников энергетической гибкости при аварийном изолировании ЭР с РЭР позволит минимизировать негативные последствия для потребителя и поддерживать работу, как изолированных ЭР, так и ЭЭС в целом.

В связи с этим, в качестве основы методического подхода к повышению энергетической гибкости ЭР с РЭР используется анализ последствий для потреби-

теля в результате аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу. Данный анализ основан на факторах (см. Рисунок 2.5), влияющих на процесс аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу. Масштаб воздействия этих факторов на устойчивое и надежное функционирование ЭР с РЭР в послеаварийном режиме определяется охватом мероприятий, формирующих алгоритм разработки мер по повышению энергетической гибкости системы.

На рисунке 2.5 продемонстрированы основные факторы, влияющие на процесс аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу и источники гибкости, которые позволяют обеспечить устойчивую и надежную работу ЭР с РЭР в послеаварийном режиме.

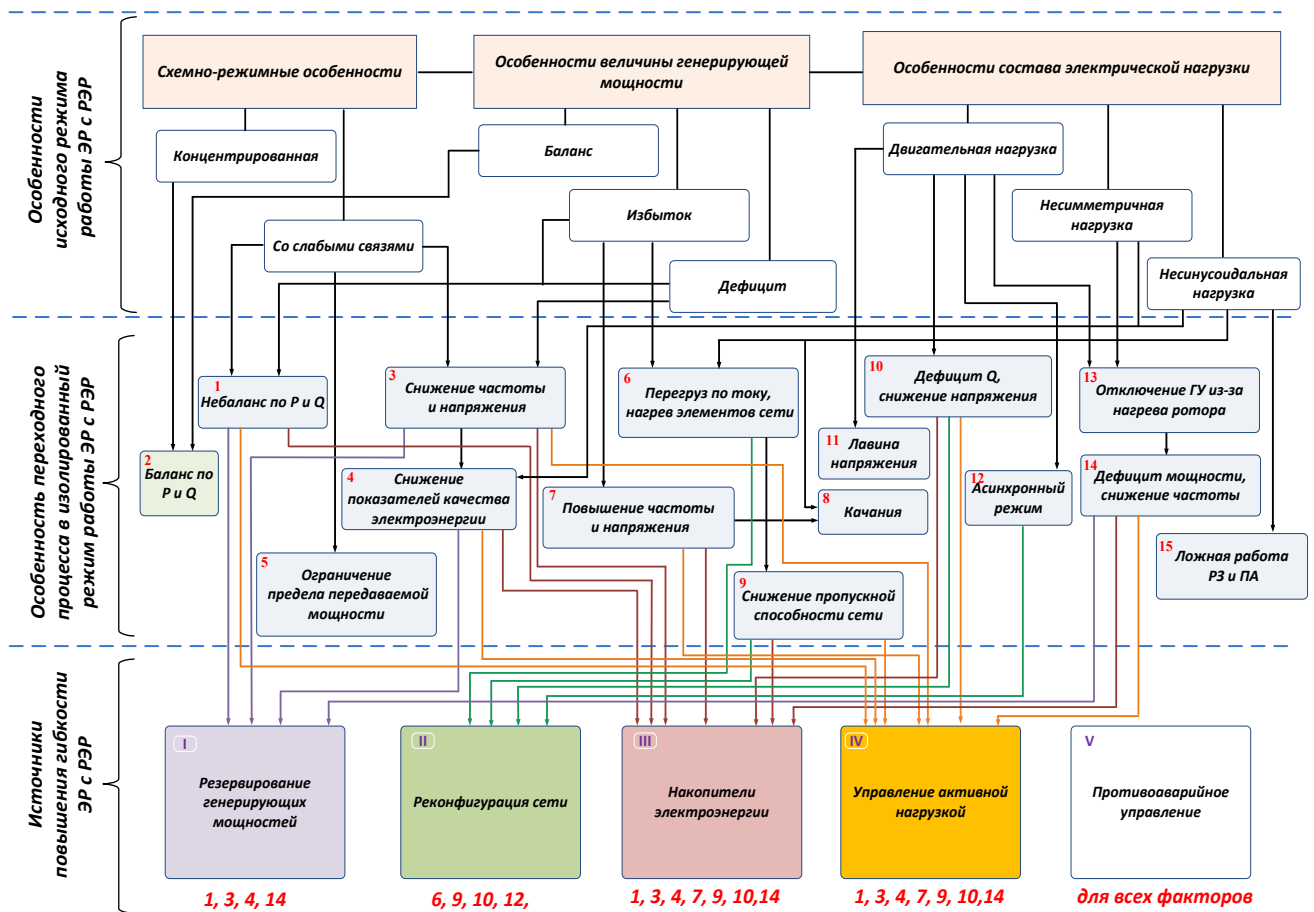


Рисунок 2.5 – Основные факторы, влияющие на процесс аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу, и источники гибкости, позволяющие обеспечить устойчивую и надежную работу ЭР с РЭР в послеаварийном режиме.

На основе этого анализа (рисунок 2.5) основные принципы методического подхода состоят в следующем:

1. Определение мер, направленных на повышение энергетической гибкости ЭР с РЭР при аварийном выделении на изолированную работу, должно базироваться на детальном анализе возможных последствий воздействия одного или нескольких угрожающих факторов, обусловленных особенностями протекания аварийного процесса. При этом следует учитывать все возможные физические параметры, которые могут привести к наступлению аварийной ситуации, включая не только возможные сбои в оборудовании, но и другие технические неполадки в электрической сети.

2. При использовании одного или нескольких источников гибкости в ЭР с РЭР необходимо основываться на функциональных особенностях каждого из них, которые позволяют решать задачи минимизации негативных последствий при аварийных переходных процессах. Важно учитывать, что работа предлагаемых источников гибкости направлена на обеспечение более эффективной работы устройств ПАУ.

3. Для исследований в имитационной модели ЭР с РЭР необходимо учесть основные элементы сети 0,4-110 (220) кВ, схемно-режимные особенности присоединения ЭР с РЭР к сети внешнего электроснабжения, информацию о величине генерирующей мощности, а также информацию о структуре и составе нагрузки. Совокупность этих данных является базовой частью, необходимой для определения факторов, определяющих особенности переходных процессов выделения на изолированную работу ЭР с РЭР в аварийных ситуациях.

Вынесенный на защиту методический подход был разработан с использованием способа, предложенного в [130], и заключается в следующем:

1. В процессе оценки последствий аварийного перехода ЭР с РЭР на изолированную работу по каждому из анализируемых аспектов, составляется набор возможных факторов, которые могут угрожать устойчивой работе ЭР с РЭР в послеаварийном режиме.

2. Проводится оценка зависимости устойчивой и надежной работы ЭР с РЭР от условий реализации конкретного негативного фактора. Если устойчивая и надежная работа ЭР с РЭР в изолированном послеаварийном режиме снижается из-за реализации негативных факторов (с учетом возможности их сочетания и одновременного воздействия на переходный процесс), производится анализ причин снижения гибкости ЭР с РЭР.

3. Выполняется оценка величины недоотпуска от длительности перерыва в электроснабжении, которая зависит от различных факторов. Для оценки недоотпуска в качестве ключевого фактора была принята продолжительность перерыва, который определяет величину прямого ущерба для потребителей.

4. На основе полученных результатов разрабатываются меры по повышению энергетической гибкости ЭР с РЭР, которые позволяют нормально выполнять свои функции. При этом определяются оптимальные уровни использования и сочетания этих мер.

Порядок разработки мер, направленных на повышение гибкости для обеспечения надежности работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях, реализован алгоритмом (рисунок 2.6.). В основу алгоритма положен анализ последствий влияния факторов на надежную работу ЭР с РЭР в послеаварийном изолированном режиме работы. Алгоритм включает в себя три блока:

- **Блок моделирования режимов работы ЭР с РЭР** реализует шаги 1, 4, описывающие технологические характеристики исследуемой ЭР с РЭР и учитывающие все особенности ее работы в нормальном и аварийном режимах, которые представлены на Рисунке 2.6.

- **Блок формирования сценариев воздействия на ЭР с РЭР** реализует шаги 2 и 3, направленные на разработку сценариев возмущающих воздействий, которые могут негативно влиять на работу ЭР с РЭР. Для этого на шаге 2 определяются факторы, которые могут быть причиной аварии, или могут возникнуть в процессе аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу.

- **Блок расчетов и анализа** содержит шаги 6, 7, 8 и 9. В этом блоке производится расчет сценариев аварийных ситуаций, при которых ЭР с РЭР переходит

в режим изолированной работы, и анализируются последствия этих переходных процессов для потребителей. Затем с учетом возможностей ЭР с РЭР формируются наборы мер повышения энергетической гибкости для обеспечения надежности работы ЭР с РЭР в изолированном режиме и определяется оптимальный из них.

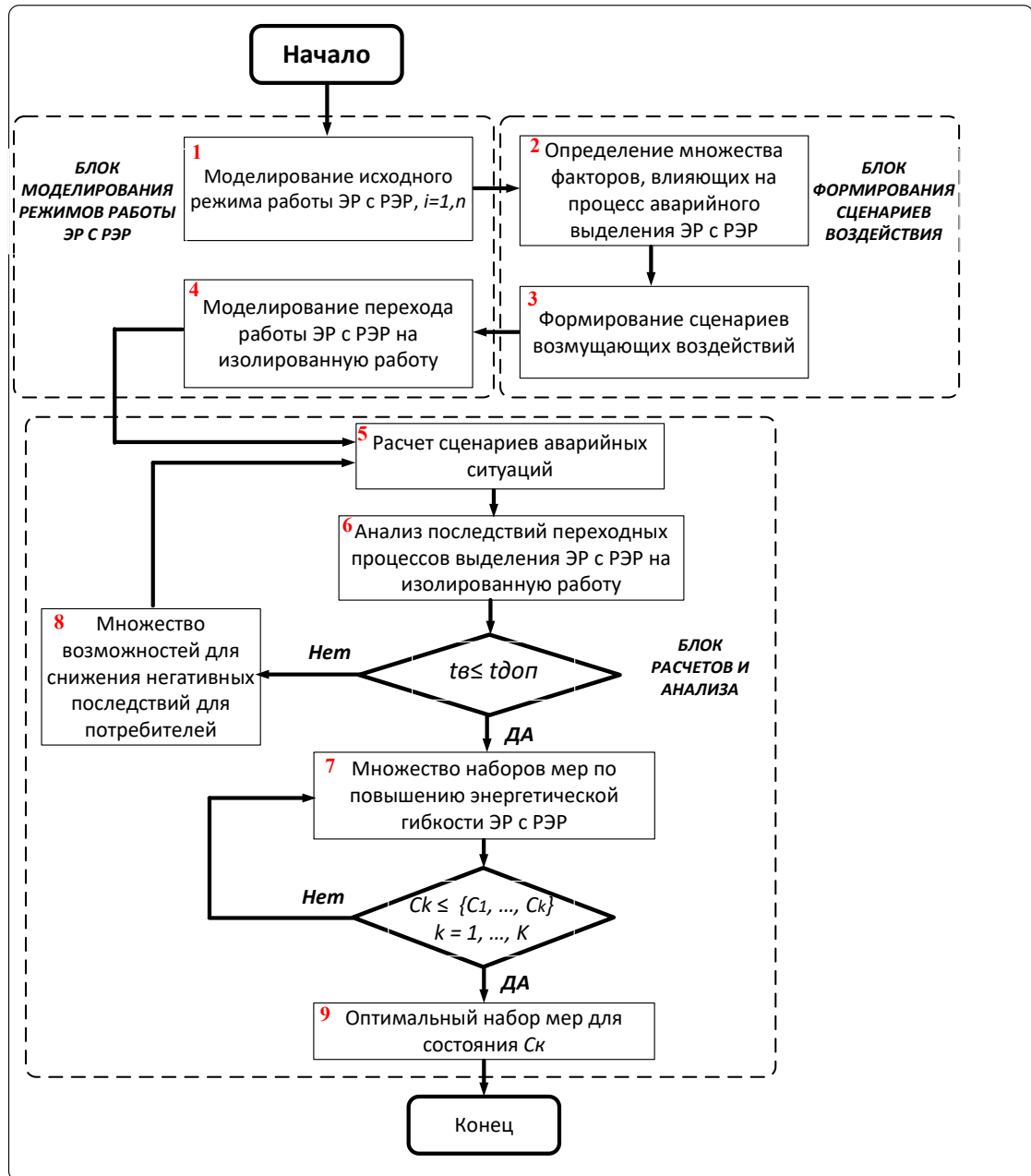


Рисунок 2.6 – Блок-схема алгоритма формирования мер повышения энергетической гибкости ЭР с РЭР

(t_v – время восстановления электроснабжения, $t_{доп}$ – допустимое время восстановления в зависимости от категории надежности электроснабжения, C_k – стоимость использования набора k -го набора мероприятий из множества K)

В качестве критериев оценки эффективности разрабатываемых мер в методическом подходе к обеспечению надежной работы ЭР с РЭР приняты *недоотпуск электроэнергии ($\Delta\mathcal{E}$) и время восстановления электроснабжения потребителей ($t_в$)*.

На рисунке 2.7 показана зависимость недоотпуска от времени восстановления.

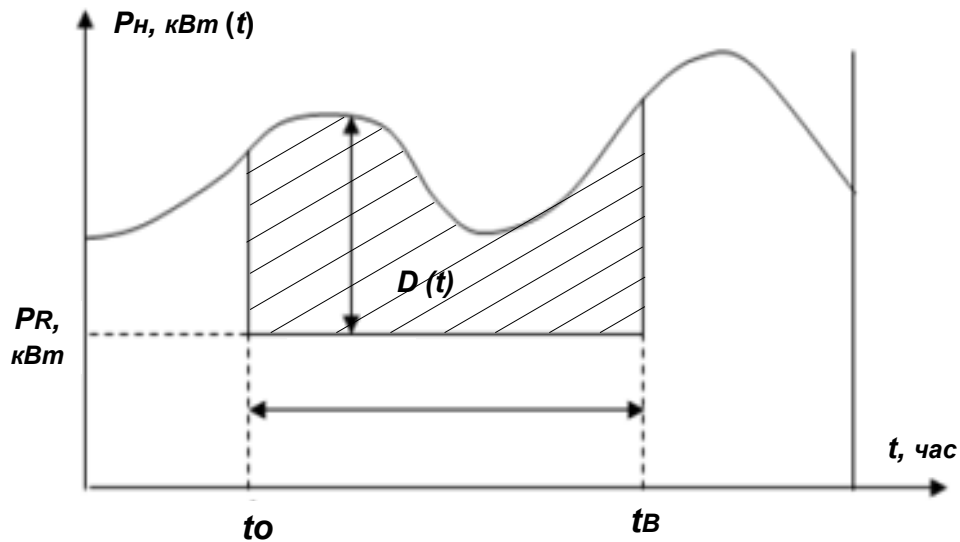


Рисунок 2.7 – Суточный график потребителя $P_n(t)$.

Если отказ произошел в момент t_o , а восстановление длилось $t_в$, то возникает дефицит $D(t)$, рассчитываемый по формуле (2.44):

$$\text{при } P_n(t) > P_R, \quad D(t) = P_n(t) - P_R, \quad (2.44)$$

$$\text{при } P_n(t) \leq P_R, \quad D(t) = 0,$$

где P_R – резервирующая (или сохраненная) мощность.

Тогда недоотпуск электроэнергии определится по формуле (12):

$$\Delta\mathcal{E} = \int_{t_o}^{t_o+t_в} D(t) dt, \quad (2.45)$$

Для оценки эффективности предложенный методический подход будет использован в экспериментальной части диссертационной работы в Главе 3 при расчетах различных сценариев выделения на изолированную работу ЭР с РЭР.

2.4. Выводы по главе 2

1. Разработанные для АУНАП принципы на базе технологии управления спросом и реализованные в виде алгоритма работы новой автоматики обеспечивают более гибкие интеллектуальные сценарии использования дополнительной мощности в аварийных режимах работы ЭР с РЭР, что было подтверждено демонстрацией работы алгоритма АУНАП на примере реальной аварии.

2. Предложенная математическая модель работы алгоритма АУНАП позволяет оптимально распределять полученную дополнительную мощность при восстановлении электроснабжения ответственных потребителей, а введенный в целевую функцию весовой коэффициент – исключить субъективность определения приоритетности потребителей.

3. Сформированные методические положения согласования действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой новой АУНАП обеспечивают селективность работы АУНАП и сохранения устойчивой и надежной работы ЭР с РЭР в послеаварийном УР.

4. Разработанный методический подход к повышению энергетической гибкости способствует эффективному формированию мероприятий для обеспечения надежной работы ЭР в аварийных ситуациях при их переходе от традиционных к интеллектуальным за счет оптимального использования источников гибкости.

Глава 3. Экспериментальные исследования и перспективы внедрения АУНАП

Как отмечено в [66, 131], изолированный режим работы ЭР и РЭР выявляет все специфические черты их электрических режимов. В этом режиме аварии имеют для электроснабжения потребителей более серьезные последствия, чем в обычной ЭЭС, и особенно остро это ощущается при дефиците генерируемой мощности. На протекание переходных процессов выделения на изолированную работу ЭР с РЭР влияет множество число различных факторов, описанных в параграфе 2.3.

В первую очередь, это исходные схемно-режимные условия работы ЭР с РЭР. Очевидно, что в ЭР со слабыми линиями электрической связи с внешней ЭЭС вероятность возникновения дефицита мощности намного выше, чем в концентрированном ЭР. При этом состав генерирующей мощности относительно потребляемой (дефицит, избыток, баланс) определяет дальнейшие сценарии выделения на изолированную работу ЭР с РЭР в аварийных случаях, а также необходимые действия устройств ПА и РЗ для снижения риска нарушения устойчивости системы. Как уже было отмечено, во вновь образующихся ЭР с РЭР возможны двунаправленные потоки мощности от режимов работы генерации и потребления в определённых узлах нагрузки. При этом причиной кратковременных колебаний параметров режима в большом динамическом диапазоне может являться стохастическая выработка электроэнергии объектами РГ (особенно ВИЭ), что может приводить к ложной работе устройств ПА и, как следствие, непредсказуемому развитию аварийного процесса.

Немаловажным фактором при оценке эффективности действий и логики работы устройств ПА является учет структуры и состава нагрузки электрических приемников в ЭР с РЭР [132]. Например, количественный состав асинхронных двигателей (АД) в составе нагрузки может способствовать значительному дефициту реактивной мощности и лавинообразному снижению напряжения при боль-

шом содержании АД или, наоборот, успешной ресинхронизации АД с сетью и изменению некоторых значений частоты или напряжения.

Таким образом, для практической оценки предложенного в параграфе 2.3 методического подхода к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежности электроснабжения и действий новой автоматики АУНАП целесообразно провести исследование аварийного выделения на изолированную работу разнообразных по своей структуре и назначению ЭР с РЭР в условиях многовариантности сочетаний действующих факторов по составу и количественным характеристикам.

Моделирование динамических процессов в исследуемых тестовых схемах ЭР с РЭР было выполнено на базе ПК RUStab. Основные элементы пользовательского интерфейса; организация базы данных и модули расчета УР унаследованы от ПК RastrWin, а модели динамических устройств аналогичны ПК Mustang [133]. Помимо этого, для расчётов УР и моделирования функций предложенной АУНАП использовалась открытая библиотека Pandapower, которая представляет собой инструмент языка Python, разработанный группой специалистов в Университете Касселя, Германия [134]. Pandapower включает возможность расчетов и оптимизации потоков мощности, оценку состояния электрической сети и расчёт токов коротких замыканий согласно стандарту IEC 60909 [135]. Также библиотека даёт возможность моделирования постоянных токовых нагрузок, сетей с несколькими балансирующими узлами и проверки связности сети.

3.1. Описание моделей тестовых схем ЭР с РЭР для исследований

Согласно [136], ЭР с РЭР можно классифицировать по назначению:

- промышленные (преобладают потребители субъектов хозяйственной деятельности различных отраслей экономики, прежде всего промышленной);
- сельскохозяйственные (преобладают предприятия агропромышленного комплекса);

– коммунальные (преобладают потребители население и приравненные к нему категории потребителей, а также субъекты малого предпринимательства, оказывающие бытовые услуги).

В [137] определены регламент и процедура выдачи и рассмотрения технических условий на технологическое присоединение, согласно которому с АО «СО ЕЭС» подлежат рассмотрению и согласованию технические условия на технологическое присоединение объектов РГ мощностью свыше 5 МВт или в случае модернизации увеличивается на 5 МВт и выше. Если у объекта РГ установленная мощность более 25 МВт – он подлежит обязательному обслуживанию АО «СО ЕЭС» при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению.

Необходимо отметить, что в зависимости от мощности вводимых объектов РГ при разрешении задачи присоединения их к ЭЭС требования к схемам выдачи мощности имеют кардинальные различия. Требования к объектам генерации, мощность которых не превышает 60 МВт, определяются в соответствии с правилами технической эксплуатации. Если объект имеет мощность более 60 МВт, то выдвигаются дополнительные требования, например, добровольная сертификация систем возбуждения. В СВМ обязательно рассматриваются и решаются вопросы РЗ и ПА для обеспечения работы ЭЭС в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах.

С учетом вышеизложенного для практического исследования разработаны четыре тестовые модели ЭР с РЭР, выполненные на базе реальных действующих схем ЭЭС Дальнего Востока, имеющих принципиальные отличия друг от друга. При этом был использован методический подход, предложенный в разделе 2.3 диссертации, в части определения особенностей исходного режима работы ЭР с РЭР (наличие «слабых» мест), влияющих на протекание переходных процессов при аварийном выделении на изолированную работу, и определения источников повышения гибкости для обеспечения надежности электроснабжения. Особенности каждого ЭР являются разные конфигурации схемы сети, суточные и годовые графики, наличие управляемой нагрузки, наличие особо важных потребителей и т.д.

Тестовая схема №1 городского назначения. В качестве объекта исследований ЭР с РЭР городского назначения (рисунок 3.1) использована тестовая схема, сформированная на базе видоизмененного ЭР г. Благовещенска Амурской области.

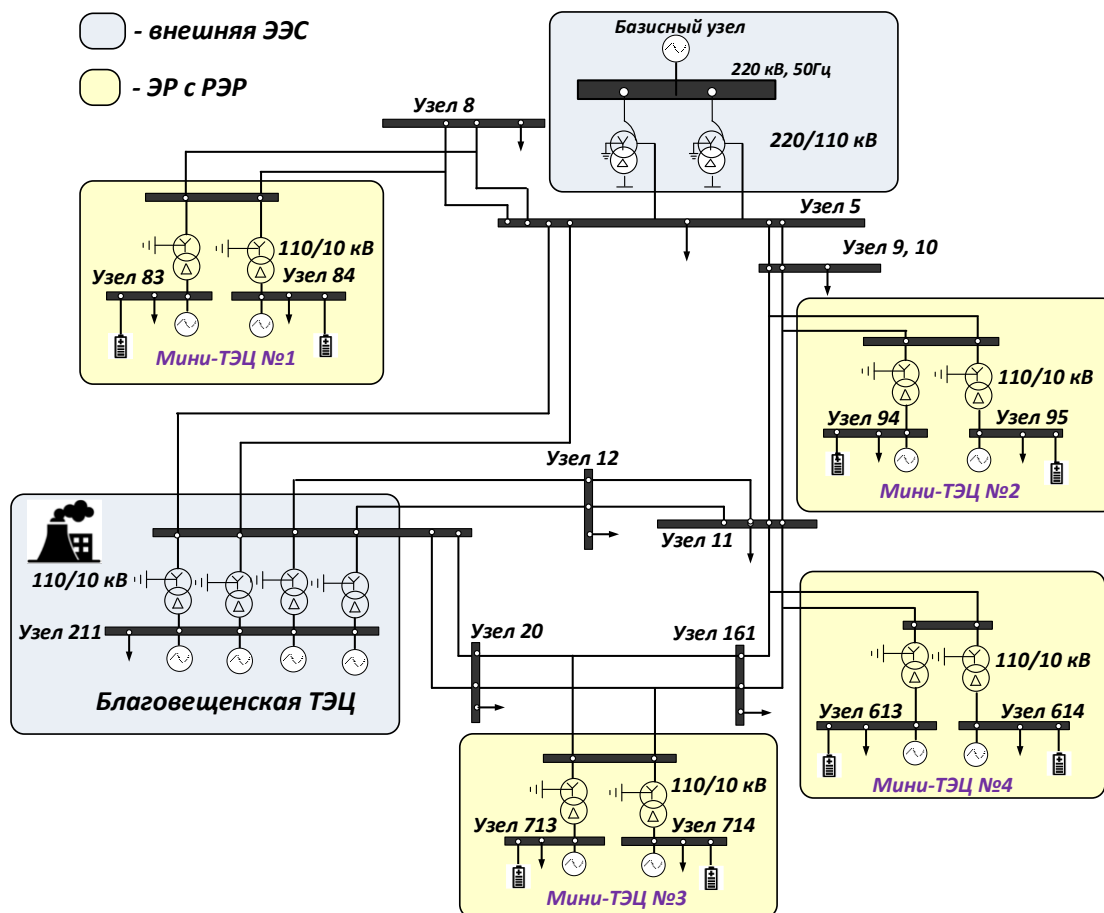


Рисунок 3.1 – Тестовая схема №1 городского назначения

Схема включает в себя: источники питания, которые связывают ЭР с РЭР с внешней ЭЭС (ПС-220/110 кВ и теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) с установленной мощностью генерации 404 МВт); РЭР, включающие в себя объекты РГ в виде ГТУ с номинальной установленной мощностью по 12 МВт каждая и СНЭЭ, подключенные к шинам 10 кВ мини-ТЭЦ (4 шт), управляемую нагрузку (УН) активных потребителей; замкнутую электрическую сеть на напряжении 110 кВ, образующую два контура; распределительную электрическую сеть на напряжении 10 кВ.

С учетом структуры потребителей (коммунально-бытовая и промышленная) различные составляющие нагрузки представлены в расчетах в следующих соот-

ношениях: 50 % – статические характеристики нагрузки (СХН) по напряжению (полином второй степени) и частоте (полином первой степени); 30 % – АД; 20 % – синхронные двигатели (СД) [133]. В каждом узле был задан индивидуальный состав нагрузки, нагрузка ответственных потребителей задана условно в процентном соотношении относительно суммарной мощности нагрузки узла.

Тестовая схема №2 промышленного назначения. Для исследования переходных процессов при выделении на изолированную работу в аварийных ситуациях ЭР с РЭР промышленного назначения (рисунок 3.2) была разработана тестовая схема на базе схемы электроснабжения Амурского газоперерабатывающего завода, расположенного в г. Свободный Амурской области. Особенностью технологического процесса газоперерабатывающего предприятия является непрерывная взаимосвязанная работа большого числа насосно-компрессорного, вентиляционного и другого оборудования, приводимого в действие АД и СД с непрерывным графиком работы нагрузок более 8000 часов в год [138], вследствие чего к надежности его энергоснабжения предъявляются очень высокие требования.

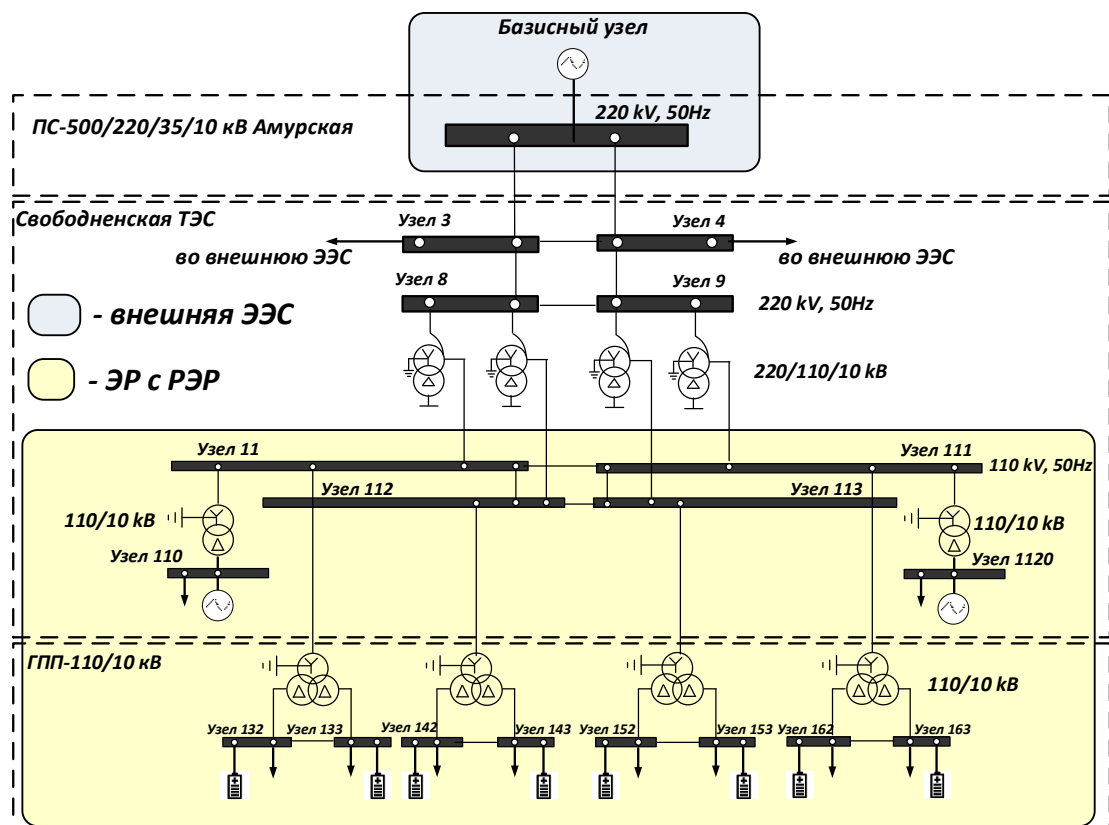


Рисунок 3.2 – Тестовая схема №2 промышленного назначения.

Схема включает в себя: источник питания, который связывает ЭР с РЭР с внешней ЭЭС (ПС-500/220/110 кВ); РЭР, включающие в себя объекты РГ в виде ГТУ с номинальной установленной мощностью по 80 МВт каждая и СНЭЭ, подключенные к шинам 10 кВ главной понизительной подстанции 110/0 кВ, УН активных потребителей; распределительную электрическую сеть на напряжении 10 кВ.

Основным потребителем электроэнергии является промышленное производство, состоящее преимущественно из двигательной нагрузки. По аналогии с ЭР с РЭР городского назначения категоричность потребителей была учтена процентом от общей мощности нагрузки в узле [133]. Состав нагрузки выглядит следующим образом: 40 % – АД; 40 % – СД; 20 % – СХН по напряжению.

Тестовая схема №3 сельскохозяйственного назначения. Исследования в ЭР с РЭР сельскохозяйственного назначения (рисунок 3.3) проводились с помощью тестовой схемы, разработанной на базе одной из птицефабрик ЗАО «Михайловский бройлер», крупнейшего производителя мяса птицы в ДФО России.

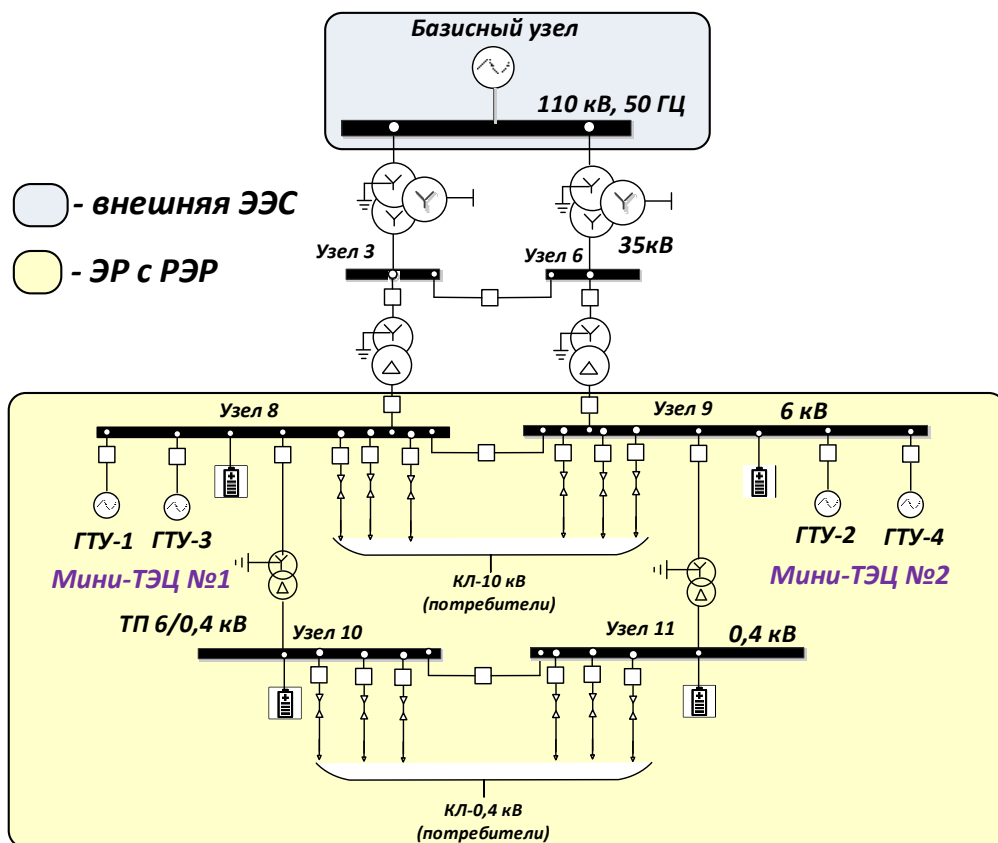


Рисунок 3.3 – Тестовая схема №3 сельскохозяйственного назначения

Схема включает в себя: источник питания, который связывает ЭР с РЭР с внешней ЭЭС (ПС-110/35 кВ); дополнительную точку трансформации в виде ПС-35/6 кВ; РЭР, включающие в себя объекты РГ в виде ГТУ с номинальной установленной мощностью по 4 МВт каждая и СНЭЭ, подключенные к шинам 6 и 0,4 кВ главной понизительной ПС-110/0 кВ, управляемая нагрузка активных потребителей; распределительную электрическую сеть на напряжении 6 и 0,4 кВ.

Основным потребителем электроэнергии является производство птицефабрики, состоящее преимущественно из бытовой нагрузки. Состав нагрузки выглядит следующим образом: 20 % – АД; 80 % – СХН по напряжению.

Современная птицефабрика относится к объектам первой категории энергоснабжения, что означает обязательное резервирование сети снабжения электричеством для гарантированного обеспечения непрерывности производственного цикла во избежание возникновения опасности для человеческой жизни, нанесение материального ущерба, поломки механизмов и оборудования, сбой технологических процессов, а также, других, нежелательных последствий.

Тестовая схема №4 комбинированного назначения. В исследованиях, проведенных в разделе 1.1.3, Приморский край отмечен, как регион ДФО с самым большим дефицитом генерируемой мощности. В связи с этим, в качестве четвертой тестовой схемы была выбран ЭР с РЭР г. Уссурийска и Уссурийского городского округа Приморского края с комбинированной городской и промышленной нагрузкой (рисунок 3.4). В данном регионе в январе 2023 года зафиксирована авария, в результате которой около 5 часов в условиях низких температур были обесточены потребители с ответственной нагрузкой (в том числе и СЗО) [118], что представляет интерес для исследования эффективности работы новой АУНАП.

Схема включает в себя: источники питания, которые связывают ЭР с РЭР с внешней ЭЭС (подстанция ПС-220/110 кВ и ТЭЦ с установленной мощностью генерации 400 МВт); РЭР, включающие в себя СНЭЭ, подключенные к шинам 6/10 кВ ПС-110 и ПС-35 кВ, управляемую нагрузку активных потребителей; электрическую сеть на напряжении 110 кВ; распределительную электрическую сеть на напряжении 6/10 кВ.

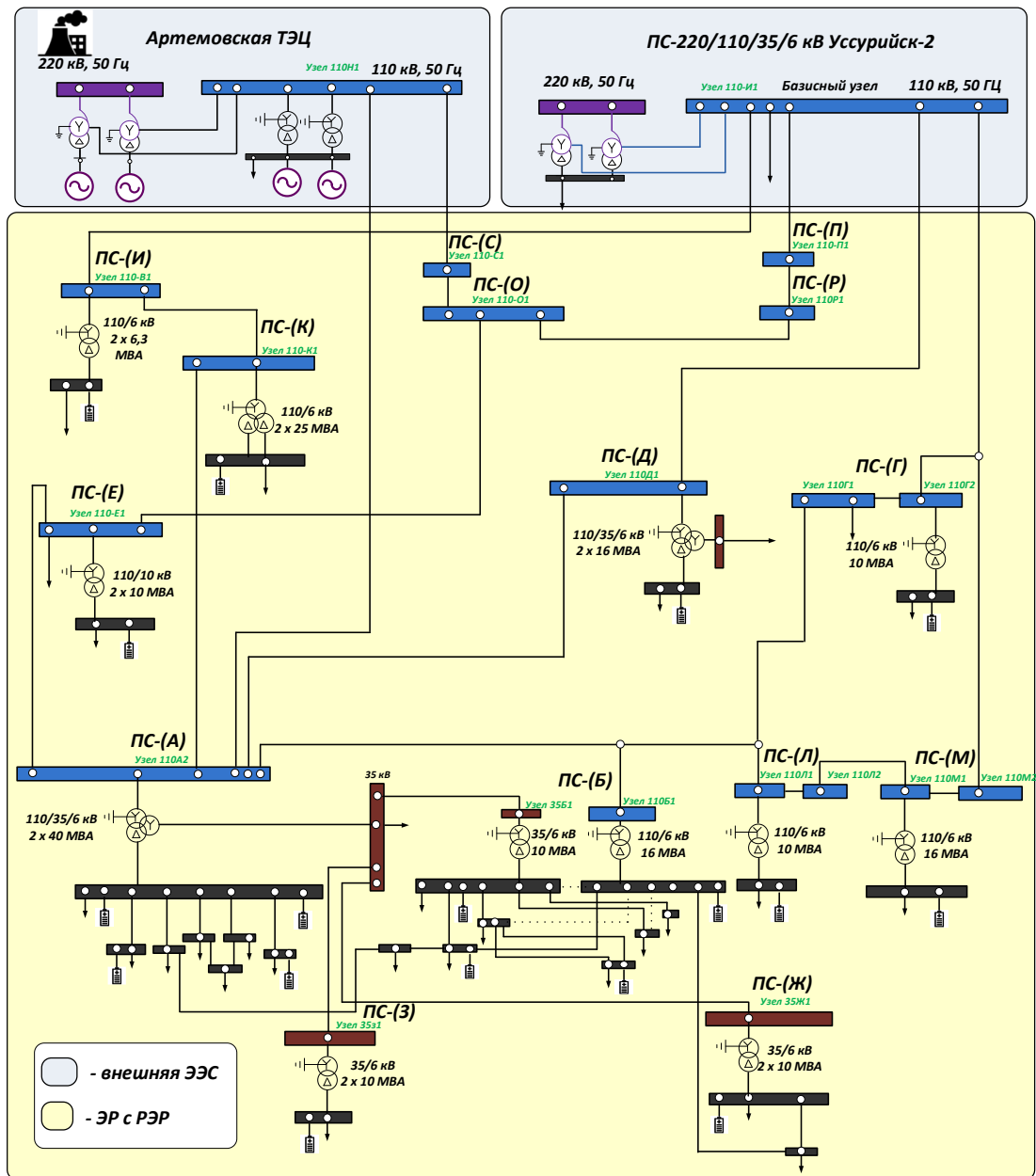


Рисунок 3.4 – Тестовая схема №4 комбинированного назначения

В отличие от тестовой схемы №1 городского назначения наряду с коммунально-бытовыми потребителями электроэнергии в тестовой схеме №4 комбинированного назначения преобладают промышленные нагрузки. Структура потребителей в расчетах была представлена по аналогии с другими тестовыми схемами.

Как сказано в [139, 140], прямое управление нагрузкой (англ. *Direct Load Control*) – это деятельность по управлению спросом (программы управления спросом), предусматривающая осуществление администратором программы дистанционного управления (в том числе отключения) оборудованием потребителя.

Основные возможности участия в управлении спросом для потребителей обусловлены следующим: смещением графика потребления на периоды более низких цен; остановом или снижением интенсивности производственного процесса; полным или частичным отключением систем освещения, вентиляции и кондиционирования; использованием собственных источников, включая запуск резервных источников питания или отключение от сети на изолированную работу с покрытием собственного потребления от резервного источника питания.

В связи с этим, для оценки достаточности нагрузки, которой можно управлять, и определения периода суток, в котором возможно применение АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу, был проведен анализ характеристик суточных графиков нагрузки исследуемых тестовых схем.

На рисунке 3.5 показаны суточные графики нагрузок каждой тестовой схемы.

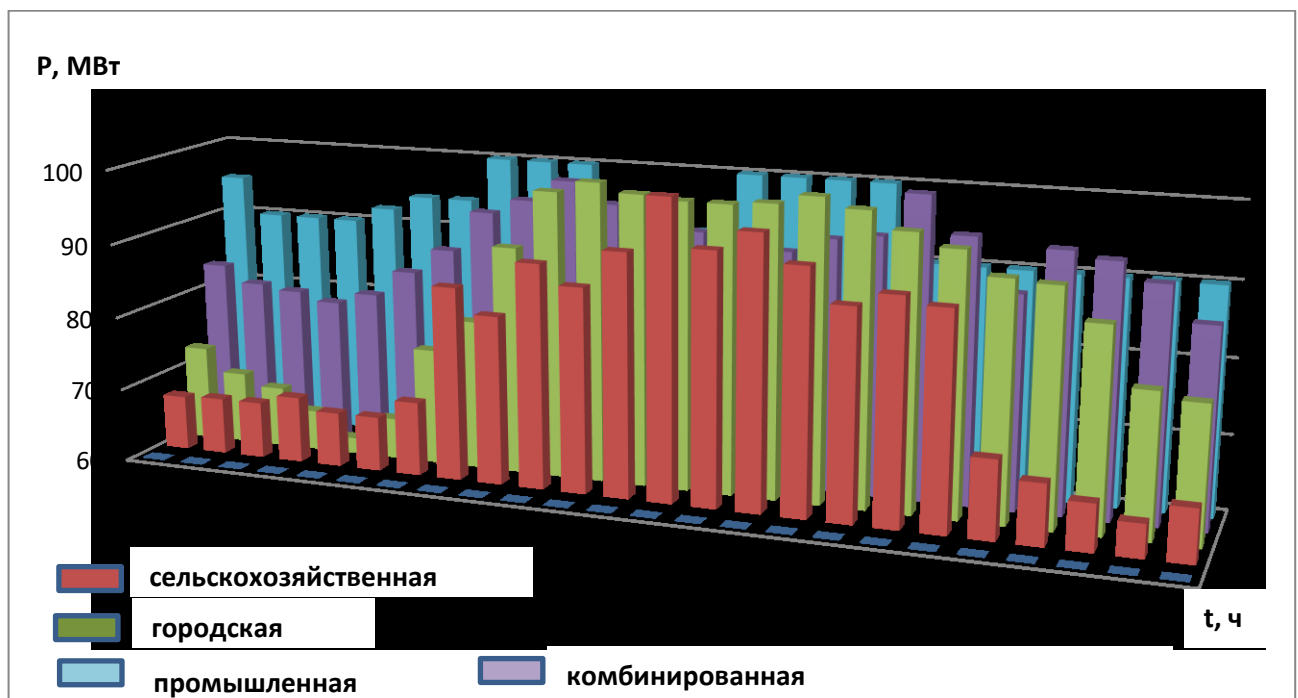


Рисунок 3.5 – Суточные графики нагрузок исследуемых тестовых схем

В таблице 3.1 показаны расчеты количественного анализа характеристик суточных графиков, показатели коэффициентов заполнения демонстрируют количество управляемой нагрузки (УН).

Таблица 3.1 – Характеристики графиков нагрузок за сутки объектов исследования.

Объект исследования	P_{\max} , МВт	P_{\min} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$K_{\text{зап}}$	$K_{\text{нр}}$	T_{\max}
Городская схема №1	327	203	281	0,86	0,62	5600
Промышленная схема №2	211	190	197,5	0,936	0,9	8000
Сельскохозяйственная схема №3	6,2	4	4,9	0,79	0,65	3500
Комбинированная схема №4	185,3	147,5	167,6	0,905	0,8	8000

Из таблицы 3.1 видно, что ЭР с РЭР городского и сельскохозяйственного назначения обладают более низким коэффициентом заполнения суточного графика нагрузок и соответственно большим объемом УН. Более высокий коэффициент заполнения суточного графика нагрузки ЭР с РЭР промышленного и комбинированного назначения обусловлен непрерывностью технологического процесса, о чем также свидетельствует число использования максимальной нагрузки в год. Однако, в этих ЭР с РЭР также есть объем УН, что представляет интерес для дальнейшего исследования.

В таблице 3.2 показаны особенности исходного режима работы ЭР с РЭР, влияющие на переходный процесс аварийного выделения их на изолированную работу в соответствии с алгоритмом формирования мер повышения энергетической гибкости, показанного в параграфе 2.3 на рисунке 2.6.

Таблица 3.2 – Особенности исходного режима работы тестовых схем ЭР с РЭР.

Наименование тестовой схемы ЭР с РЭР	Особенности исходного режима работы
1	2
Городского назначения №1	<ul style="list-style-type: none"> – концентрированная схема, состоит из источников генерации различной мощности; – сеть со слабыми связями, ограничение по пропускной способности; – ответственные потребители составляют 10-15% от суммарной мощности потребителей

Продолжение Таблицы 3.2

1	2
Промышленного назначения №2	<ul style="list-style-type: none"> – в структуре нагрузки преобладание двигательной нагрузки (АД и СД); – ответственные потребители составляют до 45 % от суммарной мощности потребителей
Сельскохозяйственного назначения №3	<ul style="list-style-type: none"> – радиальные линии электропередачи большой протяженностью при малой передаваемой мощности, снижение качества напряжения; – неравномерный суточный график нагрузок, большое количество УН; – значительное количество однофазной нагрузки; – ответственные потребители составляют до 12 % от суммарной мощности потребителей.
Комбинированного назначения №4	<ul style="list-style-type: none"> – дефицит генерирующей мощности ликвидируется из внешней ЭЭС; – участки сети со слабыми связями, ограничение по пропускной способности; – ответственные потребители составляют до 20 % от суммарной мощности потребителей

Разработанные тестовые схемы моделей для исследования и проведенный анализ особенностей исходного режима работы ЭР с РЭР позволяют сделать вывод о разнообразии их структуры, нагрузки, суточных графиков и т.д., и, соответственно, оценить эффективность работы новой автоматики АУНАП и методического подхода к повышению энергетической гибкости при различных сценариях аварийного выделения на изолированную работу ЭР с РЭР.

3.2. Исследование сценариев аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу при учете действий традиционных ПА и новой АУНАП

Как было установлено в Главе 2, существует многообразие различных факторов, определяющих особенности процессов аварийного изолирования ЭР с РЭР. Анализ этих факторов позволил определить причины снижения гибкости работы ЭР с РЭР в послеаварийном режиме. В связи с этим был предложен структурный

набор существующих устройств ПА и предлагаемой новой автоматики АУНАП, согласованная работа которых позволила бы повысить надежность электроснабжения потребителей при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу и гибкость системы в целом.

С целью практического подтверждения эффективности работы АУНАП, как дополнительной автоматики, для восстановления электроснабжения отключенных потребителей в послеаварийном режиме были разработаны сценарии выделения ЭР с РЭР на изолированную работу. При формировании данных сценариев учитывались отличительные особенности тестовых схем, а также необходимость учета в протекании переходных процессов и, соответственно, логики работы устройств РЗ и ПА следующих факторов с учетом рекомендаций, описанных в [92]: исходное схемно-режимное состояние сети внешнего электроснабжения ЭР (замкнутые, разомкнутые, ремонтные схемы сети); различные суммарные нагрузки в сети внутреннего электроснабжения ЭР (суточный и сезонный график); варьируемые суммарные номинальные мощности включенных ГУ на объектах РГ в ЭР (дефицит/избыток мощности ГУ относительно потребляемой); варьирование распределением (в предаварийном режиме) реактивной нагрузки между ГУ объектов РГ в сети внутреннего электроснабжения (изменение уставок АРВ ГУ по напряжению); варьирование интенсивностью аварийных возмущений (самое сильное – трехфазное КЗ, самое слабое – отключение того же элемента сети без КЗ).

Исследования сценариев аварийного выделения тестовых схем ЭР с РЭР на изолированную работу проводились с учетом действия традиционных средств ПА и новой предлагаемой автоматики АУНАП в соответствии с принципом и алгоритмом ее работы, разработанными в параграфе.2.1, а также методическими положениями согласования действий существующих видов ПА и новой автоматики, предложенной параграфе 2.2. При выполнении исследований выполнен контроль допустимости послеаварийных режимов по параметрам режима сети и допустимости ОН по объему и составу с учетом технологических процессов потребителей.

Акцент исследований сделан на количественный анализ УВ АУНАП для восстановления параметров работы ЭР с РЭР в послеаварийном режиме, а также на время восстановления электроснабжения ответственной нагрузки. Принято, что эффективностью работы новой автоматики АУНАП будет считаться объем и время восстановления электроснабжения нагрузки ответственных потребителей от суммарной величины отключенной нагрузки в результате действий другой ПА. В данном разделе приведен количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП в результате расчётов наиболее показательных сценариев аварийного выделения на изолированную работу предложенных тестовых схем ЭР с РЭР. Подробное описание исходных расчетных режимов и сценариев аварийного выделения на изолированную работу для каждой тестовой схемы и графики переходных процессов представлены в Приложении Д.

3.2.1. Тестовая схема №1 городского назначения

На рисунке 3.6 представлены результаты исследования для тестовой схемы №1 при исходном расчетном режиме №1 и сценарии №1 (Приложение Д). Сценарий взят из реальной аварии, описанной в [141].

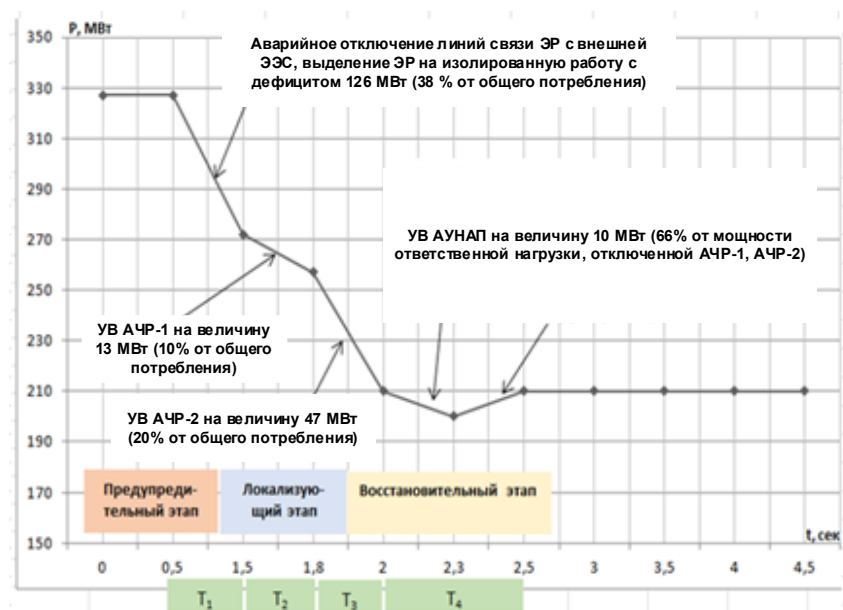


Рисунок 3.6 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №1 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №1 и сценарии №1.

Продолжительность (T) аварийного выделения ЭР с РЭР городского назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы ЭР в изолированном режиме составила 2 секунды. Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-1,5 секунды, возникновение КЗ, отключение линий связи с внешней ЭЭС, возникновение дефицита мощности; T_2 – 1,5-1,8 секунд, работа АЧР-1; T_3 – 1,8 -2,0 секунды, работа АЧР-2; T_4 – 2,0-2,5 секунды, работа АУНАП.

На рисунке 3.7 представлены результаты исследования для тестовой схемы №1 при исходном расчетном режиме №2 и сценарии №2 (Приложение Д).

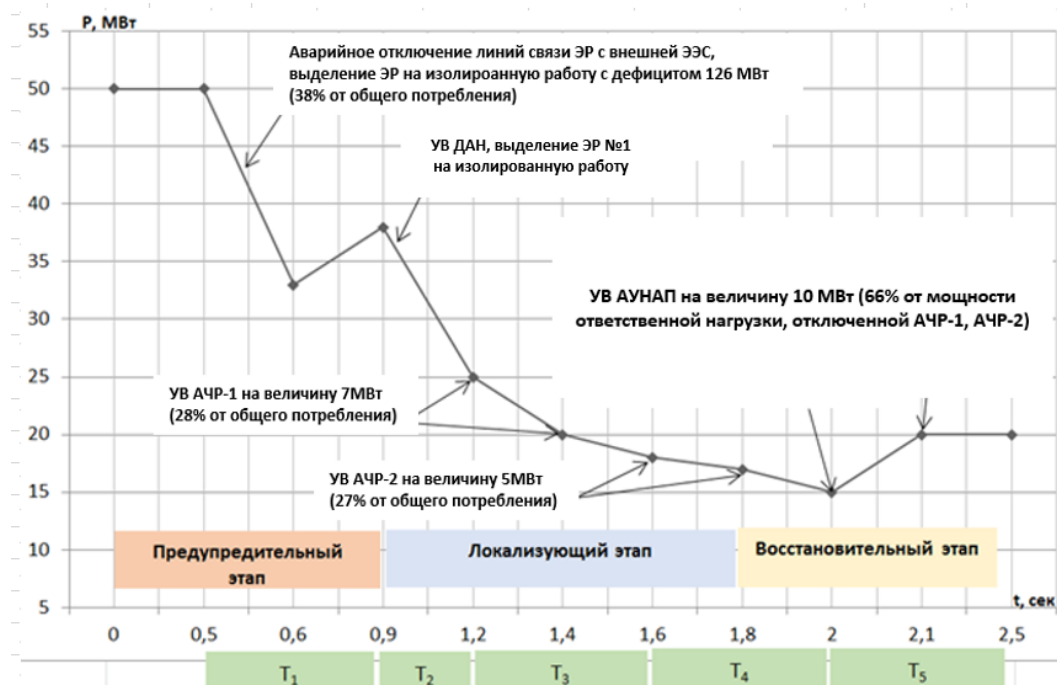


Рисунок 3.7 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП в узле 5 при выделении тестовой схемы №1 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №2 и сценарии №2

Продолжительность (T) аварийного выделения ЭР с РЭР городского назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы ЭР в изолированном режиме составила 2 секунды. Временные составляющие переходного процесса, следующие: T_1 – 0,5-0,9 секунды, возникновение КЗ, отключение автотрансформатора питающей подстанции, возникновение дефицита мощности; T_2 – 0,9-1,2 секунд,

работа ДА; T_3 – 1,2 -1,6 секунды, работа АЧР-1; T_4 – 1,6- 2,0 секунды, работа АЧР-2; T_5 – 2,0-2,5 секунды, работа АУНАП.

На рисунке 3.8 представлены результаты исследования для тестовой схемы №1 при исходном расчетном режиме №3 и сценарии №3 (Приложение Д).

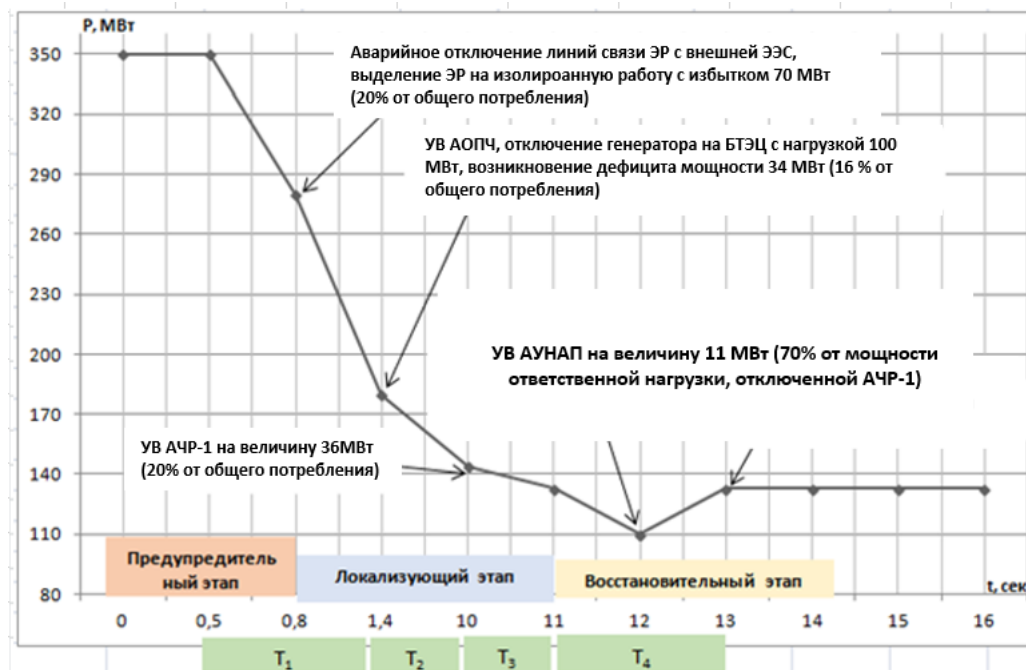


Рисунок 3.8 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №1 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №3 и сценарии №3

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР городского назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся ее послеаварийной работы в изолированном режиме составила 13 секунд. Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-1,4 секунды, возникновение КЗ, отключение линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, возникновение избытка мощности; T_2 – 1,4-10 секунд, работа АОПЧ, отключение генератора на БТЭЦ, возникновение дефицита мощности; T_3 – 10 -11 секунд, работа АЧР-1; T_4 – 11- 13 секунд, работа АУНАП.

На рисунке 3.9 представлены результаты исследования для тестовой схемы №1 при исходном расчетном режиме №4 и сценарии №4 (Приложение Д).

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР городского назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся ее послеаварийной работы в изолированном режиме составила 6,5 секунд. Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-1,2 секунды, возникновение КЗ, отключение линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, возникновение дефицита мощности; T_2 – 1,2-1,8 секунд, работа АЧР-1; T_3 – 1,8 -5 секунд, работа АЧР-2; T_4 – 5- 6 секунд, работа ДАН; T_5 – 6- 6,2 секунд, работа АУНАП.

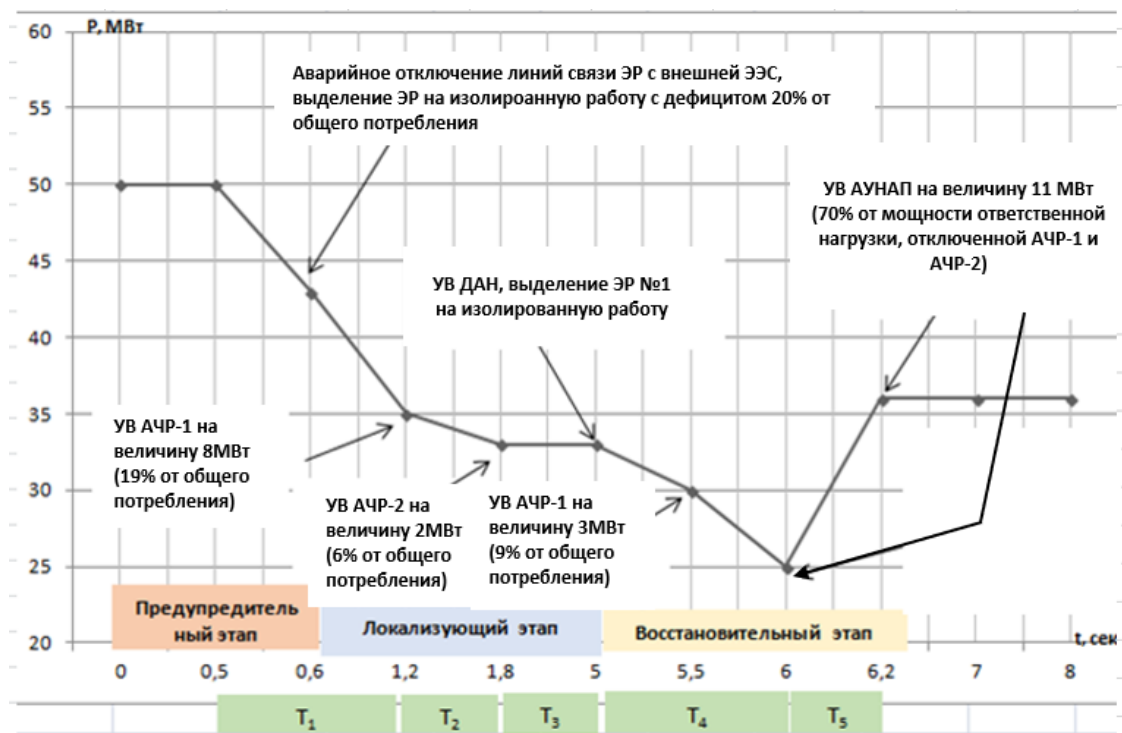


Рисунок 3.9 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП в узле 5 при выделении тестовой схемы №1 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №4 и сценарии №4

3.2.2. Тестовая схема №2 промышленного назначения

На рисунке 3.10 представлены результаты исследований для тестовой схемы №2 при исходном расчетном режиме №1 и сценарии №1 (Приложение Д).

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР промышленного назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента

установившейся послеаварийной работы в изолированном режиме составила 1,8 секунды.

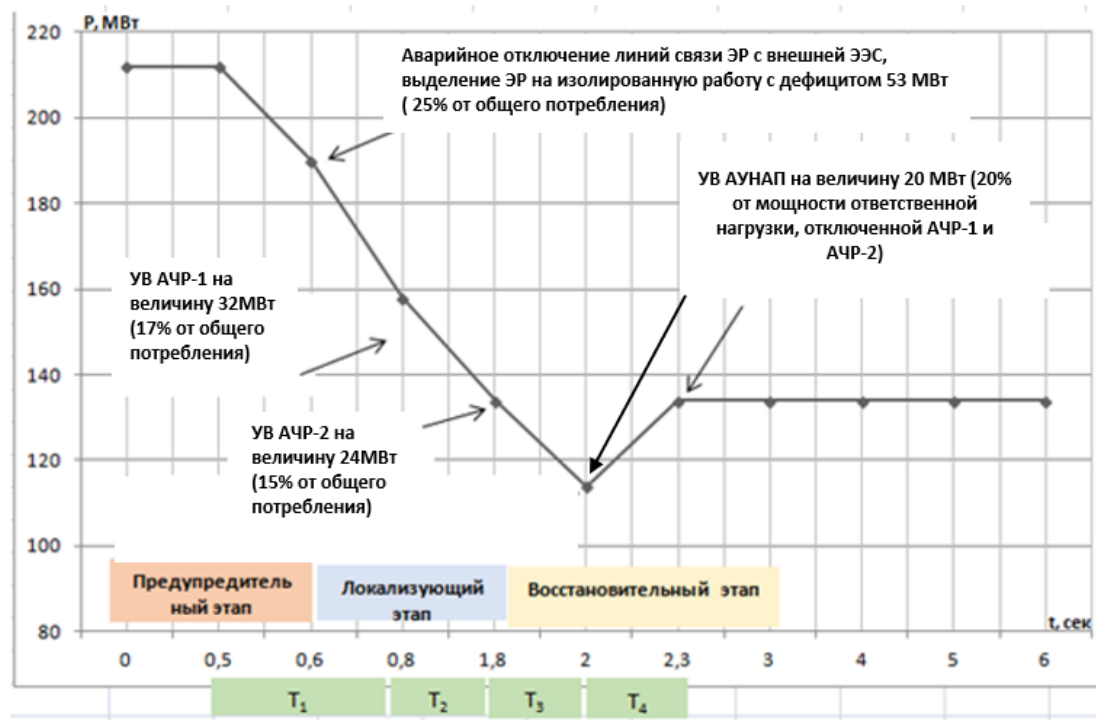


Рисунок 3.10 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №2 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №1 и сценарии №1

Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-0,8 секунд, возникновение КЗ, отключение автотрансформатора 220 кВ питающей подстанции, возникновение дефицита мощности; T_2 – 0,8-1,8 секунд, работа АЧР-1; T_3 – 1,8 -2 секунды, работа АЧР-2; T_4 – 2- 2,3 секунды, работа АУНАП.

На рисунке 3.11 представлены результаты исследований для тестовой схемы №2 при исходном расчетном режиме №2 и сценарии №2 (Приложение Д). Характер протекания переходных процессов в других узлах отличается вследствие разных составов нагрузки.

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР промышленного назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы в изолированном режиме составила 3,7 секунд.

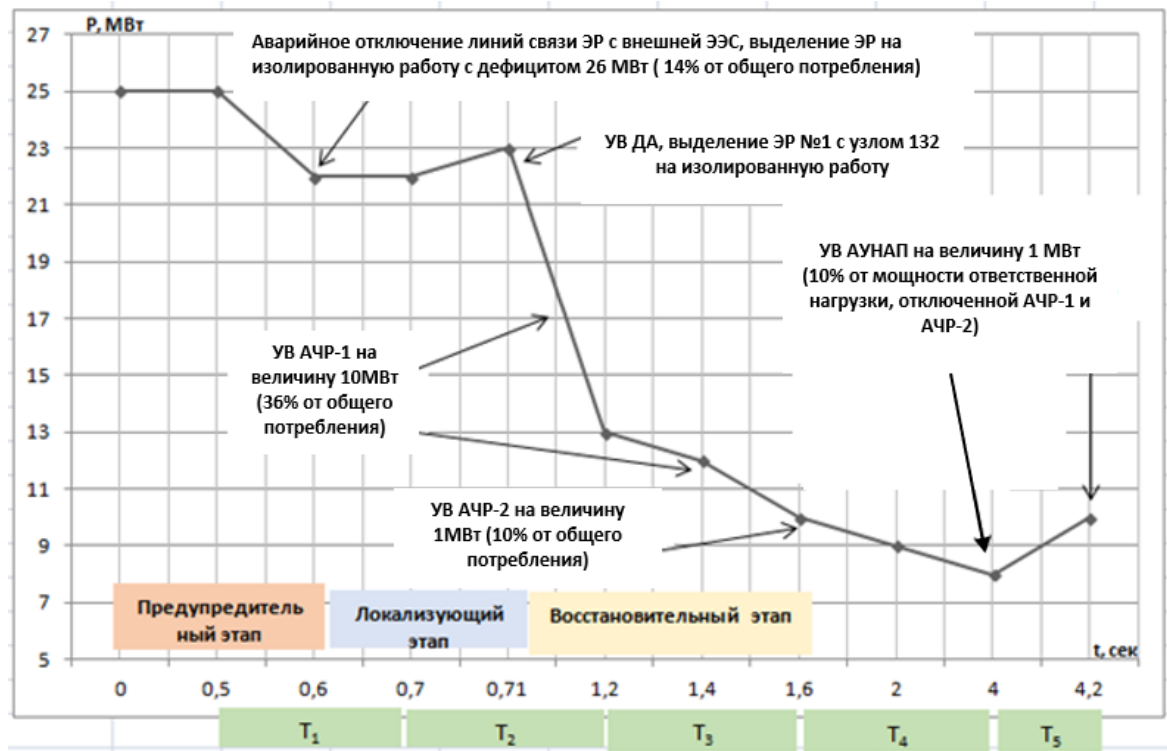


Рисунок 3.11 – Количественный анализ УВ в узле 132 устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №2 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №2 и сценарии №2

Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-0,7 секунд, возникновение КЗ, отключение АТ-220 питающей подстанции, возникновение дефицита мощности; T_2 – 0,7-1,2 секунды, работа ДА, выделение ЭР с узлом 132 на изолированную работу; T_3 – 1,2 -1,6 секунды, работа АЧР-1; T_4 – 1,6 -4 секунды, работа АЧР-2; T_5 – 4- 4,2 секунды, работа АУНАП.

На рисунке 3.12 представлены результаты исследований для тестовой схемы №2 при исходном расчетном режиме №3 и сценарии №3 (Приложение Д).

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР промышленного назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы в изолированном режиме составила 2,7 секунд.

Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-0,8 секунд, отключение линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, возникновение избытка мощности; T_2 – 0,8-1,2 секунды, работа АОПЧ, разгрузка генератора на 60 МВт; T_3 – 1,2 -2,4

секунды, работа АЧР-1; T_4 – 2,4 -3 секунды, работа АЧР-2; T_5 – 3- 3,2 секунды, работа АУНАП.

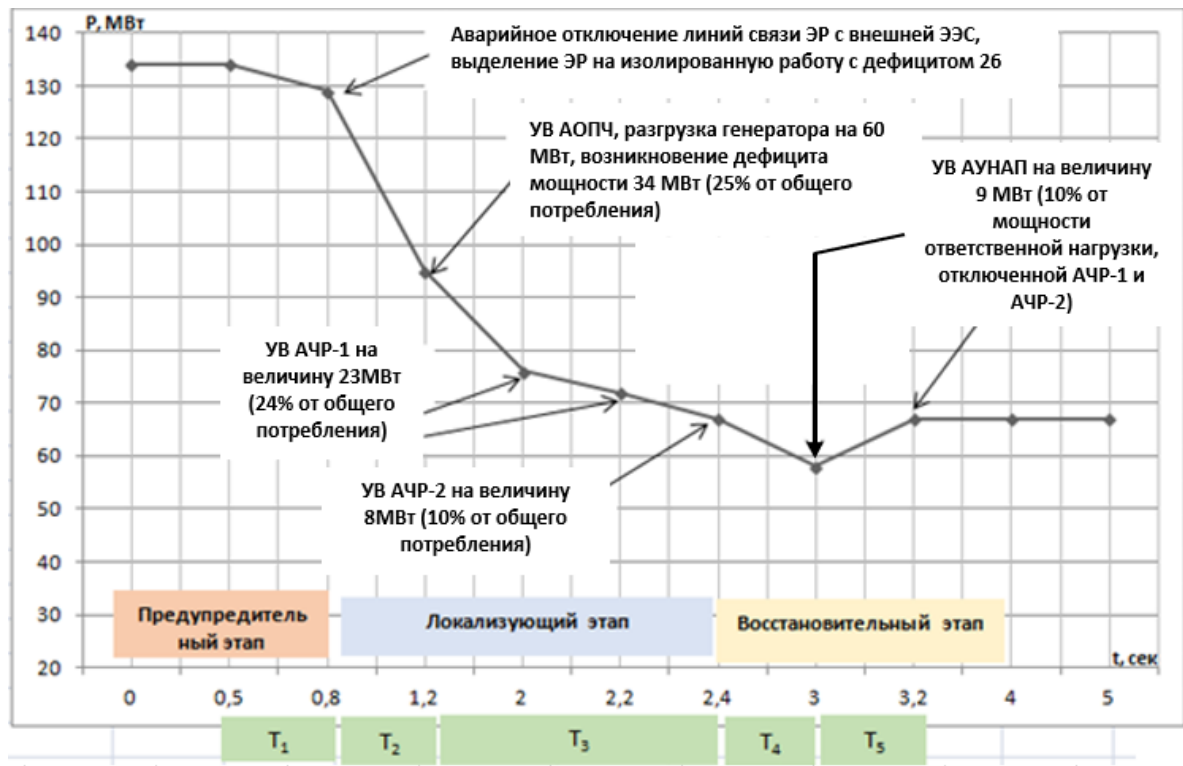


Рисунок 3.12 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №2 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №3 и сценарии №3

На рисунке 3.13 представлены результаты исследований для тестовой схемы №2 при исходном расчетном режиме №4 и сценарии №4 (Приложение Д).

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР промышленного назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы в изолированном режиме составила 2 секунды.

Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-0,8 секунд, возникновение КЗ, отключение двух линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, возникновение дефицита мощности; T_2 – 0,8 -2 секунды, работа АЧР-1; T_3 – 2 -2,3 секунды, работа АЧР-2; T_4 – 2,3- 2,5 секунды, работа АУНАП.

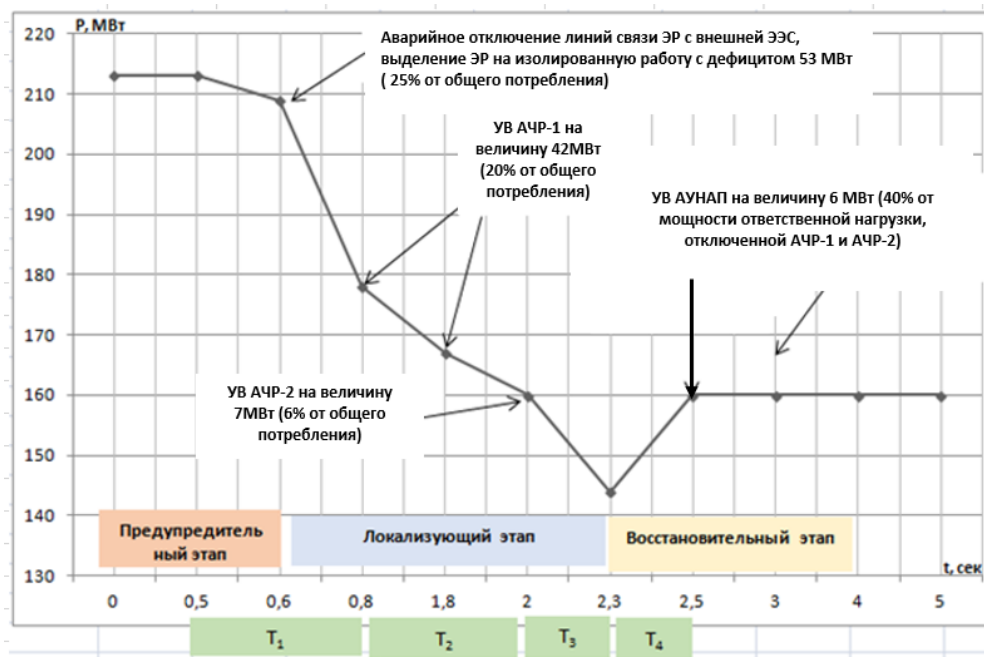


Рисунок 3.13 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №2 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №4 и сценарии №4

3.2.3. Тестовая схема №3 сельскохозяйственного назначения

На рисунке 3.14 представлены результаты исследований для тестовой схемы №3 при исходном расчетном режиме №1 и сценарии №1 (Приложение Д).

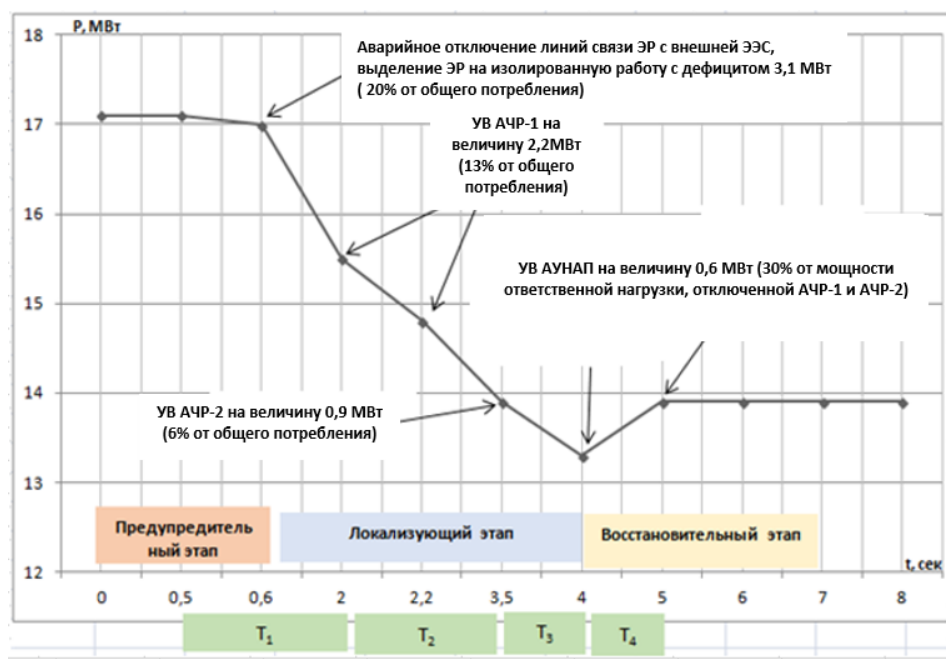


Рисунок 3.14 – Количественный анализ УВ устройств ПА и АУНАП при выделении тестовой схемы №3 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №1 и сценарии №1

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР сельскохозяйственного назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы составила 4,5 секунды.

Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-2 секунды, отключение трансформатора связи 35 кВ с внешней ЭЭС, возникновение дефицита мощности; T_2 – 2 -3,5 секунды, работа АЧР-1; T_3 – 3,5 -4 секунды, работа АЧР-2; T_4 – 4- 5 секунд, работа АУНАП.

На рисунке 3.15 представлены результаты исследований для тестовой схемы №3 при исходном расчетном режиме №2 и сценарии №2 (Приложение Д).

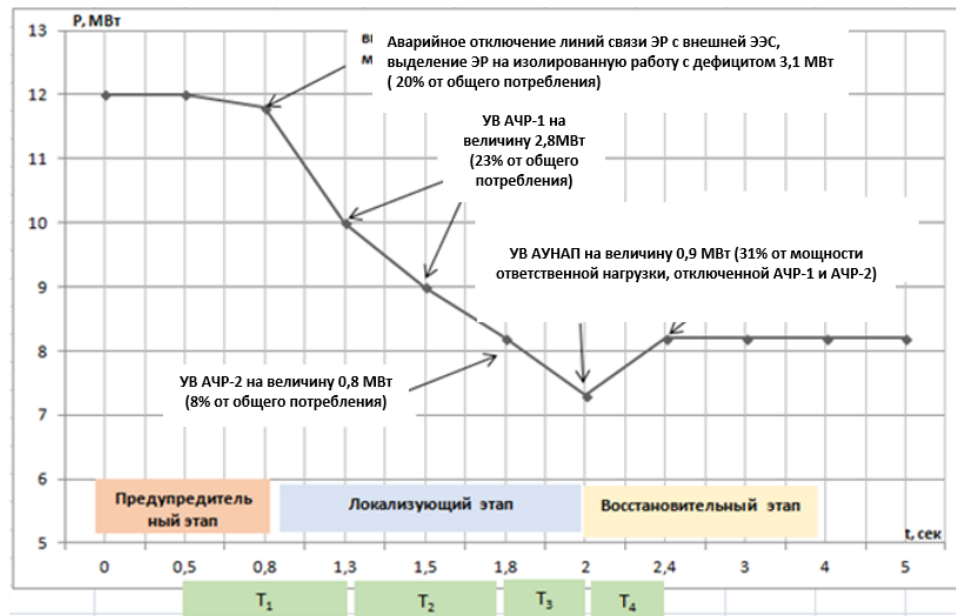


Рисунок 3.15 – Количественный анализ УВ устройств ПА при выделении тестовой схемы №3 на изолированную работу при исходном расчетном режиме №2 и сценарии №2

Продолжительность аварийного выделения ЭР с РЭР сельскохозяйственного назначения на изолированную работу от момента возникновения КЗ до момента установившейся послеаварийной работы составила 4,5 секунды.

Временные составляющие переходного процесса: T_1 – 0,5-1,3 секунды, отключение трансформатора связи 110 кВ с внешней ЭЭС, возникновение дефицита мощности; T_2 – 1,3 -1,8 секунды, работа АЧР-1; T_3 – 1,8 -2 секунды, работа АЧР-2; T_4 – 2- 2,4 секунд, работа АУНАП.

3.2.4. Тестовая схема №4 комбинированного назначения

В качестве демонстрации работы АУНАП при аварийном выделении на изолированную работу ЭР с РЭР комбинированного назначения был взят сценарий реальной аварии, подробно рассмотренной в [118]. На рисунке 3.16 приведены основные этапы развития данной аварии. До начала аварийной ситуации ЭР работала с дефицитом мощности на величину 25%, которая покрывалась из внешней ЭЭС по линиям связи с ограниченной пропускной способностью.

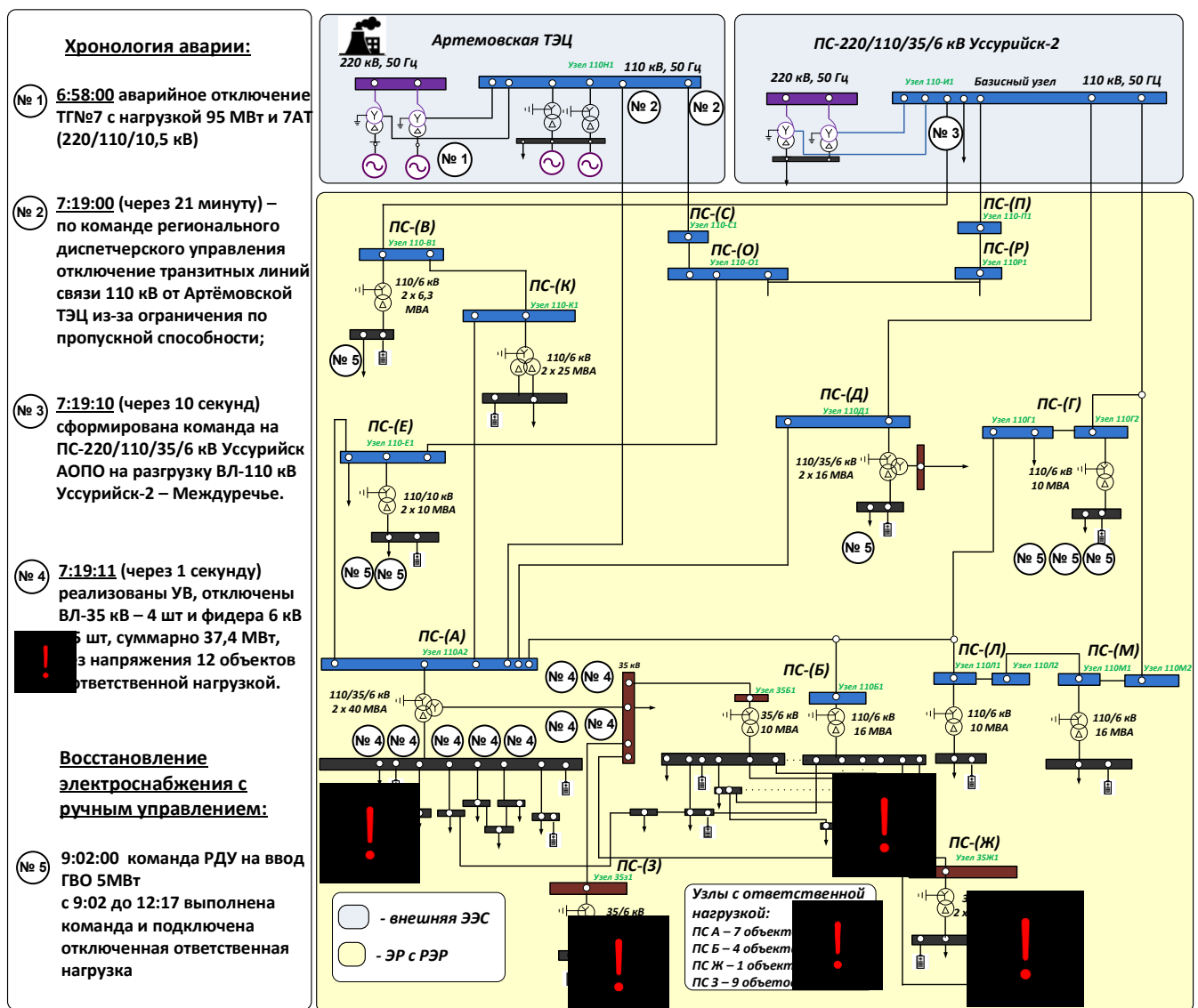


Рисунок 3.16 – Тестовая схема ЭР с РЭР комбинированного назначения с основными этапами развития и восстановления аварии.

В данной аварийной ситуации рассматривается вариант квазидинамического моделирования ЭР с РЭР и действий предлагаемой АУНАП с использованием функционала пакета Pandapower.

Согласно [135], квазидинамическое моделирование - распространённый метод для оценки устойчивости напряжения в УР ЭЭС и решения задач, связанных с дискретными УВ со стороны различных контроллеров и автоматик. Такое моделирование, в отличие от классического динамического моделирования, не вычисляет корреляцию между каждым временным шагом [123]. Например, распределённые источники энергии моделируются с внешними циклами по нескольким расчетам потокораспределения на каждом временном шаге.

Как отмечено в [142], электрические сети состоят из множества взаимодействующих дискретных элементов управления. Логика контроллеров включает мертвые зоны и задержки, которые делают состояние систем зависимым от времени.

Таким образом, электрические сети являются сложными системами, состоящими из множества взаимодействующих частей, и могут демонстрировать потенциально нежелательное эмерджентное поведение. Квазидинамическое моделирование включает это понятие временной зависимости между последовательными потоками мощности и дискретными элементами управления [143].

В используемом пакете Pandapower пользователи могут реализовывать контроллеры для моделирования временных рядов, чтобы интегрировать различные типы моделирования и эффектов управления с различными приоритетами (например, быстрая компенсация Q от распределённых энергоисточников и отложенное действие РПН). При этом используется многоуровневая структура, с которой сходимость контроллера оценивается в соответствии с уровнем, пока все уровни не сойдутся. Сходимость определяется как достигаемая, когда изменение всех переменных (например, P , Q) остается ниже предопределенного порогового значения и никаких дополнительных дискретных действий не требуется.

На основании этого, АУНАП был разработан как специальный контроллер на базе библиотеки Pandapower в рамках квазидинамического моделирования рассматриваемой схемы ЭР с РЭР.

Целью этого эксперимента была оценка влияния АУНАП на изменение напряжения в ЭР с РЭР при протекании смоделированного аварийного сценария.

На рисунке 3.17, а приведена иллюстрация расчёта УР для исходного режима для тестовой схемы №4 комбинированного назначения. В свою очередь на рисунке 3.17, б продемонстрирована гистограмма распределения узловых напряжений для данного УР, из которой четко видно, что в большинстве узлов напряжение находится в диапазоне значений около 1.0, т.е. номинального уровня.

Однако имеется несколько узлов с более высокими уровнями напряжения (около 1.15), что доказывает возможные локальные проблемы со статической устойчивостью, которые могут отрицательно повлиять на развитие аварийного режима [123].

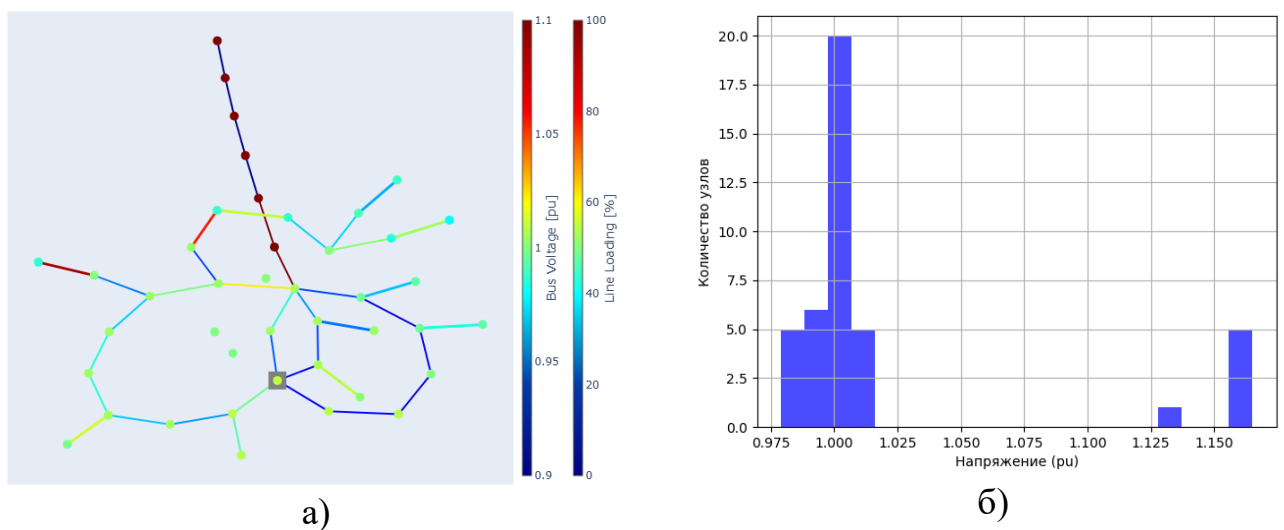
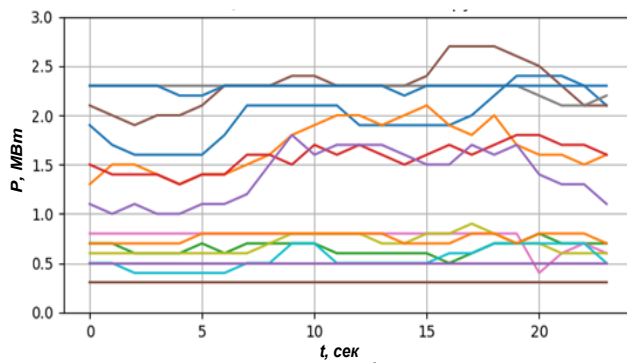
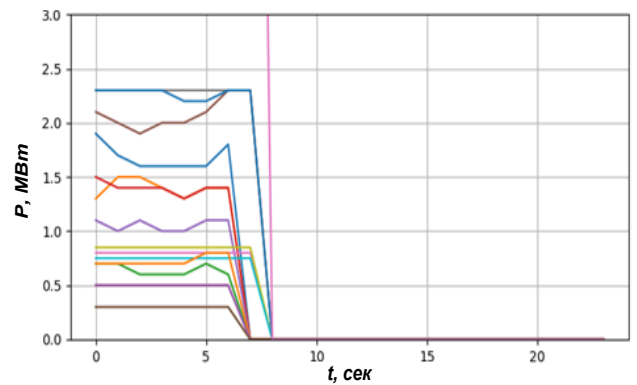


Рисунок 3.17 – Результаты расчета исходного режима для тестовой схемы №4:
а) визуализация расчёта УР, б) гистограмма распределения напряжения при расчёте УР для исходного режима

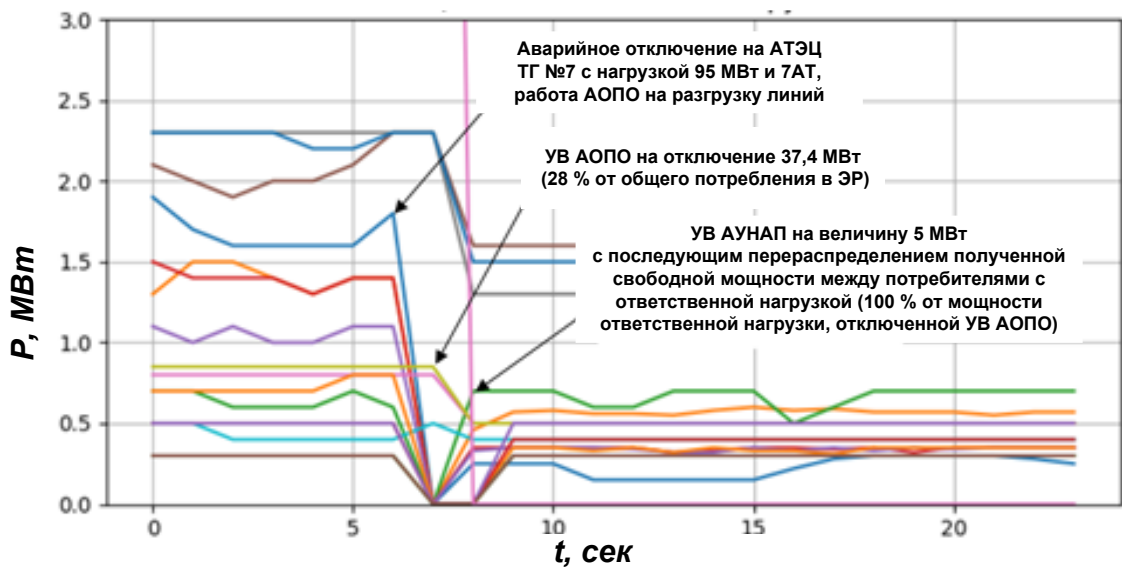
На рисунке 3.18 показана динамика изменения мощностей нагрузок и количественный анализ УВ в ЭР с РЭР комбинированного назначения при аварийном сценарии выделения на изолированную работу.



а)



б)



в)

Рисунок 3.18 – Динамика изменения мощностей нагрузок и количественный анализ (%) УВ в ЭР с РЭР комбинированного назначения при аварийном сценарии выделения на изолированную работу: а) гистограмма распределения напряжения при расчёте УР для исходного режима; б) аварийный сценарий с ручным управлением; в) аварийный сценарий с участием АУНАП

Проведенный эксперимент позволяет оценить эффективность действий предложенной автоматики АУНАП относительно контроля уровней напряжений в рассматриваемом ЭР с РЭР.

На рисунке 3.19 приведены профили напряжений исходного режима и аварийных сценариев с различным управлением.

а) исходный режим; б) аварийный сценарий с ручным управлением; в) аварийный сценарий с участием АУНАП.

Таблица 3.3 – Распределение уровней напряжений в ЭР с РЭР комбинированного назначения для различных сценариев моделирования [123].

Диапазоны напряжений, отн. ед.	Исходный нормальный режим, %	Аварийный сценарий с ручным управлением, %	Аварийный сценарий с управлением АУНАП, %
$1,06 < U < 1,10$	0	2,39	2,35
$1,03 < U < 1,06$	64,3	78,5	73,8
$U < 0,99$	2,3	2,3	2,3
$U < 0,96$	0	0	0

Как явствует из таблицы 3.3, в сценарии с участием автоматики АУНАП процент напряжений в диапазоне относительно повышенных значений $1,03 < U < 1,06$ (73.8%) более близко к проценту исходного нормального режима (64.3%) в сравнении со сценарием ручного управления (78.5%). Это говорит о

том, что помимо системных функций, АУНАП позволяет лучше стабилизировать напряжения на этапе восстановления.

Таким образом, исследования, проведенные в данном разделе, позволили количественно оценить влияние различных факторов, определяющих особенности переходных процессов при аварийном изолировании ЭР с РЭР, на эффективность функционирования существующих устройств ПА; показать актуальность повышения технического совершенства алгоритмов работы ПА в ЭР в связи с подключением к ним объектов РЭР; выявить, что в связи с появлением новых свойств преобразующихся ЭЭС меняются характеристики электромеханических переходных процессов и актуализируется задача совершенствования алгоритмов работы существующих устройств ПА.

В следующем разделе на основании полученных результатов экспериментальных исследований будет проведен комплексный анализ эффективности действий новой автоматики АУНАП в качестве дополнительной меры по обеспечению надежного электроснабжения ЭР с РЭР в послеаварийном режиме.

3.3. Комплексный анализ результатов исследований

Проведенные практические исследования различных сценариев аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу практически подтвердили актуальность вопросов, исследуемых в [66, 92, 126].

Подтверждено влияние факторов, показанных на рисунке 2.6 параграфа 2.3, на протекание переходных процессов выделения на изолированную работу ЭР с РЭР, логическую работу устройств ПА и РЗ. При этом следует отметить благоприятное влияние СХН на повышение эффективности АЧР и негативное влияние большого числа АД в составе нагрузки на устойчивость ЭР с РЭР в аварийных ситуациях. Установлено, что наиболее тяжелая ситуация аварийного выделения на изолированную работу складывается при исходных схемно-режимных условиях изначально большого дефицита мощности и наличия большого числа АД в нагрузке. При этом отмечена необходимость обеспечения ЭР с РЭР мощными ис-

точниками реактивной мощности для предотвращения больших провалов напряжения на первых этапах аварийного процесса и минимизации риска «опрокидывания» двигателей.

Комплексный анализ действий новой автоматики АУНАП приведен в таблице 3.4, в котором показано в процентах реализованный объем УВ традиционной ПА от общего объема нагрузки и реализованный объем УВ АУНАП для включения ответственной нагрузки.

Таблица 3.4 – Комплексный анализ УВ АУНАП при аварийном выделении тестовых схем ЭР с РЭР на изолированную работу.

	Сценарии аварийного выделения ЭР с РЭР различного назначения на изолированную работу										
	Городского				Промышленного				Сельскохозяйственного		Комбинированного
	№1	№2	№3	№4	№1	№2	№3	№4	№1	№2	№1
Объем УВ устройств ПА, % от объема общей нагрузки	30	39	20	30	32	35	23	23	20	31	29
Объем УВ АУНАП, % восстановленной ответственной нагрузки, отключенной устройствами ПА	66	66	70	70	20	10	13	40	30	31	100

Анализ действий новой автоматики АУНАП показал, что наибольшая ее эффективность продемонстрирована в сценариях аварийного изолирования ЭР с РЭР городского, сельскохозяйственного и комбинированного назначения, что

обусловлено, в первую очередь, суточными графиками этих систем электроснабжения и наличие достаточного количества УН и активных потребителей.

Также исследования в данной главе подтвердили положительное влияние АУНАП на стабилизацию параметров послеаварийного режима, таких как напряжение. Подтверждено, что в большинстве случаев для восстановления нормативных параметров работы ЭР с РЭР в послеаварийном режиме требуется отключение части нагрузки, что негативно сказывается в первую очередь на ответственных потребителях (включая СЗО), перерыв в электроснабжении которых недопустим.

В целом, проведенные исследования подтвердили благоприятное влияние действий АУНАП на повышение надежности электроснабжения потребителей в послеаварийном изолированном режиме.

3.4. Перспективы внедрения АУНАП

Нормативы надежности электроснабжения в нашей стране сформулированы в ПУЭ [48]. Вся история развития электроэнергетики свидетельствует о том, что нормативная база в ней развивалась именно силами энергетиков, внедряясь директивно и оперативно, для того, чтобы соответствовать существующей скорости развития энергетики и иметь возможность применять самые современные достижения науки и техники в этой области, способствовать совершенствованию энергетики и повышению ее эффективности. К сожалению, сейчас это не так, последние научные и технические достижения в них не отражены [153]. Причины принципиального несовершенства существующих нормативов – это их построение на опыте прежней плановой экономики страны. Поэтому отсутствуют четкие критерии отнесения электроприемников к различным категориям надежности [118].

В первую очередь, это относится возросшим требованиям к обеспечению надежного электроснабжения СЗО и объектов жизнеобеспечения, поскольку даже небольшой перерыв в электроснабжении представляет опасность для жизни и здоровья граждан, снижает государственную безопасность, наносит значительный

материальный ущерб, нарушает производственные процессы, выводит из строя системы жизнеобеспечения. В существующих НТД нет четкого определения СЗО и объектов жизнеобеспечения, а также к какой категории надежности обеспечения они должны быть отнесены. Данные определения существуют в локальных НТД на уровне регионов и носят методический характер. Зачастую эти объекты имеют 2 и 3 категорию надежности, что дает право ЭСК включать их в графики АЧР, САОН, ГАО для выполнения задания АО «СО ЕЭС» по обеспечению устойчивости ЭЭС в аварийных ситуациях. Но, с другой стороны, протоколами решений заседаний региональных штабов по обеспечению безопасности электроснабжения различных муниципальных уровней ЭСК запрещается отключать СЗО и объекты жизнеобеспечения в аварийных ситуациях (особенно в отопительный сезон). ЭСК приходится искать компромисс между заданиями АО «СО ЕЭС» (приоритетность которых не вызывает сомнения) и решениями региональных штабов (которые также законодательно обязательны к исполнению). Единственным выходом на данный момент для ЭСК для решения этого компромисса является обеспечение надежного электроснабжения СЗО и объектов жизнеобеспечения в аварийных ситуациях за счет РИСЭЭ. В связи с этим, на ЭСК ложатся дополнительные немалые финансовые затраты по эксплуатации, обслуживанию и поддержанию в рабочем состоянии РИСЭЭ.

Еще одной проблемой в ЭСК и существующих ЭР является отсутствие наблюдаемости электрической сети в части постоянного мониторинга потребления в каждом узле. Внедрение АУНАП в технологические процессы ЭСК позволило бы реализовывать автоматическое формирование графиков АЧР, САОН, ГВО для более точного выполнения заданий АО «СО ЕЭС» и их корректировок в режиме онлайн при оперативном изменении режимно-балансовой ситуации в ЭЭС. На данный момент это выполняется в ручном режиме персоналом ЭСК, которого зачастую не хватает. Графики АЧР, САОН, ГАО составляются на основании данных зимних и летних контрольных замеров, которые должны быть сняты в каждом узле сети. Это очень трудоемкий и огромный объем работ для персонала ЭСК.

Предлагаемая новая автоматика АУНАП позволит облегчить ЭСК решение вышеуказанных проблем следующим образом:

- повышением мониторинга режима потребления ответственной и второстепенной нагрузки;
- автоматическим перераспределением полученной дополнительной мощности в аварийных ситуациях для обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей;
- автоматической реализацией команд АО «СО ЕЭС» на ввод ГАО при возникшем дефиците мощности, отключая более избирательно нагрузку потребителей, не затрагивая ответственных.

Исследования, проведенные в диссертации, позволили определить ряд перспектив и дальнейших направлений внедрения предложенной автоматики АУНАП в существующие механизмы решения задач ПАУ и восстановления электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях:

1. В Главе 1 показано, что растущие запросы потребителей в электрической мощности не могут быть удовлетворены в полном объеме из-за медленных темпов модернизации устаревшего генерирующего оборудования и строительства новых генерирующих источников. Все это приводит к росту большого дефицита мощности, особенно в аварийных ситуациях. На данный момент единственным решением для сохранения устойчивости и живучести ЭЭС является отключение нагрузки потребителей либо автоматически, либо ручным способом путем ввода ГАО. Особенно это актуально для потребителей регионов ДФО. При этом исследованием в диссертации установлено несовершенство данных способов и неселективность (избирательность), связанные с большой трудоемкостью для ЭСК при выполнении задания АО «СО ЕЭС» набора только второстепенной нагрузки и исключения нагрузки ответственных потребителей и СЗО из графиков АЧР, САОН, ГАО. Это все обусловлено отсутствием достаточной наблюдаемости сетевого оборудования низкого класса напряжения (0,4/6/10 кВ) и автоматизации технологических процессов. Реализация УВ традиционной ПА и команд территориальных РДУ зачастую производится отключением потребителей с центров пита-

ния 220/110/35 кВ, что приводит к ОН ответственных потребителей и СЗО, которые питаются от сети 0,4 кВ. Для восстановления электроснабжения ответственной нагрузки и СЗО оперативным персоналом ЭСК производится корректировка режима потребления путем ротации отключенных и включенных электроприемников в ручном режиме, что в условиях низких зимних температур создает риск выхода из строя важных объектов жизне-, тепло-, водообеспечения населения. Подобная ситуация была подробно рассмотрена в Главе 3 в ЭР с РЭР комбинированного назначения г. Уссурийск Приморского края [118].

В связи с этим, внедрение АУНАП в существующие механизмы реализации графиков АЧР, САОН, ГАО позволит сетевым организациям снизить негативные последствия для потребителей в аварийных ситуациях, снизить затраты на человеческие ресурсы (особенно в условиях неукomплектованности оперативным персоналом) и трудоемкость для ЭСК в подборе нагрузки для отключения за счет автоматического мониторинга ответственной и второстепенной нагрузки для обеспечения селективности отключения наиболее важных потребителей, за счет автоматического перераспределения свободной мощности между ответственными потребителями и СЗО с последующей автоматической ее ротацией до полного восстановления нормального режима потребления.

2. В работе актуальным направлением в решении вопроса повышения надежного электроснабжения потребителей была отмечена тенденция перехода существующих ЭЭС на гибкие ИЭС с РЭР, которые за счет внедренных в них гибких технологий производства и распределения энергии позволяют ликвидировать «узкие» места нынешних перегруженных сетевых объектов и снимать ограничения по подключению новых потребителей, сохраняя при этом высокий уровень надежности электроснабжения. Создание в нашей стране масштабируемых цифровых РЭС дает хорошую базу для реализации намеченной тенденции и возможности безболезненного поэтапного внедрения в существующие ЭР современных разработок, в том числе и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами работы вновь образуемых ЭР с РЭР. При этом новая автоматика АУНАП будет эффективным дополнением к этим системам, позволяю-

щая оптимизировать имеющийся ресурс управления нагрузкой активных потребителей.

3.5. Выводы по главе 3

1. Разработанные тестовые схемы четырех различных по назначению ЭР с РЭР, имеющие существенные отличия друг от друга и особенности исходных режимов работы, подтвердили эффективность предложенного в диссертации подхода к формированию мер к повышению энергетической гибкости и выбора источников гибкости для минимизации последствий протекания переходных процессов изолирования ЭР с РЭР в аварийных ситуациях.

2. Предложенные сценарии выделения на изолированную работу ЭР с РЭР учитывают все факторы, влияющие на характер переходных процессов, описанные в Главе 2, что позволило выявить особенность работы традиционных действий ПА и новой АУНАП при различных исходных схемно-режимных условиях и оценить значимость разработанных методических положений согласования их действий.

3. Полученные результаты практических исследований и их анализ доказали эффективность работы АУНАП в послеаварийном режиме для надежного электроснабжения потребителей.

4. Предлагаемая новая автоматика АУНАП в перспективе позволит облегчить ЭСК решение ряда технических вопросов, связанных с режимами работы сетей в аварийных ситуациях.

Заключение

Целью диссертационной работы являлась разработка принципов и метода автоматического управления нагрузкой активных потребителей для обеспечения надежности электроснабжения. В результате исследований решены следующие задачи:

1. Установлено, что при переходе существующих ЭЭС к ИЭС остается актуальным вопрос обеспечения надежности электроснабжения потребителей при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу. На основании проведенного анализа выявлено, что существующие устройства ПА в комплексе ПАУ имеют ряд несовершенств в части неселективности отключения нагрузки потребителей. Для сохранения быстродействия их УВ направлены на отключение нагрузки высшего класса напряжения (6/10/35/110 кВ) и при этом не учитывают сохранение электроснабжения ответственных потребителей от самого низкого класса напряжения (0,4 кВ), что приводит к обесточению ответственных потребителей. В условиях низких зимних температур нашей страны это создает риск выхода из строя важных объектов жизне-, тепло-, водообеспечения населения. Обоснована необходимость в разработке новых методов обеспечения надежной работы ЭР с РЭР в аварийных ситуациях и гарантированного электроснабжения ответственной нагрузки.

2. В качестве нового метода обеспечения надежности электроснабжения потребителей при аварийном выделении на изолированную работу ЭР с РЭР предложены новая автоматика АУНАП и комплексный методический подход повышения энергетической гибкости ЭР с РЭР, позволяющий оптимизировать работу имеющихся в ЭР интеллектуальных энергетических технологий.

3. На основании анализа мирового опыта использования технологии управления спросом разработаны принципы, математическая модель и алгоритмы работы новой автоматики АУНАП, реализующие более интеллектуальные сценарии отключения нагрузки потребителей. АУНАП реализована на принципе предоставления активными потребителями на договорных условиях дополни-

тельной мощности за счет снижения собственного потребления либо ввода в работу из резерва собственных источников генерации. Разработанная математическая модель решает задачу поиска и перебора вариантов дополнительной мощности для ее перераспределения между потребителями путем минимизации целевой функции с учетом приоритетности подключения ответственной нагрузки.

4. Предложены методические положения согласования действий существующих устройств ПА в комплексе ПАУ и предлагаемой новой автоматики АУНАП при аварийном выделении ЭР с РЭР на изолированную работу, которые на восстановительном этапе ликвидации аварийной ситуации исключают риск повторного нарушения устойчивости по напряжению и частоте при оперировании дополнительной мощностью и обеспечивают селективность работы АУНАП.

5. В качестве основы разработанного методического подхода к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежности работы ЭР с РЭР использован анализ последствий для потребителя в результате аварийного выделения ЭР с РЭР на изолированную работу, который выполняется с учетом факторов, определяющих особенности переходных процессов. Предложенный подход был применен в экспериментальной части диссертации при моделировании аварий, происшедших в действующих ЭЭС Амурской области и Приморского края при аварийном выделении на изолированную работу некоторых ЭР в данных регионах. Анализ результатов показал, что предложенный в подходе алгоритм позволил сформировать оптимальный набор источников гибкости и восстановить 66 % нагрузки в тестовой схеме Амурской области и 100 % нагрузки в тестовой схеме Приморского края ответственных потребителей и сократить время восстановления их электроснабжения с нескольких часов до нескольких секунд.

6. Эффективность разработанной новой автоматики АУНАП подтверждена расчетами различных сценариев аварийного выделения на изолированную работу ЭР с РЭР на тестовых схемах различного назначения, модифицированных на основе реальных ЭР ЭЭС Дальнего Востока, с использованием разработанного оригинального инструмента в среде Python, реализовывающий алгоритмы работы АУНАП.

7. Выполнен комплексный анализ результатов, полученных в экспериментальной части диссертации, на основе которого доказано, что АУНАП обеспечивает надежное электроснабжение потребителей в условиях аварийного дефицита мощности. Помимо оперативного автоматического восстановления ответственных потребителей, УВ действиями АУНАП посредством автоматизированного перераспределения нагрузки сокращает время выхода на устойчивый режим, которое при ручном управлении длится дольше, что повышает риски повреждения оборудования.

Список сокращений

АД	– асинхронный двигатель
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
АО	– акционерное общество
АОСН	– автоматика ограничения снижения напряжения
АОПО	– автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСД	– автоматика опережающего сбалансированного деления
АПВ	– автоматика повторного включения
АПВН	– автоматика повторного включения по напряжению
АПНУ	– автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АУНАП	– автоматика управления нагрузкой активных потребителей
АРВ	– автоматика регулирования возбуждения
АЧР	– автоматика частотной разгрузки
АЭК	– активный энергетический комплекс
БВ	– большое возмущение
ВИЭ	- возобновляемые источники энергии
ВЭУ	– ветряные электроустановки
ГАО	– графика аварийного ограничения
ГУ	– генерирующая установка
ГТУ	– газотурбинная установка
ДА	– делительная автоматика
ДАН	– делительная автоматика по напряжению
ДФО	– Дальневосточный федеральный округ
ЕЭС	– Единая электроэнергетическая система
ИЭС	– интеллектуальная электроэнергетическая система
КА	– коммутационный аппарат
КЗ	– короткое замыкание
ЛИЭС	– локальные интеллектуальные энергетические системы
ЛЭП	– линия электропередачи

МВ	– малое возмущение
МЭС	– магистральные электрические сети
НТИ	– национальная техническая инициатива
ОДУ	– объединенное диспетчерское управление
ОН	– отключение нагрузки
ОЭС	– объединенная энергетическая система
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАО	– публичное акционерное общество
ПАУ	– противоаварийное управление
ПК	– программный комплекс
ПС	– подстанция
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
РГ	– распределенная генерация
РДУ	– региональное диспетчерское управление
РИСЭЭ	– резервный источник снабжения электрической энергии
РЗ	– релейная защита
РСВ	– рынок на сутки вперед
РЭР	– распределенные энергетические ресурсы
САОН	– специальная автоматика отключения нагрузки
СД	– синхронный двигатель
СЗО	– социально-значимые объекты
СНЭЭ	– системы накопления электрической энергии
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой электроэнергетической системы
СТСО	– системообразующая территориальная сетевая компания
СФО	– Сибирский федеральный округ
СХН	– статические характеристики нагрузки
ТИТЭС	– технологически изолированные территориальные энергосистемы
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– тепловая электроцентраль
УВ	– управляющие воздействия

УН	– управляемая нагрузка
УР	– установившийся режим
ЦРЭС	– цифровые районы электрических сетей
ЧАПВ	– частотная автоматика повторного включения
ФСК	– федеральная сетевая компания
ФЭМ	– фотоэлектрический модуль
ЭР	– энергорайон
ЭЭС	– электроэнергетическая система
ЭСК	– электросетевая компания

Список литературы

1. Современные тенденции развития мировой энергетики с применением «гибридных» технологий в системах энергообеспечения / В. В. Бессель, В. Г. Кучеров, А. С. Лопатин [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 3. — С. 31-35.
2. Афанасьев, А. А., Баранов, Н. Н. Мировая энергетика: глобальные проблемы и перспективы развития / А. А. Афанасьев, Н. Н. Баранов // Энергия: экономика, техника, экология. — 2021. — № 2. — С. 34-48.
3. Морева, Ю. А., Суровцев, М. М., Панова, Е. А. Развитие распределённой генерации в мире и в России / Ю. А. Морева, М. М. Суровцев, Е. А. Панова // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. — 2020. — № 5. — С. 42-53.
4. Воропай, Н. И. SMART GRID: Мифы, реальность, перспективы / Н. И. Воропай // Энергетическая политика. — 2010. — № 2. — С. 9-15.
5. Кобец, Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID: монография / Б. Б. Кобец, И. А. Волкова — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
6. Княгинин В. Н., Холкин Д. В. Цифровой переход в электроэнергетике России [Электронный ресурс]. — Москва: Центр стратегических разработок, 2017. — URL: https://www.csr.ru/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf (дата обращения: 19.11.2024).
7. Electricity Sector Framework for the Future [Электронный ресурс]. — Washington: Electric Power Research Institute, 2003. — URL: http://www.greencrossitalia.it/ita/news/istituzionale/pdf/wade_malcolm2.pdf (дата обращения: 19.11.2024).
8. Linking Heat and Electricity Systems. Co-generation and District Heating and Cooling Solutions for a Clean Energy Future [Электронный ресурс]. — Paris: International Energy Agency, 2014. — URL: <https://www.ctc-n.org/sites/default/files/resources/linkingheatandelectricitysystems.pdf> (дата обращения: 19.11.2024).

9. Roijen, E. The Minewaterproject Heerlen – Low Exergy Heating and Cooling in Practice [Электронный ресурс]. — URL:<https://cauberghuygen.nl/wp-content/uploads/2008/09/art.-minewaterproject.pdf> (дата обращения: 19.11.2024).
10. Powering our net zero future [Электронный ресурс]. — London: Energy white paper, 2020. — URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5fdc61e2d3bf7f3a3bdc8cbf/201216_BEI_S_EWP_Command_Paper_Accessible.pdf (дата обращения 19.11.2024).
11. Verhoeven, R. Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands: Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full-Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling / E. Willems, V. Harcouët-Menou, E. De Boever, Hiddes L., Op't Veld P., Demollin E. // Energy Procedia. – 2014. – Vol. 46. – P.58-67. — URL:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.158>.
12. Ran, X. The Multi-Objective Optimization Dispatch of Combined Cold Heat and Power Based on the Principle of Equal Emission / R. Zhou, Y. Yang, L. Lin // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2012. – P. 1–5. — URL:<https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345053>.
13. Распоряжение Правительства РФ от 11 августа 2011 г. № 1393-р «Об учреждении автономной некоммерческой организации «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов» [Электронный ресурс] // <http://government.ru/> Официальный интернет-портал Правительства РФ — 2011. — URL:<http://archive.government.ru/gov/results/16183/print/> (Дата обращения: 15 ноября 2024).
14. Повираев, Е. «Концепция проекта цифровой РЭС. Опыт реализации: "Янтарьэнерго"» [Электронный ресурс]. — Москва, 2017. — URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2017/11/Tavrida-Elektrik-EnergyNet-TSPS-Kontsepsiya-TSRES.pdf> (Дата обращения 24.11.2024).
15. «Россети» открыли Интеллектуальную лабораторию цифровых сетей в Санкт-Петербурге [Электронный ресурс] // <https://www.rosseti.ru/> Официальный сайт ПАО «Россети» — 2024. — URL: <https://www.rosseti.ru/press->

<center/news/rosseti-otkryli-intellektualnuyu-laboratoriyu-tsifrovyykh-setey-v-sankt-peterburge/> (Дата обращения: 19.11.2024).

16. Бушуев, В. В., Кучеров, Ю. Н. Инновационное развитие электроэнергетики России / В. В. Бушуев, Ю. Н. Кучеров // Энергетическая политика. — 2014. — № 6. — С. 66-71.

17. Кучеров, Ю.Н., Иванов, А.В., Корев, Д.А., Уткин, Н.А., Жук, А.З. Развитие технологий активного потребителя и их интеграция в электрическую сеть общего пользования // Энергетическая политика. — 2018. — Вып. 5. — С. 73–86.

18. Воропай, Н.И., Стенников, В.А., Барахтенко Е.А. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденция, идеология // Проблемы прогнозирования. — 2017. — № 5. — С. 39–49.

19. Бык, Ф. Л., Мышкина, Л. С., Кожевников, М. В. Повышение устойчивости энергоснабжения регионов на основе локальных интеллектуальных энергосистем // Экономика региона. — 2023. — №19(1). — С. 163-177.

20. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р [Электронный ресурс] // <http://government.ru/> Официальный интернет-портал Правительства РФ — 2020. — URL: http://static.government.ru/media/files/w4sig_FOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf (Дата обращения: 11.10.2024).

21. Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 01.12.2016 № 642 [Электронный ресурс] // <http://www.kremlin.ru/> Официальный интернет-портал Администрации Президента РФ — 2016. — URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/41449> (Дата обращения: 11.10.2024).

22. Бык, Ф. Л. Прогноз и концепция перехода к распределенной энергетике в России / Ф. Л. Бык, П. В. Илюшин, Л. С. Мышкина // Проблемы прогнозирования. — 2022. — № 4(193). — С. 124-135.

23. Бык, Ф. Л. Эффективность интеграции локальных энергосистем / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина, И. А. Сабадаш // Материалы. Электроэнергетика глазами

молодежи. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2019. – С. 80–83.

24. Фишов, А. Г. Технические и экономические аспекты создания минигридов и их интеграции с централизованным энергоснабжением / А. Г. Фишов // Энергетик. – 2022. – № 4. – С. 27-34.

25. Илюшин, П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети / П. В. Илюшин // Библиотечка электротехника. – 2020. – № 8(260). – С. 1-116.

26. Папков, Б. В. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, А. Л. Куликов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 4(82). – С. 119-131.

27. Илюшин, П. В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем / П. В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 4(67). – С. 70-80.

28. Марченко А. И., Фишов, А. Г., Мурашкина И. С. Противоаварийная автоматика для создания и управления режимами локальных интеллектуальных энергосистем на базе малой генерации // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2024. – № 1(418). – С. 225-234.

29. Концепция проекта «Цифровой РЭС» НТИ «EnergyNet» [Электронный ресурс]. — Москва, 2019. — URL: <https://energiavita.ru/wp-content/uploads/2019/10/Meshik.pdf> (Дата обращения: 6.11.2024)

30. Новый электросетевой комплекс России – цифровая электроэнергетическая экосистема [Электронный ресурс]. — Москва, 2021. — URL: <https://www.elec.ru/publications/tsifrovye-tekhnologii-svjaz-izmerenija/6584/> (Дата обращения: 6.11.2024).

31. Сеть как на ладони [Электронный ресурс]. — <https://rosseti-yantar.ru/> Официальный интернет-портал АО Янтарьэнерго ПАО Россети — 2019. — URL: <https://rosseti-yantar.ru/press/22889/> (Дата обращения: 6.11.2024).

32. Построение цифровых электрических сетей в Группе компаний "Рос-сети" / Д. Гвоздев, В. Уколов, Д. Хижкин [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № S1(8). – С. 2-9.
33. Кузьмин, И. Цифровой РЭС на базе Северного РЭС ПАО "Ленэнерго" / И. Кузьмин, Н. Магдеев, Ю. Гулим // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № S4(11). – С. 2-6.
34. Пашичева, М. Игорь Маковский: «Мы должны сделать первый цифровой РЭС качественным и современным» / М. Пашичева // Вести в электроэнергетике. – 2019. – № 1(99). – С. 56-58.
35. Вяткин, В. От автоматизации распределительной сети к полноценному цифровому РЭС / В. Вяткин, А. Антипченко // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № S1(8). – С. 10-13.
36. Распределяем с интеллектом [Электронный ресурс] — Москва: Вестник ПАО «Русгидро», 2023. — URL:<https://www.vestnik-rushydro.ru/articles/10-oktyabr-2023/nauka-i-tekhnologii/raspredelyaem-s-intellektom/> (Дата обращения: 6.11.2024).
37. Гурина, Л. А. Разработка комплексного подхода к обеспечению кибербезопасности взаимосвязанных информационных систем при интеллектуальном управлении сообществом микросетей / Л. А. Гурина, Н. В. Томин // Вопросы кибербезопасности. – 2023. – № 4(56). – С. 94-104.
38. Осак, А.Б. Кибербезопасность объектов электроэнергетики, как фактор надежности ЭЭС / А.Б. Осак, А.Б. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Сборник: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики. — 2015. — № 66. — С. 258–264.
39. Папков, Б.В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, В.Л. Осокин. // Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. — 51 с.

40. Пищур, А. Современные подходы к модернизации электрических сетей / А. Пищур // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012. – № 3(12). – С. 66-70.

41. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 №108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 гг.» [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/> Официальный интернет-портал Минэнерго РФ — 2023. — URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2023/sipr-ehehs-2023-2028/> (Дата обращения: 6.11.2024 г.)

42. Стенников, В. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики в восточных регионах России / В. Стенников, В. Головщиков, А. Осак // Энергетическая политика. – 2023. – № 6(184). – С. 20-37.

43. Операционная зона [Электронный ресурс] // <https://www.so-ups.ru/> Официальный интернет-портал СО ЕЭС РФ — 2024. — URL: <https://www.so-ups.ru/odu-east/odu-east-zone/> (обращение: 6.11.2024 г.).

44. Федеральный закон от 13.07.2024 № 185-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» о системообразующих территориальных сетевых организациях».

45. Постановление Правительства РФ № 1229 от 10.09.2024 об утверждении «Правил заключения договоров о порядке ликвидации, на основании решений штаба по обеспечению безопасности электроснабжения последствий аварийных ситуаций на объектах электросетевого хозяйства, а также об использовании объектов электросетевого хозяйства в случае несоответствия владельца объектов электросетевого хозяйства критериям отнесения к ТСО (далее ДОПИ)» и «Правил передачи в безвозмездное владение и пользование системообразующей территориальной сетевой организации или территориальной сетевой организации объектов электросетевого хозяйства, находящихся в собственности субъектов РФ или муниципальных образований».

46. Опадчий, Ф. Отчет АО «СО ЕЭС» о подготовке энергосистем ДФО к прохождению отопительного сезона 2023/2024 [Электронный ресурс] //

<https://minenergo.gov.ru/> Официальный интернет-портал Минэнерго РФ — 2023. — URL: <https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/299/SO-EES.pdf> (Дата обращения: 6.11.2024 г.).

47. Протокол заседания от 19.09.23 №НШ-336пр о прохождении ОЗП 2023-2024 в ДФО [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/> Официальный интернет-портал Минэнерго РФ — 2023. — URL: Электронный ресурс: <https://minenergo.gov.ru/industries/power-industry/operativnoe-upravlenie-i-kontrol-v-elektroenergetike/podgotovka-i-prokhozhdenie-otopitelnogo-sezona/podgotovka-i-prokhozhdenie-otopitelnogo-sezona-2023-2024-godov> (Дата обращения: 6.11.2024).

48. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. - Москва: Кнорус, 2009.

49. Техническая политика ПАО «Русгидро». [Электронный ресурс] // <https://rushydro.ru/> Официальный интернет-портал ПАО Русгидро — 2024. — URL: https://rushydro.ru/activity/safety/tech_policy/?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru (Дата обращения: 6.11.2024).

50. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью // Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 51 с.

51. Мировая практика управления спросом на электроэнергию / И. Н. Нехороших, Т. В. Добринова, А. Ю. Анисимов, А. В. Жагловская // Экономика промышленности. – 2019. – Т. 12, № 3. – С. 280-287.

52. Ханаев, В.В. Управление спросом на электроэнергию как дополнение к распределенной генерации // Энергетическая политика. – 2020. – № 4(146). – С. 38-51.

53. Xiaodong Y. Real-Time Demand Side Management for a Microgrid Considering Uncertainties / Y. Xiaodong, Z. Youbing, H. He, R. Shuaijie, W. Guoqing. // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2019. – Vol. 10. Issue 3. – P. 3401–3414. – URL: <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2825388>.

54. Xu Y. T. Analysis of Demand Response Development Situation in China / Y. T. Xu, K. Shi, K. Liu et al. // IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). – 2021. – P. 768-771.
55. Current Outlook of Demand in Europa [Электронный ресурс]. — URL: <https://whatnextglobal.com/current-outlook-of-demand-response-in-europe/> (Дата обращения: 7.11.2024)
56. Опадчий, Ф., Холкин, Д. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности [Электронный ресурс]. — Москва, 2019. — URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/publication/EnergyNet_2019.pdf (Дата обращения: 19.11.2024).
57. Государственная Дума приняла законопроект, создающий правовые основы управления спросом на электроэнергию на ОРЭМ [Электронный ресурс] // <http://komitet-energo.duma.gov.ru/> Официальный интернет-портал Комитета Государственной Думы по энергетике — 2023. — URL: <http://komitet-energo.duma.gov.ru/novosti/d437be70-21aa-4da0-801f-8aa2bae08b8e> (Дата обращения: 6.11.2024).
58. Федеральный закон № 516-ФЗ от 02.11.2023 «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».
59. Отчет PJM 2018 [Электронный ресурс] // <http://www.pjm.com/> Официальный интернет-портал PJM— 2018. — URL: <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/dsr/2018-demand-response-activity-report.ashx> (Дата обращения: 6.11.2024).
60. Chen Ch. Demand response: An enabling technology to achieve energy efficiency in a smart grid / Application of Smart Grid Technologies. — 2018. — P. 143–171. — URL: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803128-5.00004-0>.
61. Экономическое и противоаварийное управление спросом [Электронный ресурс] // <https://www.so-ups.ru/> Официальный интернет-портал СО ЕЭС РФ –

URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/dr/about/ehkonomicheskoe-i-protivoavariinoe-upravlenie-sprosom/> . (Дата обращения: 17.10.24).

62. Chulyukova, M. V. Transient Stability Problems of Electric Power Systems with Distributed Generation / N. I. Voropai, M. V. Chulyukova // Сборник докладов 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon) – 2018. – С. 1–6. URL: <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602504>.

63. Efimov, D. N., Voropai, N. I., Osak A.B., Chulyukova, M. V. Some Generalizations of an Analysis of 2016-2017 Blackouts in the Unified Power System of Russia // Energy Systems Research. – 2020. – Vol.3. No.2. – P. 5–12. – URL: DOI: 10.38028/esr.2020.02.0001.

64. Воропай, Н. И., Чулюкова, М. В. Анализ развития системной аварии в ОЭС Востока 1 августа 2017 года // Электричество. – 2018. – №5. – С. 28–32.

65. Чулюкова, М. В. Системная авария в ОЭС Востока 1 августа 2017 года: хронология и анализ событий // Вестник Амурского государственного университета. – 2018. – №81. – С. 98–101.

66. Гуревич, Ю. Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.

67. Собственная генерация [Электронный ресурс] – URL: <https://energy-polis.ru/news/2676-sobstvennaya-generaciya-na-predpriyatii.html> (Дата обращения: 24.10.2024).

68. Воропай Н. И. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология / Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко // Проблемы прогнозирования. – 2017. – № 5 (164). – С. 39–49.

69. Воропай, Н. И. Будущие электроэнергетические системы тенденции и проблемы / Н. И. Воропай, А. Б. Осак // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 4. – С. 2–4.

70. Илюшин, П.В. Возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории надежности (включая особую группу) в изолированном режиме от объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2015. – № 66. – С. 147–153.
71. Bucher, M.A., Delikaraoglou, S., Heussen, K., Pinson, P., Andersson, G., On quantification of flexibility in power systems // IEEE Power Tech, Eindhoven, Netherlands. – 2015. – 6 p.
72. Wang Y., Chen C., Wang J., Baldick R. Research on resilience of power systems under natural disasters // IEEE Trans. Power Systems. – 2016. – Vol. 31, No. 2. – P. 1604 – 1612.
73. Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo, F. Distributed generation and intentional islanding: Effects on reliability in active networks // 2005 CIRED. – 2005. – Vol. 4, – P. 357–361.
74. Enacheanu, B., Fontela, M., Andrieu, C., Pham, H., Martin, A., Gie-Idea, Y.B. New control strategies to prevent blackouts: intentional islanding operation in distribution networks // 2005 CIRED. – 2005. – Vol. 4. – P. 56–60.
75. Araneda, J.C. Integrating Renewables / J.C. Araneda, R. Valpuesta // Transmission&Distribution. World. – 2014. – – P. 25–29.
76. The Impact of Renewables Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation // CIGRE Working Group B5.34 Report. – 2010. – 233 p.
77. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования // Стандарт АО «СО ЕЭС». – М.: АО «СО ЕЭС», 2011. – 30 с.
78. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем: Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 // Собрание законодательства РФ. — 2018. — № 33. — С. 5427.

79. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики: Приказ Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 // Гарант: справочно-правовая система. URL: <https://base.garant.ru/72024756/> (Дата обращения 24.10.2024).

80. GO15 Reliable and Sustainable Power Grids / Ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем. [Электронный ресурс] // URL: <https://www.go15.org/> (Дата обращения 6.11.2024).

81. Воропай, Н. И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество. – 2020. – №7. – С. 12–21.

82. Воропай, Н. И. Разработка инновационных технологий и средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем / Н. И. Воропай, К. Ретанц, У. Хэгер [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 1(64). – С. 52–63.

83. Косьмина, Е. В., Воропай, Н. И. Анализ причин снижения гибкости электроэнергетических систем и мероприятий по ее повышению / Е.В. Косьмина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2020. – № 92. – С. 407–416.

84. Холкин, Д. В. Управление энергетической гибкостью: новые технологии и бизнес-практики / Д. В. Холкин // Энергетическая политика. — 2023. — № 4. — С. 35–45.

85. Demand response в России: открывающиеся перспективы: экспертно-аналитический отчет. – М.: Инфраструктурный центр Energy Net, 2018. – 19 с.

86. Quint, R, Dangelmaier L, Green, I, Edelson, D, et al, Transformation of the grid: The impact of distributed energy resources on bulk power systems // IEEE Power and Energy Magazine. – 2019. – Vol. 17, No. 6. – P. 35–45.

87. Demand Response Programs [Электронный ресурс] // <http://www.nyiso.com> Официальный интернет-портал New York ISO – 2017. – URL: http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/demand_response/index.jsp (Дата обращения 24.10.2024).

88. Emergency Response Service [Электронный ресурс] // <http://www.ercot.com> Официальный интернет-портал ERCOT – 2017. – URL: <http://www.ercot.com/services/programs/load/eils> (Дата обращения 24.10.2024).
89. Load Resource Participation in the ERCOT Markets [Электронный ресурс] // <http://www.ercot.com> Официальный интернет-портал ERCOT – 2017. – URL: <http://www.ercot.com/services/programs/load/laar> (Дата обращения 24.10.2024).
90. Reliability Demand Response Product [Электронный ресурс] // <http://www.caiso.com> Официальный интернет-портал California ISO – 2017. – URL: <http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/CompletedStakeholderProcesses/ReliabilityDemandResponseProduct.aspx> (Дата обращения 24.10.2024).
91. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями).
92. Илюшин, П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией // Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.
93. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов // 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.
94. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев // С-Пб.: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001. – 271 с.
95. Воропай, Н. И. О некоторых подходах к построению систем противоаварийной автоматики нового поколения / Н. И. Воропай, И. Б. Ядыгин // Сборник докладов: Релейная защита и автоматика энергосистем XXII конференции. 2014. – С. 223–227.
96. Логинов, Е. Л. Интеллектуальная электроэнергетика: новый формат интегрированного управления в единой энергетической системе России / Е. Л. Логинов, А. Е. Логинов // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2012. – Т. 8. № 29 (170). – С. 28–32.
97. Данилов, М. В. Структура адаптивной системы САОН. Назначение, варианты, организации / М. В. Данилов, А. В. Петров, В. А. Чумаков // Сборник:

Энергосистема: исследование свойств, управление, автоматизация. – Новосибирск, 2014. – С. 147 – 151.

98. Панасецкий, Д. А. Алгоритм автоматического распределённого отключения нагрузки для контроля перетоков активной мощности / Д. А. Панасецкий, А. Б. Осак, Н. И. Воропай // Сборник: Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. – Санкт-Петербург, 2011. – С. 1–8.

99. Адаптивные алгоритмы автоматики распределённого отключения нагрузки / Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов, Б. Н. Каратаев [и др.] // Электрические станции. – 2016. – № 11(1024). – С. 27-35.

100. Арцишевский Я. Л., Гиёев Б. М. Адаптация АЧР к переменному уровню ответственности электроприемников 0,4 кВ // Энергетик. – 2017. – №8. – С. 18 – 21.

101. Куликов А. Л., Илюшин П. В. Применение последовательной процедуры Вальда в автоматике управления режимами энергорайонов с объектами распределённой генерации // Энергетик. – 2019. – № 6. – С. 23-29.

102. Fazaeli, M. H. Adaptive Under Frequency Load Shedding By Considering Voltage Deviation and STATCOM / M. H. Fazaeli, M. M. Keramat, H. Alipour and N. K. javinani // IPAPS. – 2020. – P. 99-103. – URL: doi: 10.1109/IPAPS52181.2020.9375603.

103. Ben Kilani K. Dynamic under frequency load shedding in power systems / K. Ben Kilani, M. Elleuch and A. H. Hamida // 14th International Multi-Conference on Systems, Signals&Devices (SSD). – 2017. – P. 377-382. – URL:doi: 10.1109/SSD.2017.8166970.

104. Kanjelesa F. Improving Stability Through Adaptive Under-Frequency Load Shedding: the Zambian Scenario / F. Kanjelesa, A. C. Mumba, K. Mulenga, C. Siame and P. N. Bokoro // 31st Southern African Universities Power Engineering Conference (SAUPEC). – 2023. – P. 1–6. – URL:doi: 10.1109/SAUPEC57889.2023.10057735.

105. Ying Yi, Ching-Yang Hsiao Event-based under-frequency load shedding scheme in a standalone power system // *Energies*. – 2021. – Vol. 14 (18), 5659 – P. 1–19. – URL: <https://doi.org/10.3390/en14185659>.

106. Илюшин, П. В. Адаптивный алгоритм автоматики ограничения снижения напряжения промышленных энергорайонов с объектами распределенной генерации / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов // *Релейная защита и автоматизация*. – 2019. – № 1(34). – С. 55–65.

107. Илюшин, П.В. Совершенствование алгоритма работы автоматики ограничения перегрузки оборудования при интеграции с системами мониторинга и диагностики силовых трансформаторов / П.В. Илюшин // *Релейная защита и автоматизация*. – 2014. – № 3(16). – С. 44–49.

108. Константинов, А. М. Алгоритм автоматического ограничения перегрузки оборудования с адаптивной уставкой срабатывания / А. М. Константинов, М. О. Госьков // *Материалы: Производственные технологии будущего: от создания к внедрению*. – Комсомольск-на-Амуре: Комсомольский-на-Амуре государственный университет, 2022. – С. 50–54.

109. Марченко А. И., Мукатов Б. Б., Фишов А. Г. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях, Патент РФ №2662728, Оpubл. БИ №22 от 30.07.18.

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

111. Режимы и автоматика минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС / Фишов А.Г. Ивкин Е.С. Гилев О.В. Кокоша Ю.В // *Релейная защита и автоматизация*. – 2021. – №3. – С. 22-37.

112. . Селезнева, Н.А. Делительная автоматика для ТЭС «Международная» / Н.А. Селезнева // *Обмен опытом проектирования, наладки и эксплуатации устройств РЗА и ПА в энергосистемах Урала: XVI научно-техническая конференция*. – Екатеринбург, 2010. – С. 68-69.

113. Онисова, О.А. Делительная защита в электроэнергетических системах, содержащих электростанции малой мощности // Электрические станции. – 2014. – № 6. – С. 33–41.
114. Папков Б.В., Куликов А.Л. Основы теории систем для электроэнергетиков / под ред. Н.И. Воропая. Н.Новгород: изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2011. – 456 с.
115. Эдельман В.И. Надежность технических систем: экономическая оценка / М.: Экономика, 1988. – 151 с.
116. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / М.: Изд. дом МЭИ, 2010. – 188 с.
117. Чулюкова, М. В. Актуальные подходы к обеспечению надежности электроснабжения потребителей / М. В. Чулюкова // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. – 2024. – № 105. – С. 120-125.
118. Чулюкова М. В. Управление нагрузкой потребителей для обеспечения надежности электроснабжения / В.Г. Курбацкий, М.В. Чулюкова // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2023. – №74. – С. 329-340.
119. Приказ Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 «Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», зарегистрирован в Минюсте России 9 августа 2013 г., №29348 – 52 с.
120. Строительные нормы и правила: СНиП II-35-76 «Котельные установки»: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и.], 2016. – 93 С.
121. Методическими рекомендациями по определению категорий электроприемников социально значимых объектов по надежности электроснабжения, обеспечению их резервными источниками снабжения электроэнергией, утвержденными протоколом Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 25 мая 2022 г. № 17.

122. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 86 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения».
123. Чулюкова М. В. Метод автоматического управления нагрузкой активных потребителей для послеаварийного восстановления электроснабжения / М.В. Чулюкова, Н.В. Томин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2025. – № 76. – С. 411–423.
124. Сайт ПК СК-11 URL: <https://monitel.ru/products/ck-11/> (Дата обращения: 6.11.24).
125. Домышев А. В. Стохастический метод для оптимального управления нормальными электрическими режимами энергосистем // Энергетик. – 2021. – №1. – С. 11-14.
126. Воропай, Н. И., Чулюкова, М. В. Противоаварийное управление нагрузкой для обеспечения гибкости электроэнергетических систем / Вестник ИрГТУ. – 2020. – Вып.4. – С.781-794.
127. Chulyukova M. Flexibility enhancement in an islanded distribution power system by online demand-side management / N. Voropai, M. Chulyukova // EPJ Web of Conferences – EDP Sciences. – 2019. – Vol. 217. – P. 1–4.
128. СТО 56947007- 33.040.20.123-2012. Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА) // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». – М.: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012.
129. Чулюкова, М. В. Особенности координации систем автоматики в процессе аварийного выделения на изолированную работу систем электроснабжения с распределенной генерацией / В. Г. Курбацкий, М. В. Чулюкова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 2(77). – С. 86–93.
130. Сендеров, С. М. Методический подход для исследования надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных возмущений в энергетике / С. М. Сендеров, В. И. Рабчук, Н. И. Пяткова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2022. – № 3. – С. 3-11.
131. Чулюкова, М.В. Особенности моделирования процессов выделения на изолированную работу систем электроснабжения с распределенной генерацией

в аварийных условиях / М. В. Чулюкова // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник трудов IX Международной научно-технической конференции – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – С. 212–216.

132. Илюшин, П. В. Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 2–7.

133. Руководство пользователя программного комплекса RusTub [Электронный ресурс]. — URL: www.rastrwin.ru (Дата обращения: 6.11.2024).

134. Thurner, L. Pandapower - an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems / L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, M. Braun, // IEEE Transactions on Power Systems. – 2018. – vol. 33. – №. 6. – pp. 6510–6521.

135. IEEE 1547.7 Standards Coordinating Committee 21 (SCC21): IEEE guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection.

136. Бык, Ф. Л. Цифровые технологии и эффективность локальных энергосистем / Ф. Л. Бык, Л. С. Мышкина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2021. – № 93 – С. 99–107.

137. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии, объектов по производству электроэнергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащим сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям. Утверждены Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 №861.

138. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

139. Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. Агрегаторы управления спросом на электроэнергию [Электронный ресурс] // <https://www.so->

[ups.ru](https://www.soups.ru) Официальный интернет-портал СО ЕЭС РФ – 2012. – URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/docs/dr_agregator_concept.pdf (Дата обращения 24.10.2024).

140. Чулюкова М. В. Современные аспекты противоаварийного управления нагрузкой в условиях трансформации электроэнергетических систем / А. А. Казакул, М. В. Чулюкова // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. – Благовещенск, 2022. – С. 191–194.

141. Chulyukova M.V. Automatic emergency load control of electric power systems: trends, new solutions, problems / N. I. Voropai, M. V. Chulyukova, A. A. Petrov // IFAC – PapersOnLine. – 2022. – Vol. 55, № 9. – P. 12–17.

142. Deboever, J., Zhang, X., Reno, M.J., Broderick, R.J., Grijalva, S., Therrien, F. Challenges in reducing the computational time of qsts simulations for distribution system analysis // SAND2017-5743. – 2017. – 36 p.

143. Puech, A., Mirallès, F., Weiss, J., Mai, V., Massé, A. B., Montigny, M. d., Brunschwiler, T., Hamann, H. F. Accelerating Quasi-Static Time Series Simulations with Foundation Models // Cornell University. – 2024. – URL: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2411.08652> .

Приложение А

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель Генерального директора – главный инженер
АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» -
Воробьев А. А.
10 2025 г.



АКТ
о внедрении в производственный процесс
результатов кандидатской диссертационной работы
Чулюковой Маргариты Валерьевны

Комиссия в составе:

Председатель:

Воробьев А. А. Первый заместитель Генерального директора – главный инженер

Члены комиссии:

Казакул А. А. Заместитель главного инженера по оперативно –
технологическому и ситуационному управлению (ОТ и СУ) –
начальник управления

Соловьев Е. В. Заместитель начальника управления ОТ и СУ – начальник
ситуационно – аналитического центра (САЦ)

Тагиров С.В. Начальник службы электрических режимов (СЭР)

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Чулюковой Маргариты Валерьевны **«Разработка принципов и метода автоматического управления нагрузкой активных потребителей для обеспечения надежности электроснабжения»**, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были внедрены в производственный процесс АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» для решения задач оперативно-технологического управления в части формирования действий персонала диспетчерских служб компании, направленных на восстановление электроснабжения потребителей в условиях аварийного дефицита мощностей.

Предлагаемый в диссертационной работе подход к определению потребителей с ответственной и второстепенной нагрузкой и приоритетности ротации получаемой дополнительной мощности в аварийных ситуациях был использован при разработке графиков временных отключений (ГВО) в Приморской энергосистеме в отопительные сезоны 2023 – 2024, 2024 – 2025 с целью исполнения решений протоколов заседаний штабов по обеспечению безопасности электроснабжения Приморского края от 08.12.2023 №161 и от 18.07.2024 №183, которые полностью коррелируют с поручением заместителя министра энергетики РФ, изложенного в протоколе 05.03.2024 № ГЕ-58пр. Разработанные графики ГВО были введены в действие соответствующими указаниями от 20.09.2023 №72, от 04.10.2024 №94 и от 15.01.2025 №2.

Заключение: настоящий акт составлен для подтверждения факта внедрения результатов диссертационной работы Чулюковой М. В. и их практической ценности.

Члены комиссии:

Заместитель главного инженера по
оперативно-технологическому и
ситуационного управления начальник управления



Казакул А. А.

Заместитель начальника управления
оперативно-технологического и
ситуационного управления
Начальник САЦ



Соловьев Е. В.

Начальник службы электрических режимов



Тагиров С. В.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

АО «Фонд Форсайт»

Колосок Е.В.



10 сентября 2025г

АКТ**о внедрении в производственный процесс**

результатов диссертационной работы Чулюковой Маргариты Валерьевны
 на соискание ученой степени кандидата технических наук

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Чулюковой Маргариты Валерьевны **«Разработка принципов и метода автоматического управления нагрузкой активных потребителей для повышение надежности электроснабжения»**, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были внедрены в производственный процесс научно-исследовательской и проектной деятельности АО «Фонд стратегического развития энергетики «Форсайт». Наша компания занимается реализацией проектов по внедрению интеллектуальных энергетических решений для потребителей энергии. На настоящий момент разработанная нами роботизированная интеллектуальная система «Энергодرويد» установлена более чем на 100 объектах и управляет нагрузками реальных потребителей, по сути создавая на стороне потребителя электроэнергии гибкую интеллектуальную микроэнергосистему.

Разработанный Чулюковой М.В. новый подход к гибкости систем электроснабжения за счет управления нагрузками, в том числе, на стороне потребителя, актуализирует важную проблему – взаимоотношения «большой сети» и распределенной генерации. В текущих реалиях все большее количество потребителей устанавливает собственную генерацию – газотурбинную,

газопоршневую, солнечную, ветряную, и заявляется на синхронизацию работы своей микросети с централизованной энергосистемой.

С учетом этой проблематики, эффективность автоматики противоаварийного управления для повышения надежности систем энергоснабжения с распределенной генерацией играет важную роль.

Предложенные Чулюковой М.В. методы и принципы автоматического управления нагрузкой активных потребителей, а также методология процесса восстановления систем энергоснабжения с распределённой генерацией при различных сценариях аварийного выхода на изолированную работу – были использованы нашей компанией при разработке технической концепции управления нагрузками Международного аэропорта Камчатки (г.Петропавловск-Камчатский), при разработке режимов работы в изоляции микросети типового южного аэропорта (расположенного в зоне слабой сети с регулярными отключениями). Также разработанные Чулюковой М.В. подходы синхронизации распределенной генерации с «большой сетью» были использованы нами в ряде проектов при формировании алгоритмов диспетчеризации распределенной генерации сельского хозяйства при помощи программного продукта «ЭнерджиДроид-оператор», в частности, для тепличных хозяйств с большой долей собственной генерации (более 40МВт на каждом тепличном комплексе – Поволжье, Ленинградская область).

Мы предполагаем дальнейшую совместную работу с Чулюковой М.В. как с научным консультантом при внедрении нашего программного продукта на реальных объектах.

Настоящий акт составлен для подтверждения факта внедрения результатов диссертационной работы Чулюковой М.В. и их практической ценности.

Управляющий партнер
АО «Фонд «Форсайт»



А.Ю.Абрамов

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора-
главный инженер
РУП «Белэнергосетьпроект»

А.М. Орлов

«02» декабря 2025 г.



АКТ

о внедрении в производственный процесс
результатов диссертационной работы
Чулюковой Маргариты Валерьевны

Комиссия в составе:

Председатель:

Драко М.А.

И.о. начальника отдела учета и качества электрической
энергии (ОУКЭ), заведующий электротехнической
лабораторий (ЭТЛ)

Члены комиссии

Шибeko Е.В.

Начальник отдела проектирования энергосистем (ОПЭС)

Кашин М.А.

Главный специалист ОПЭС

составили настоящий акт, что результаты диссертационной работы Чулюковой М.В. «Разработка принципов и метода автоматического управления нагрузкой активных потребителей для обеспечения надежности электроснабжения» представляют практический интерес и приняты к использованию в испытательной и проектной деятельности ЭТЛ ОУКЭ научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект» (г. Минск, Республика Беларусь). В частности, разработанный методический подход к повышению энергетической гибкости для обеспечения надежной работы энергорайонов с распределенными энергетическими ресурсами использовался при проектировании системы электроснабжения с распределенной генерацией и накопителями электроэнергии. Это способствовало оптимизации режимов и улучшению показателей качества электроэнергии.

Заключение: настоящий акт составлен для подтверждения факта внедрения результатов диссертационной работы Чулюковой М.В.

Члены комиссии:

И.о. начальника ОУКЭ, заведующий ЭТЛ

Начальник ОПЭС

Главный специалист ОПЭС

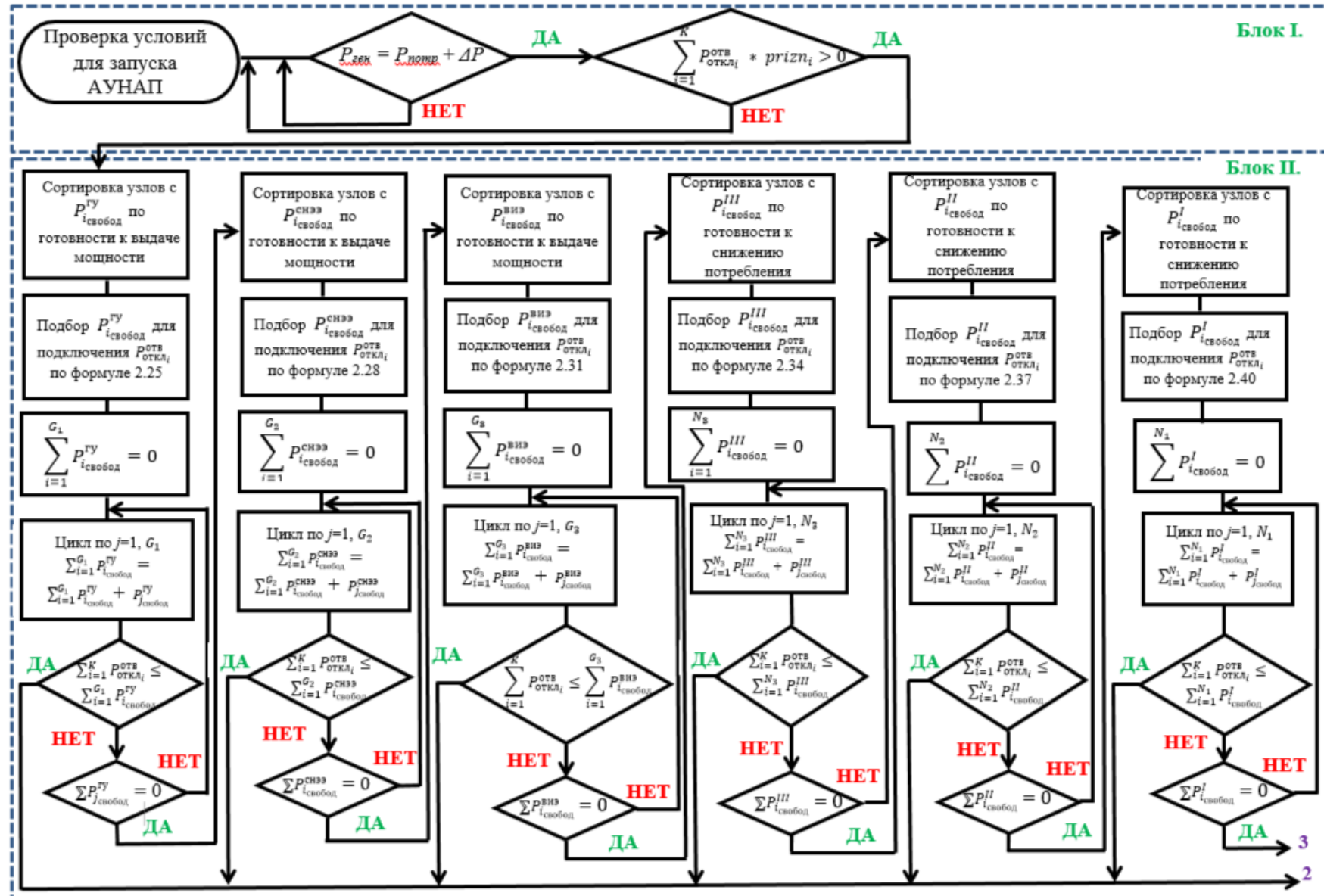
Драко М.А.

Шибeko Е.В.

Кашин М.А.

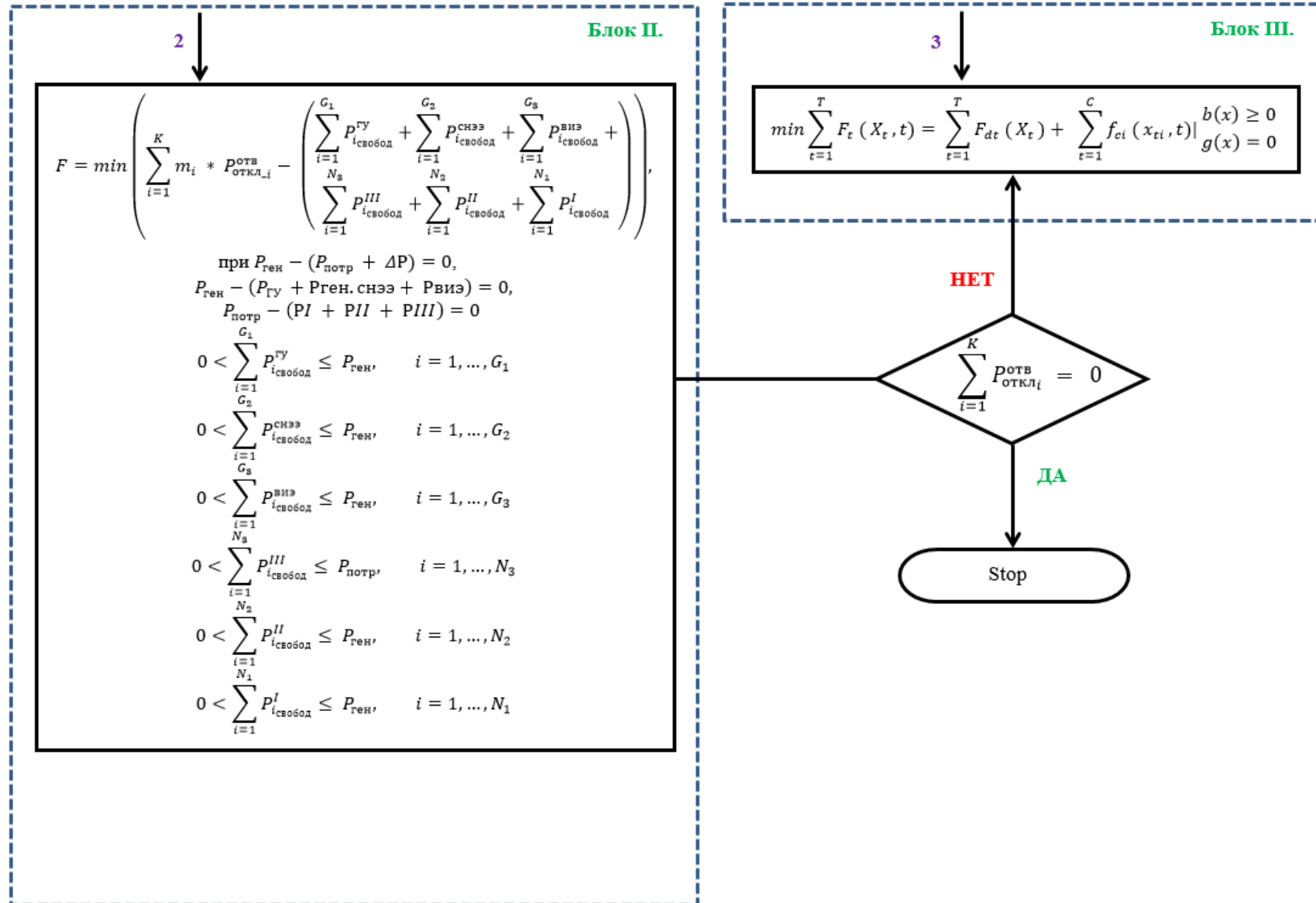
Приложение Б

Общая блок-схема алгоритма работы АУНАП (часть 1)



Приложение Б

Общая блок-схема алгоритма работы АУНАП (часть 2)



Приложение В

Пример расчета весового коэффициента

Таблица В.1 – Данные опроса экспертов.

Данные опроса экспертов							
	Ответственные объекты	Эл.адрес объекта	Нагрузка, МВт	Ранжирование показателей значимости			
				Соц.последствия	Эконом.последствия	Время восстановления	Влияние на устойчивость ЭР
				1	2	3	4
1	Котельная (10 домов)	КТП-1, ф.1 ПС Сетевая	0,1	4	4	2	4
2	Насосная (10 домов)	КТП-2, ф.2 ПС Узловая	0,05	3	5	7	7
3	Детсад (200 детей)	КТП-3, ф.3 ПС Амур	0,2	1	3	1	1
4	Школа (600 детей)	КТП-4, ф.4 ПС Дачная	0,2	2	1	5	2
5	Больница (100 человек)	КТП-5, ф.5 ПС Новая	0,1	6	2	4	3
6	Котельная (100 домов)	КТП-6, ф.6 ПС Западная	0,2	8	6	3	5
7	Жд станция (5 поездов)	КТП-7, ф.7 ПС Центральная	0,05	7	10	9	10
8	Бойлерная (5 домов)	КТП-8, ф.8 ПС Чигири	0,05	5	7	6	6
9	Подъемный гидроузел	КТП-9, ф.9 ПС Сетевая	0,2	10	9	10	9
10	Водозабор	КТП-10, ф.10 ПС Амур	0,2	9	8	8	8

Таблица В.2 – Преобразованные ранги.

	Преобразованные ранги				$\sum_{j=1}^N A_{ij}$	a_i
	1	2	3	4		
1	7	7	9	7	30	0,14
2	8	6	4	4	22	0,1
3	10	8	10	10	38	0,17
4	9	10	6	9	34	0,15
5	5	9	7	8	29	0,13
6	3	5	8	6	22	0,1
7	4	1	2	1	8	0,036
8	6	4	5	5	20	0,091
9	1	2	1	2	6	0,027
10	2	3	3	3	11	0,05
$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^N A_{ij}$	55	55	55	55	220	1

Таблица В.3 – Значение весового коэффициента и очередности подключения ответственных объектов

Очередность подключения ответственных объектов	Весовой коэффициент
3	0,17
4	0,15
1	0,14
5	0,13
2	0,1
6	0,1
8	0,091
10	0,05
7	0,036
9	0,027

Приложение Г

Сценарии формирования УВ АУНАП

Сценарий №1.

Включение ответственной нагрузки за счет сниженной нагрузки активных потребителей 3 категории

$G_1 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ.

$G_2 = 0$ – число узлов со включенными в работу СНЭ.

$G_3 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ на базе ВИЭ.

$N_3 = 4$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 3 категории.

$N_2 = 0$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 2 категории.

$N_1 = 0$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 1 категории.

Таблица Г.1 – Формирование УВ АУНАП для сценария №1.

Исходная информация (МВт)				Результаты расчетов		
№ узла	$P_{откл_i}^{отв}$	$P_{вкл}^{III}$		Высвобожденная мощность	Невосстановленная ответственная нагрузка	ЦФ по формуле (2.5)
		$P_{вкл_{max}}^{III}$	$P_{вкл_{min}}^{III}$			
1	0,4	8	5	3	-	-
2	3	6	3	3	-	-
3	2	4	2	2	-	-
4	1,6	3	1	2	-	-
5	3	-	-	-	-	-
Итог	10,0	21,0	11,0	10,0	0	0

$$\sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{свобод}}^{гу} = 0; \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{свобод}}^{снээ} = 0; \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{свобод}}^{виэ} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{N_3} P_{свобод_i}^{III} = P_{свобод_1}^{III} + P_{свобод_2}^{III} + P_{свобод_3}^{III} + P_{свобод_4}^{III} = 10 \text{ МВт};$$

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \leq \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{III}}$$

Условие (2.36) выполнено.

По формуле (2.5) $F_1 = \min(10 - (10 + 0)) + 0 = 0$

Сценарий №2.

Включение ответственной нагрузки за счет сниженной нагрузки активных потребителей 2-й и 3-й категории

$G_1 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ.

$G_2 = 0$ – число узлов со включенными в работу СНЭ.

$G_3 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ на базе ВИЭ.

$N_3 = 2$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 3 категории.

$N_2 = 2$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 2 категории.

$N_1 = 0$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 1 категории.

Таблица Г.2 – Формирование УВ АУНАП для сценария №2.

Исходная информация (МВт)						Результаты расчетов			
№ узла	$P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}}$	$P_{\text{вкл}}^{\text{III}}$		$P_{\text{вкл}}^{\text{II}}$		Высвобожденная мощность		Невосстановленная ответственная нагрузка	ЦФ по формуле (2.5)
		$P_{\text{вкл}_{\max}}^{\text{III}}$	$P_{\text{вкл}_{\min}}^{\text{III}}$	$P_{\text{вкл}_{\max}}^{\text{II}}$	$P_{\text{вкл}_{\min}}^{\text{II}}$	$P_{\text{свобод}}^{\text{III}}$	$P_{\text{свобод}}^{\text{II}}$	$P_{\text{невост}_i}^{\text{отв}}$	F_2
1	0,4	8	5	4	2	3	2	-	-
2	3	6	3	3	1	3	2	-	-
3	2	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-
5	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Итог	10,0	14	8	7	3	6	4	0	0

$$\sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{ГУ}} = 0; \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{СНЭЭ}} = 0; \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{ВИЭ}} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{N_3} P_{\text{свобод}_i}^{\text{III}} = P_{\text{свобод}_1}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_2}^{\text{III}} = 6 \text{ МВт};$$

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \neq \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{III}}$$

Условие (2.36) не выполнено. Величины сниженной мощности активных потребителей 3 категории недостаточно для подключения ответственной нагрузки, алгоритм переходит к перебору мощности активных потребителей 2 категории.

$$\sum_{i=1}^{N_2} P_{\text{свобод}_i}^{\text{II}} = P_{\text{свобод}_1}^{\text{II}} + P_{\text{свобод}_2}^{\text{II}} = 4 \text{ МВт};$$

$$\sum_{i=1}^{N_2} P_{\text{свобод}_i}^{\text{II}} + \sum_{i=1}^{N_3} P_{\text{свобод}_i}^{\text{III}} = 4 + 6 = 10 \text{ МВт};$$

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} = \sum_{i=1}^{N_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{II}}$$

Условие (2.39) выполнено

$$\text{По формуле (2.5)} F_2 = \min(10 - (6 + 4)) + 0 = 0$$

Сценарий №3.

Включение ответственной нагрузки за счет сниженной нагрузки активных потребителей 2-й и 3-й категории

$G_1 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ.

$G_2 = 0$ – число узлов со включенными в работу СНЭЭ.

$G_3 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ на базе ВИЭ.

$N_3 = 6$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 3 категории.

$N_2 = 4$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 2 категории.

$N_1 = 0$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 1 категории.

Таблица Г– 3. Формирование УВ АУНАП для сценария №3.

Исходная информация (МВт)						Результаты расчетов			
№ узла	$P_{откл_i}^{отв}$	$P_{вкл}^{III}$		$P_{вкл}^{II}$		Высвобожденная мощность		Невосстановленная нагрузка	ЦФ по формуле (2.5)
		$P_{вкл_{max}}^{III}$	$P_{вкл_{min}}^{III}$	$P_{вкл_{max}}^{II}$	$P_{вкл_{min}}^{II}$	$P_{свобод}^{III}$	$P_{свобод}^{II}$	$P_{невосст_i}^{отв}$	F_3
1	0,4	1	0,4	3,2	2,3	0,6	0,9	-	-
2	3	2	1	3,7	2,5	1	1,2	-	-
3	2	2,3	0,8	1,2	0,3	1,5	0,9	-	-
4	1,6	2	1	0,8	0,2	1	0,6	0,6	-
5	3	3,1	1,8	-	-	1,2	-	-	-
6	-	0,7	0,2	-	-	0,5	-	-	-
Итого	10,0	11,1	5,3	8,9	5,3	5,8	3,6	0,6	0,41

$$\sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{свобод}}^{гу} = 0; \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{свобод}}^{снээ} = 0; \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{свобод}}^{виэ} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{N_3} P_{свобод_i}^{III} = P_{свобод_1}^{III} + P_{свобод_2}^{III} + P_{свобод_3}^{III} + P_{свобод_4}^{III} + P_{свобод_5}^{III} + P_{свобод_6}^{III} = 5,8 \text{ МВт}$$

$$\sum_{i=1}^K m_i P_{откл_i}^{отв} \neq \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{свобод}}^{III}$$

Условие (2.36) не выполнено. Величины сниженной мощности активных потребителей 3 категории недостаточно для подключения ответственной нагрузки, алгоритм переходит к перебору мощности активных потребителей 2 категории.

$$\sum_{i=1}^{N_2} P_{свобод_i}^{II} = P_{свобод_1}^{II} + P_{свобод_2}^{II} + P_{свобод_3}^{II} + P_{свобод_4}^{II} = 3,6 \text{ МВт}$$

$$\sum_{i=1}^{N_2} P_{свобод_i}^{II} + \sum_{i=1}^{N_3} P_{свобод_i}^{III} = 3,6 + 5,8 = 9,4 \text{ МВт};$$

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \neq \sum_{i=1}^{N_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{II}}$$

Условия (2.39) не выполнено из-за отсутствия дополнительных узлов активных потребителей 2 и 3 категории, готовых снизить свою мощность. В узле 4 (k_4) осталась невосстановленная мощность ответственной нагрузки $P_{\text{невосст}_4}^{\text{отв}} = 0,6$ МВт.

По формуле (2.5) $F_3 = \min(10 - (5,8 + 3,6)) + 0,6 \cdot 0,0714 = 0,41$

Сценарий №4.

Включение ответственной нагрузки за счет сниженной нагрузки активных потребителей 3-й категории (*узлов с нагрузкой 2 категории в данном сценарии нет*)

$G_1 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ.

$G_2 = 0$ – число узлов со включенными в работу СНЭ.

$G_3 = 0$ – число узлов со включенными в работу резервными ГУ на базе ВИЭ.

$N_3 = 15$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 3 категории.

$N_2 = 0$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 2 категории.

$N_1 = 0$ – число узлов со сниженным потреблением мощности 1 категории.

Таблица Г.4 – Формирование УВ АУНАП для сценария №4.

Исходная информация (МВт)				Результаты расчетов		
№ узла	$P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}}$	$P_{\text{вкл}}^{\text{III}}$		Высвобожденная мощность	Невосстановленная ответственная нагрузка	ЦФ по формуле (2.5)
		$P_{\text{вкл}_{\max}}^{\text{III}}$	$P_{\text{вкл}_{\min}}^{\text{III}}$			
		$P_{\text{вкл}_{\max}}^{\text{III}}$	$P_{\text{вкл}_{\min}}^{\text{III}}$	$P_{\text{свобод}}^{\text{III}}$	$P_{\text{невосст}_i}^{\text{отв}}$	F_4
1	2	3	4	5	6	7
1	0,4	3,1	2,7	0,4	0,4	-
2	3	2,2	1,8	0,4	3	-
3	2	2,1	0,8	1,3	-	-

Продолжение Таблицы Г.4.

1	2	3	4	5	6	7
4	1,6	1,9	1,5	0,4	-	-
5	3	1,7	1,1	0,6	-	-
6	-	1,5	1,0	0,5	-	-
7	-	1,1	0,8	0,3	-	-
8	-	0,9	0,3	0,6	-	-
9	-	0,9	0,5	0,4	-	-
10	-	0,8	0,3	0,5	-	-
11	-	0,6	0,3	0,3	-	-
12	-	0,5	0,2	0,3	-	-
13	-	0,4	0,1	0,3	-	-
14	-	0,3	0,1	0,2	-	-
15	-	0,2	0,1	0,1	-	-
Итог	10,0	18,2	11,6	6,6	3,4	3,77

$$\sum_{i=1}^{G_1} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{гу}} = 0; \sum_{i=1}^{G_2} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{снээ}} = 0; \sum_{i=1}^{G_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{виэ}} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{N_3} P_{\text{свобод}_i}^{\text{III}} = P_{\text{свобод}_1}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_2}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_3}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_4}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_5}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_6}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_7}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_8}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_9}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_{10}}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_{11}}^{\text{III}} +$$

$$P_{\text{свобод}_{12}}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_{13}}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_{14}}^{\text{III}} + P_{\text{свобод}_{15}}^{\text{III}} = 6,6 \text{ МВт}$$

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^{\text{отв}} \neq \sum_{i=1}^{N_3} P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{III}}$$

Условия (2.36) не выполнено из-за отсутствия дополнительных узлов активных потребителей 3 категории, которые готовы снизить свою мощность. В узле 1 (k_1) имеется невосстановленная мощность нагрузки потребителя 1 категории $P_{\text{невосст}_1}^{\text{отв}} = 0,4 \text{ МВт}$, в узле 2 (k_2) еще осталась невосстановленная мощность нагрузки потребителя 1 категории $P_{\text{невосст}_2}^{\text{отв}} = 3 \text{ МВт}$.

По формуле (2.5) $F_4 = \min(10 - (6,6 + 0)) + 3,4 \cdot 0,111 = 3,77$

Приложение Д

Описание сценариев аварийного выделения на изолированную работу ЭР с РЭР
и результаты расчетов переходных процессов

Тестовая схема №1 ЭР с РЭР городского назначения

Таблица Д.1 – Результаты расчетов сценария №1.

<u>Доаварийный режим работы №1</u>	
В работе:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС, две ГТУ (2 x 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ
В ремонте:	две ГТУ (2 x 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	– 38 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 50 %, АД – 30%, СД – 20 %
Объем ответственной нагрузки:	30 %
Объем УН	мало, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №1</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №1</u>	

Таблица Д.2 – Результаты расчетов сценария №2.

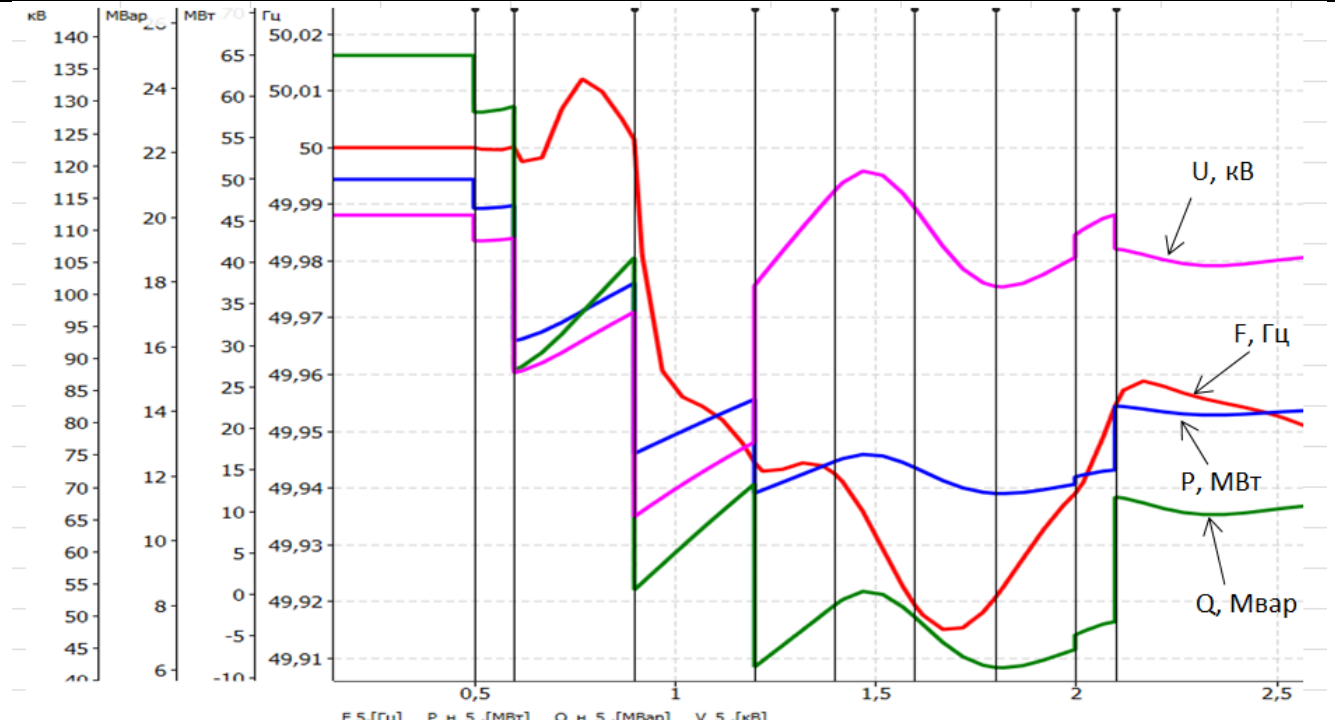
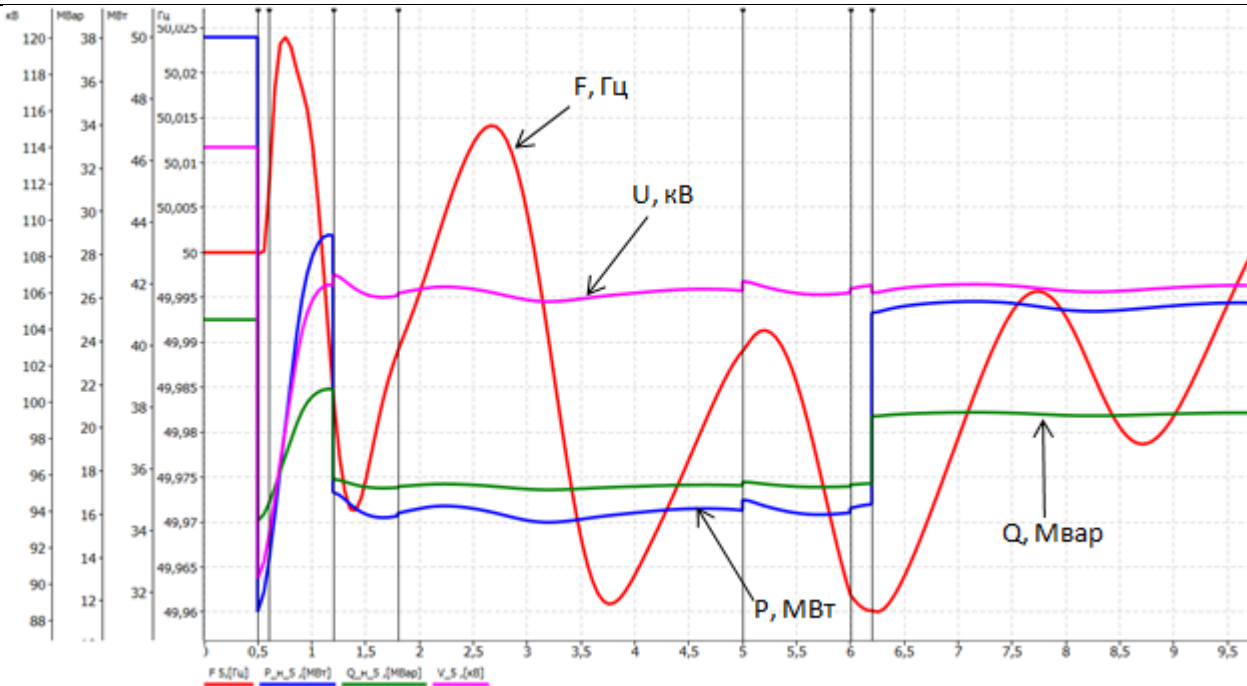
<u>Доаварийный режим работы №2</u>	
В работе:	одна линия связи 220 кВ с внешней ЭЭС, две ГТУ (2 х 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ
В ремонте:	две ГТУ (2 х 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ, одна линия связи 220 кВ с внешней ЭЭС
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	– 38 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 50 %, АД – 30%, СД – 20 %
Объем ответственной нагрузки:	30 %
Объем УН	мало, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №2</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	– 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №2</u>	
	

Таблица Д.3– Результаты расчетов сценария №3.

<u>Доаварийный режим работы №3</u>	
В работе:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС четыре ГТУ (4 x 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ
В ремонте:	оборудования нет
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	+ 13 % (избыток)
Состав нагрузки:	СХН – 50 %, АД – 30%, СД – 20 %
Объем ответственной нагрузки:	30 %
Объем УН	много, зимний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №3</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	– 0,8 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №3</u>	

Таблица Д.4 – Результаты расчетов сценария №4.

<u>Доаварийный режим работы №4</u>	
В работе:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС три ГТУ (3 х 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ
В ремонте:	одна ГТУ (1 х 120 МВт) на Благовещенской ТЭЦ, две линии 110 кВ, по которым идет выдача мощности Благовещенской ТЭЦ
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	– 20 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 50 %, АД – 30%, СД – 20 %
Объем ответственной нагрузки:	30 %
Объем УН	много, зимний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №4</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	– 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №4</u>	
	

Тестовая схема №2 промышленного назначения

Таблица Д.5 – Результаты расчетов сценария №1.

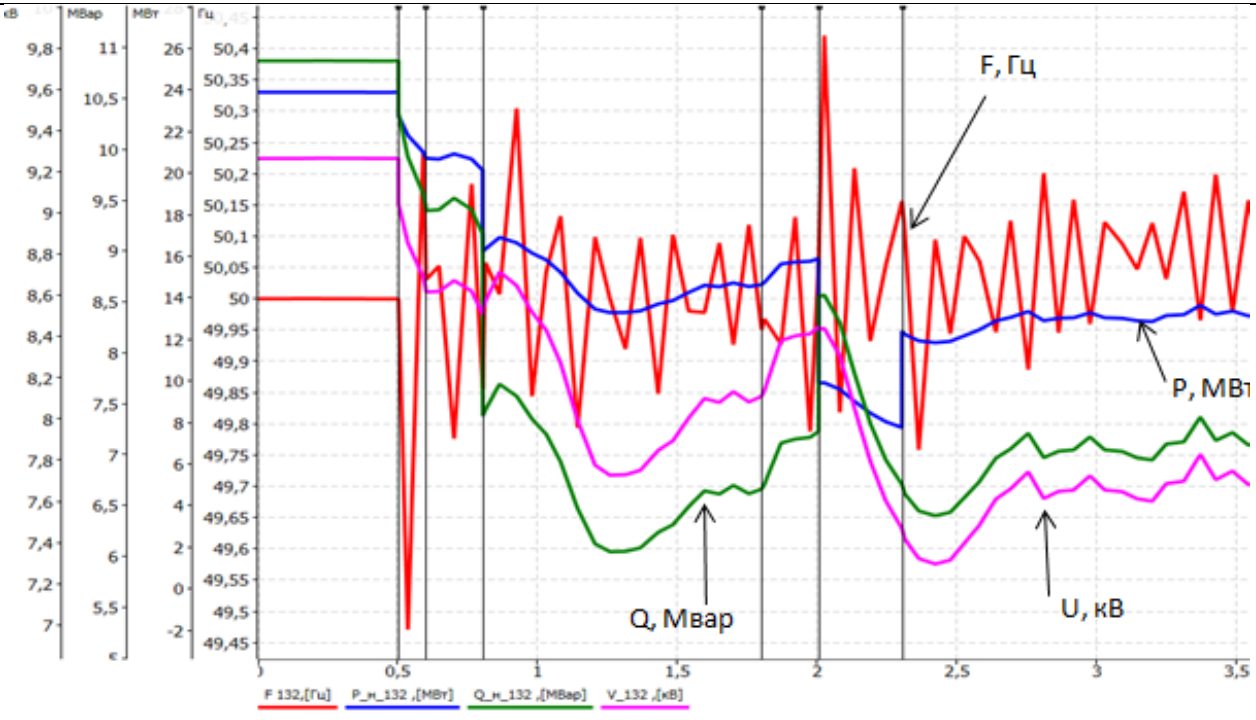
<u>Доаварийный режим работы №1</u>	
В работе:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС два ГТУ (2 х 85 МВт) на Свободненской ТЭС Внутренняя сеть электроснабжения 110 кВ разомкнута
В ремонте:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	- 25 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 20 %, АД – 40%, СД – 40 %
Объем ответственной нагрузки:	50 %
Объем УН	мало, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №1</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	- 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	- 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №1</u>	
	

Таблица Д.6 – Результаты расчетов сценария №2.

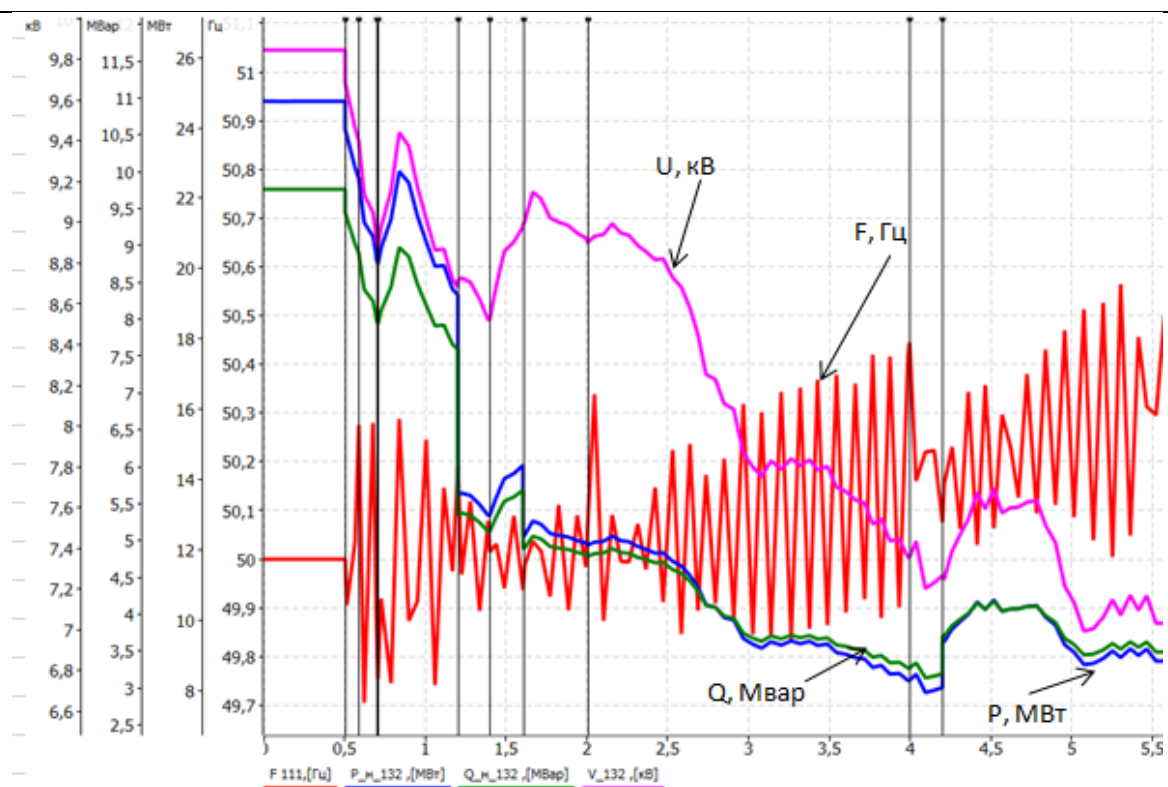
<u>Доаварийный режим работы №2</u>	
В работе:	четыре линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС два ГТУ (2 x 85 МВт) на Свободненской ТЭС Внутренняя сеть электроснабжения 110 кВ замкнута в «кольцо»
В ремонте:	Оборудования нет
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	- 25 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 20 %, АД – 40%, СД – 40 %
Объем ответственной нагрузки:	50 %
Объем УН	мало, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №2</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	- 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	- 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №2</u>	
	

Таблица Д.7 – Результаты расчетов сценария №3.

<u>Доаварийный режим работы №3</u>	
В работе:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС два ГТУ (2 x 85 МВт) на Свободненской ТЭС Внутренняя сеть электроснабжения 110 кВ разомкнута
В ремонте:	две линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	+ 14 % (избыток)
Состав нагрузки:	СХН – 20 %, АД – 40%, СД – 40 %
Объем ответственной нагрузки:	50 %
Объем УН	много, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №3</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	– 0,8 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №3</u>	

Таблица Д.8 – Результаты расчетов сценария №4.

<u>Доаварийный режим работы №4</u>	
В работе:	четыре линии связи 220 кВ с внешней ЭЭС два ГТУ (2 x 85 МВт) на Свободненской ТЭС Внутренняя сеть электроснабжения 110 кВ замкнута в «кольцо»
В ремонте:	Оборудования нет
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	– 25 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 20 %, АД – 40%, СД – 40 %
Объем ответственной нагрузки:	50 %
Объем УН	много, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №4</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения линий связи 220 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изоли- рованную работу	– 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №4</u>	

Тестовая схема №3 сельскохозяйственного назначения

Таблица Д.9 – Результаты расчетов сценария №1.

<u>Доаварийный режим работы №1</u>	
В работе:	две линии связи 110 кВ и два трансформатора связи 35 кВ с внешней ЭЭС четыре ГТУ (4 x 4 МВт) на мини-ТЭЦ Внутренняя сеть электроснабжения разомкнута
В ремонте:	Оборудования нет
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	– 20 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 70 %, АД – 30%
Объем ответственной нагрузки:	10 %
Объем УН	много, зимний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №1</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения трансформаторов связи 35 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	– 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №1</u>	

Таблица Д.10 – Результаты расчетов сценария №2.

<u>Доаварийный режим работы №2</u>	
В работе:	две линии связи 110 кВ и два трансформатора связи 35 кВ с внешней ЭЭС три ГТУ (3 х 4 МВт) на мини-ТЭЦ Внутренняя сеть электроснабжения разомкнута
В ремонте:	Одна ГТУ (1 х 4 МВт) на мини-ТЭЦ
Баланс мощностей (дефицит «-» / избыток «+»):	– 36 % (дефицит)
Состав нагрузки:	СХН – 70 %, АД – 30%
Объем ответственной нагрузки:	10 %
Объем УН	много, летний график нагрузок
<u>Сценарий аварийного выделения на изолированную работу №2</u>	
Время возникновения трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС	– 0,5 секунд
Время отключения линий связи 110 кВ с внешней ЭЭС, выделение на изолированную работу	– 0,6 секунд
<u>Диаграмма переходного процесса сценария №2</u>	
<p>The diagram illustrates the transient process for scenario №2. The x-axis represents time in seconds, ranging from 0 to 3.5. The left y-axis has two scales: the outer scale for voltage U in kV (4.6 to 7.2) and the inner scale for frequency F in Hz (0.4 to 1.15). The right y-axis also has two scales: the outer scale for reactive power Q in Mvar (0.6 to 3.0) and the inner scale for active power P in MW (49.72 to 49.98). Four data series are plotted: F (red line), P (blue line), Q (green line), and U (magenta line). At $t = 0.5$ s, all parameters exhibit a sharp change. Frequency F drops and then rises to a peak of about 5.5 Hz at $t \approx 3$ s. Voltage U drops from 50 kV to approximately 49.75 kV. Active power P and reactive power Q show step-like changes and subsequent oscillations as the system stabilizes.</p>	