

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики по частоте для энергорайонов с объектами распределенной генерации

УДК 681.513.6:621.316.1.029

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM02	Малофеева Полина Андреевна		07.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Абеуов Р.Б.	к. т. н., доцент		07.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В. А.	к.э.н		07.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина М. С.	-		07.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Цифровая энергетика	Н.Л. Бацева	к.т.н., доцент		07.06.2022

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП ЦИФРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА,
СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ «ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В
ЭНЕРГОСИСТЕМАХ»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК (У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен создавать цифровые модели энергообъектов, сетевых районов, электротехнических устройств, устройств на базе силовой электроники, систем автоматического регулирования для решения исследовательских и технологических задач, анализировать процессы и интерпретировать результаты
ПК (У)-2	Способен применять нормативно-техническую документацию для разработки проектной документации и при эксплуатации энергообъектов и электротехнических устройств
ПК (У)-3	Способен выполнять инженерное проектирование энергообъектов и электротехнических устройств с учётом цифровизации электроэнергетики
ПК(У)-4	Способен обеспечивать эффективную эксплуатацию электрооборудования объектов электроэнергетики, включая цифровые подстанции, микропроцессорные защиты и комплексы противоаварийной автоматики, телемеханики
ПК(У)-5	Способен осуществлять оперативное управление режимами работы объектов электроэнергетики и энергорайонов с применением автоматизированных систем технологического управления
ПК(У)-6	Способен применять методы, позволяющие прогнозировать электропотребление и управлять им

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Глава 1. Постановка проблемы и задачи исследования 1.1. Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем 1.2. Проблемы обеспечения основных режимных параметров энергорайонов с ЭСММ 1.3. Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с сетью 1.4. Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям Глава 2. Способы и средства обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ 2.1. Обзор существующих способов обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ 2.2. Обзор существующих средств обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ 2.3. Возможные пути повышения надёжности электроснабжения энергорайонов с ЭСММ Глава 3. Разработка общих требований к адаптивной делительной автоматике (АДА) 3.1. Возможные пути повышения эффективности устройств делительной автоматики 3.2. Формулирование общих принципов работы адаптивной делительной автоматики 3.2. Формулирование общих принципов построения АДА Глава 4. Формулирование общих конструктивных решений по разработке АДА 4.1. Разработка алгоритма работы АДА 4.2. Разработка структурно-функциональной схемы АДА 4.3. Моделирование работы АДА
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Демонстрационный материал (презентация в MS Power Point)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.э.н., доцент Маланина В. А.
Социальная ответственность	Старший преподаватель Черемискина М. С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Постановка проблемы и задачи исследования	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2022 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Абеуов Р.Б.	к. т. н., доцент		01.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM02	Малофеева П.А.		01.02.2022 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
 Уровень образования магистратура
 Отделение электроэнергетики и электротехники
 Период выполнения весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2022 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.02. 2022	Описание предметной области и задач исследования	10%
28.02. 2022.	Описание способов и средств, обеспечивающие устойчивую работу энергосистем с распределённой генерацией	10%
02.03. 2022	Разработка общих требований к адаптивной делительной автоматике (АДА)	10%
30.03. 2022	Разработка алгоритма АДА	20%
13.04. 2022	Моделирование алгоритма работы АДА	10%
20.04. 2022	Разработка структурно – функциональной схемы АДА	10%
18.05. 2022	Моделирование АДА	10%
25.05. 2022	Финансовый менеджмент	10%
30.05. 2022	Социальная ответственность	10%
07.06.2022	Оформленная пояснительная записка	100%

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Абеуов Р.Б.	К. Т. Н., доцент		01.02.2022 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Н.Л. Бацева	К.Т.Н., доцент		01.02.2022 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM02	Малофеевой Полине Андреевне

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	магистратура	Направление	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника. Цифровая энергетика

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Инициатор проекта: ПАО Роснефть - В исследовании задействованы 2 человека: руководитель проекта, инженер-разработчик;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации – 0,5; Минимальная заработная плата : для инженера – 18 000 рублей, для руководителя – 35 000 рублей.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым взносам - 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала научно-технического проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование и формирование бюджета проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка технического уровня новшества
2. Смета затрат
3. График окупаемости

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В. А.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM02	Малофеева Полина Андреевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 5AM02		ФИО Малофеева Полина Андреевна	
Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника. Цифровая энергетика

Тема ВКР:

Разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики по частоте для энергорайонов с объектами распределенной генерации	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	<i>Объект исследования: разработка алгоритма работы, структурно-функциональной схемы, а также моделирование работы устройства АДА</i> <i>Область применения: распределительные сети 6 -110кВ</i> <i>Рабочая зона: офис</i> <i>Размеры помещения 3,87х2,63х2,50</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: АРМ 1 шт., шкаф релейный с возможностью свободного программирования логики 1 шт., КИП 1 шт.</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: установка и настройка оборудования, технический осмотр и наладка</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя – Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 N 197 ФЗ (ред. от 16.12.2019). ТК РФ Статья 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; – Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 N 197 ФЗ (ред. от 16.12.2019). ТК РФ Статья 213. Медицинские осмотры некоторых категорий работников; – Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 N 197 ФЗ (ред. от 16.12.2019). ТК РФ Статья 92. Сокращенная продолжительность рабочего времени; – Федеральный закон от 24.07.1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»; – Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019).
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	– Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса (статические, связанные с рабочей позой) – Нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов)

	– Опасность поражения электрическим разрядом – Вредные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека (недостаток естественного и искусственное освещение). Расчет будет производиться по фактору: Равномерное искусственное освещение. Средства защиты: - Автоматический выключатель - Система пожаротушения - Защитное заземление
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<i>Воздействие на селитебную зону <u>нет</u></i> <i>Воздействие на литосферу <u>промышленные отходы в ходе утилизации продукции</u></i> <i>Воздействие на гидросферу <u>промышленные отходы в ходе утилизации продукции</u></i> <i>Воздействие на атмосферу <u>промышленные отходы в ходе утилизации продукции</u></i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС <u>пожар, пандемия, отключение электричества</u> Наиболее типичная ЧС <u>короткое замыкание</u>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM02	Малофеева Полина Андреевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 164 с., 38 рис., 23 табл., 50 источников, 4 прил.

Ключевые слова: делительная автоматика, деление сетей, электростанция малой мощности, энергорайон.

Объектом исследования является энергорайон с электростанцией малой мощности.

Цель работы – разработка автоматики выделения энергорайона с электростанцией малой мощности на сбалансированную нагрузку при возникновении системных аварий в энергосистеме.

В процессе исследования проводились расчеты в ПК RastrWin и Мустанг, а также в программе Matlab Simulink.

В результате исследования разработан алгоритм и структурно-функциональная схема устройства адаптивной делительной автоматики.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: наличие вычислительного и распределительного модулей.

Степень внедрения: требует дополнительных технологических решений.

Область применения: щит релейной защиты подстанции.

Экономическая эффективность/значимость работы: внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭЭС.

В будущем планируется: доработка устройства, включающая в себя включение в алгоритм пускового органа по напряжению.

Принятые сокращения

АВР – автоматическое включение резерва;
АВСН – автоматика выделения станции на собственные нужды;
АДА – адаптивная делительная автоматика;
АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
АПВ – автоматика повторного включения;
АР – асинхронный режим;
АЧР – автоматика частотной разгрузки
ВЛ – воздушная линия;
ГТУ – газотурбинная установка;
ДА – делительная защита;
ДАН – делительная автоматика по напряжению;
ДАЧ – делительная автоматика по частоте;
ДУ – динамическая устойчивость;
КЗ – короткое замыкание;
ЛЭП – линии электропередач;
ОГ – отключение части генераторов;
ОН – отключение нагрузки;
ПС – подстанция;
ПК – программный комплекс;
РЗиА – релейная защита и автоматика;
УВ – управляющее воздействие;
УР – установившийся режим;
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;
ЦП – центр питания;
ЭДС – электродвижущая сила
ЭСММ – электростанция малой мощности

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	11
ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	16
1.1 Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем.....	16
1.2 Проблемы обеспечения основных режимных параметров.....	20
1.2.1 Проблемы поддержания частоты	21
1.2.2 Проблемы поддержания напряжения	23
1.3 Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с энергосистемой	26
1.3.1 Обеспечение статической устойчивости энергосистемы	27
1.3.2 Особенности динамической устойчивости генераторов ЭСММ.....	29
1.3.3 Вторичные нарушения устойчивости в узлах нагрузки	30
1.4 Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям.....	33
Выводы по разделу.....	37
2 СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ЭСММ.....	38
2.1 Обзор существующих способов обеспечения устойчивой работы генераторов ЭСММ.....	38
2.2 Обзор существующих средств обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ	44
2.3 Возможные пути повышения надежности работы энергорайонов.....	49
Заключение по разделу	53

3 РАЗРАБОТКА ОБЩИХ ТРЕБОВАНИЙ К АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ.....	55
3.1 Возможные пути повышения эффективности устройств делительной автоматики	55
3.2 Формулирование общих принципов работы АДА.....	58
3.3 Формулирование общих принципов построения АДА	60
Выводы по разделу.....	71
4 ФОРМУЛИРОВАНИЕ ОБЩИХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ	73
4.1 Разработка алгоритма работы АДА	73
4.2 Разработка структурно-функциональной схемы АДА	76
4.3 Моделирование работы АДА	84
4.4 Моделирование АДА в ПК MATLAB Simulink	90
4.4.1 Моделирование энергорайона с ЭСММ.....	90
4.4.2 Разработка модели АДА.....	99
4.4.3 Результаты моделирования.....	101
Выводы по разделу	103
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	104
5.1 Целесообразность и обоснование разработки проекта	104
5.2 Оценка научно-технического уровня разработки.....	104
5.3 Организация и планирование проектных работ	106
5.4 Организация проектной работы	107
5.5 Расчет затрат на разработку	110
5.5.1 Оплата труда.....	110
5.5.2 Отчисления во внебюджетные фонды	111

5.5.3 Амортизационные отчисления	112
5.5.4 Формирование бюджета затрат на разработку проекта.....	112
5.6 Определение экономической эффективности проекта	113
Выводы по разделу.....	115
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	117
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	117
6.2 Производственная безопасность	119
6.3 Экологическая безопасность.....	126
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	126
Выводы по разделу.....	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	133
ПРИЛОЖЕНИЕ А	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ В	160
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	161

ВВЕДЕНИЕ

Электростанции малой мощности (ЭСММ) в настоящее время находят широкое применение в системах электроснабжения. Представляется перспективным использование их для повышения надежности и эффективности энергоснабжения коммунально-бытовых объектов, начинает более активно использоваться малая энергетика и для решения задачи энергоснабжения энергорайонов, удалённых от распределительных сетей централизованной энергосистемы.

Текущие прогнозы связывают перспективы развития энергетики России с процессом внедрения разнообразных генерирующих установок, в том числе, с более широким использованием ЭСММ, подключаемых на уровне распределительной сети в близости от потребителя энергии.

Внедрение ЭСММ является одним из перспективных направлений развития современной электроэнергетики и одним из эффективных средств, помогающих справиться с интенсивным ростом нагрузки особенно в крупных городах и мегаполисах. Данный подход позволяет снижать перетоки активной и реактивной мощностей по распределительным сетям 6-220 кВ, что дает значительные экономические преимущества при интенсивном росте электропотребления: отсутствие необходимости в реконструкции распределительной сети и трансформаторных подстанций.

Внедрение ЭСММ сопровождается возникновением в распределительной сети ранее не характерных для нее электрических режимов. С увеличением количества таких станций и ростом доли генерируемой ими мощности их влияние на энергосистему приобретает системный масштаб, начиная в ряде случаев определять надежность и устойчивость работы крупных энергорайонов.

Изменения режимов работы в энергосистеме, связанные с развитием принципов децентрализованного производства электроэнергии, требуют решения целого ряда научно-исследовательских задач. Среди них, одной из наиболее важных, является построение адаптивной автоматики, как системы,

призванной предотвращать развитие и минимизировать последствия аварийных режимов в энергорайонах с ЭСММ.

Технические вопросы внедрения ЭСММ, вопросы создания противоаварийного управления на уровне распределительной сети, а также вопросы связанные с внедрением в энергосистему объектов распределенной генерации отражены в публикациях П.В. Илюшина, Г.С. Нудельмана, Ю.Н. Кучеровым и А.Г. Фишовым и др. Тем не менее, в настоящее время проработка вопросов построения автоматики энергосистем в условиях внедрения в них ЭСММ является недостаточной; отсутствует теоретическая база для принятия обоснованных решений в части противоаварийной автоматики, как при подключении ЭСММ к энергосистеме, так и на этапе планирования дальнейшего развития малой распределённой энергетики в России.

Целью работы является разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети. Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

1. Изучение проблемы эксплуатации ЭСММ в составе энергосистем;
2. Обзор существующих способов и средств обеспечения устойчивой работы ЭСММ в составе энергосистем;
3. Разработка общих требований, а также формулировка общих принципов работы и построения АДА;
4. Разработка алгоритма работы и структурно-функциональной схемы АДА.

1 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем

На территории России наблюдается постоянный рост объектов малой генерации за счет газотурбинных установок (ГТУ), дизельных электростанций (ДЭС) и газопоршневых установок (ГПУ), которые, как правило, подключаются к распределительным электрическим сетям или к сетям электроснабжения промышленных предприятий и сооружаются собственниками нефтегазодобывающих, горнодобывающих, металлургических, и химических предприятий [1].

В большинстве случаев такое развитие малой генерации обосновано исключительно экономическими аспектами, а именно:

- необходимостью эффективной утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях, без сжигания его в факеле;
- возможностью использования вторичных энергоресурсов (шахтного газа, доменного и конвертерного газа и т.п.) с возможностью выработки тепловой и электрической энергии;
- возможностью использования вторичных энергоресурсов на средних и мелких предприятиях (утилизация биогаза на очистных сооружениях, утилизация отходов лесопереработки и сельского хозяйства и т.п.);
- возможностью сооружения когенерационных и тригенерационных установок на существующих муниципальных и производственных котельных при их реконструкции и модернизации;
- доступностью газовой инфраструктуры с необходимыми объемами поставки природного газа для строительства собственного объекта малой генерации;
- возможностью использования детандер-генераторных агрегатов для выработки электрической энергии (газорасширительные турбины специальной конструкции) на газоредуцирующих пунктах магистральных газопроводов;

- сложности или отсутствие экономической целесообразности технологического присоединения к электрическим сетям;
- значительной стоимостью услуг по передаче и распределению электрической энергии.

На рисунке 1 представлен фрагмент схемы электрической сети энергосистемы, на которой видно размещение большого количества ЭСММ, работающих в составе распределительной сети.

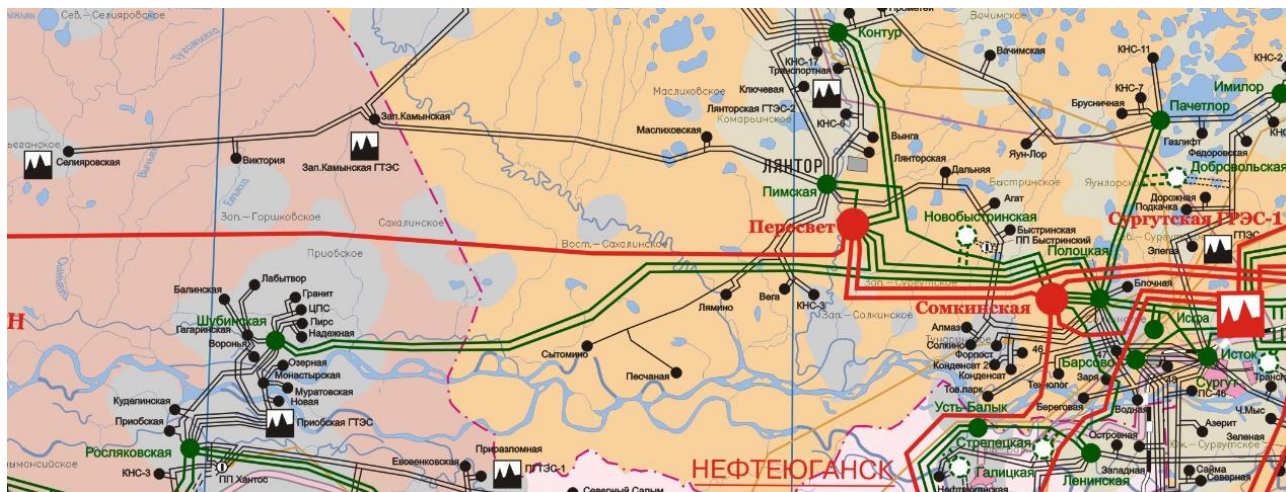


Рисунок 1 – Схема электрической сети со станциями малой мощности

Использование современных агрегатов ЭСММ сопряжено с рядом технических проблем, весьма существенных как для собственников объектов малой генерации, так и для сетевых компаний, к сетям которых подключаются ЭСММ.

Аргумент, что к настоящему времени реализовано уже большое количество проектов малой генерации, которая успешно работает и без исполнения четко регламентированных правил интеграции, не убеждает технических специалистов абсолютно ни в чем, так как это не системный подход к решению вопросов. Кроме того, имеется немалое количество примеров, когда с введенными объектами малой генерации возникали серьезные технические проблемы, которые повлекли за собой и финансовые последствия [2].

То, что данная проблематика существует, говорит и тот факт, что регулярно в России проводятся всевозможные научно-технические и

практические конференции, семинары и круглые столы, в том числе с участием зарубежных специалистов, имеющих богатый практический опыт интеграции объектов распределенной генерации в состав энергосистем других стран.

Из проблемных технических вопросов можно выделить следующие [3]:

- механические повреждения агрегатов ЭСММ из-за воздействия ударных токов при возникновении многофазных коротких замыканий (КЗ) или неуспешных автоматических повторных включений (АПВ) во внешней электрической сети;
- нарушения динамической устойчивости агрегатов ЭСММ (установки с свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ во внешней электрической сети;
- неселективные отключения генераторов при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при возникновении и ликвидации КЗ защитами сетевых элементов;
- преждевременные отключения ГТУ технологической защитой при снижении частоты в энергосистеме или выделенном энергорайоне (переход компрессора в режим «помпажа» с возможным повреждением приводного газотурбинного двигателя);
- возникновение синхронных качаний агрегатов ЭСММ (незатухающие синхронные колебания активной мощности) обусловленные неправильной настройкой автоматического регулятора возбуждения (АРВ);
- невозможность обеспечения регулирования частоты вращения генераторов в двух состояниях: при параллельной работе с сетью и при автономной работе;
- неуспешные выделения агрегатов ЭСММ действием автоматики выделения на сбалансированную нагрузку (АВСН) в связи с отключением агрегатов ЭСММ технологическими защитами при резких наборах / сбросах нагрузки;
- невозможность длительной работы после срабатывания АВСН из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки на агрегатах

ЭСММ (диапазон от единиц до десятков процентов от номинальной активной мощности);

- значительные сложности в обеспечении селективного отключения КЗ в сети, а также прямых пусков электродвигателей при изолированной работе ГТУ с тиристорными преобразователями частоты;
- повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в автоматических регуляторах частоты вращения (АРЧВ) агрегатов ЭСММ (исключение управляющих воздействия на турбину при малых отклонениях частоты сети вблизи ее номинального значения);
- отключение агрегатов ЭСММ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с тиристорными частотно-регулируемыми приводами при автономной работе объекта малой генерации.

В действительности существует несколько причин, почему постоянно проводится анализ проблемных вопросов, возникающих с ЭСММ [3]:

- возникновение трудностей при получении технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, согласовании проектных решений или в процессе эксплуатации агрегатов ЭСММ;
- снижение ожидаемой экономической эффективности от внедрения объекта малой генерации (удорожание проекта; увеличение удельных расходов топлива и т.п.);
- невозможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей от ЭСММ в автономном режиме работы;
- ускоренное истощение ресурса генерирующего оборудования с необходимостью проведения досрочного ремонта или технического обслуживания (повышенный износ, вследствие частых пусков/остановов);
- повреждение генерирующих установок при нормативных возмущениях в сетях энергосистемы.

Нередко причинами возникновения проблемных вопросов бывают:

- неправильный выбор вида, типа, мощности агрегатов ЭСММ на этапе проектирования;
- неправильный выбор режимов работы агрегатов ЭСММ;
- отсутствие принципиально важных пунктов требований в техническом задании на закупку агрегата ЭСММ и в технических требованиях к этим агрегатам;
- неполное или некачественное выполнение проекта схемы выдачи мощности объектов малой генерации без учета особенностей внешней распределительной сети и влияния нагрузки;
- неудовлетворительная организация эксплуатации агрегатов ЭСММ.

Однако, ЭСММ продолжают вводиться достаточно большими темпами и в больших объемах, подключаться на параллельную работу с энергосистемой и создавая тем самым определенные технологические трудности. Следовательно, их необходимо решать уже сегодня, пока не проявился отрицательный эффект, когда станут возможными массовые отключения потребителей электрической энергии по причине невыполнения определенных технико-технологических требований к интеграции объектов малой генерации в энергосистему.

Следовательно, решение данных вопросов должно стать для научно-технического сообщества приоритетной задачей, позволяющей содействовать обеспечению надежной, эффективной и безаварийной работы объектов малой генерации и энергорайонов, в которых они эксплуатируются.

1.2 Проблемы обеспечения основных режимных параметров

Электроэнергетический режим энергосистемы главным образом характеризуется такими параметрами, как частота электрического тока и напряжение на шинах электростанций и подстанций. Для обеспечения функционирования энергосистемы осуществляется управление режимом энергосистемы, которое включает в себя мероприятия по поддержанию частоты электрического тока в диапазоне допустимых значений и поддержание допустимых уровней напряжения на электростанциях и подстанциях.

1.2.1 Проблемы поддержания частоты

Согласно [4], в ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание значений частоты, усредненных на 20-секундном временном интервале в пределах $50,00 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) при допустимом отклонении частоты $50,0 \pm 0,2$ Гц с восстановлением нормального уровня частоты за время, не превышающее 15 минут.

Генерирующее оборудование электрических станций, за исключением атомных, должно работать в следующих регулировочных диапазонах:

А) длительно при изменении частоты 49,0 – 51,0 Гц;

Б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока:

- 50,5 – 51,0 Гц – продолжительностью не менее трех минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 500 минут;

- 49,0 – 48,0 Гц – продолжительностью не менее пяти минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 750 минут;

- 48,0 – 47,0 Гц – продолжительностью не менее одной минуты, при суммарной продолжительности работы в течение всего срока эксплуатации не более 180 минут;

- 47,0 – 46,0 Гц – продолжительностью не менее десяти секунд, при суммарной продолжительности в течении всего срока эксплуатации не более 30 минут;

- 46,0 Гц – не менее одной секунды, при этом суммарная продолжительность за весь срок эксплуатации не более 30 минут.

Технологический минимум генерирующего оборудования определяется как нижний предел регулировочного диапазона исходя из требований устойчивости работы генераторов. При снижении частоты ниже 46,0 Гц работа генерирующего оборудования невозможна.

В дефицитных энергосистемах проблема обеспечения нормального значения частоты стоит достаточно остро, особенно в случае потери связи с

энергосистемой. При этом мощности собственных генераторов критически недостаточно для поддержания режима, а резерва мощности зачастую нет. В таком случае необходимо деление сети и отключение большого количества нагрузок.

При системной аварии, повлекшей за собой недопустимое снижение частоты генераторы ЭСММ, подключенные к энергосистеме, будут втянуты в лавину частоты. При этом частота на шинах потребителей энергорайона так же примет недопустимое значение, что приведет к нарушению их электроснабжения.

В таком случае существует два варианта ликвидации аварийного режима. Первый вариант – действие автоматики разгрузки по частоте, которая ограничит нагрузку, как в энергосистеме, так и у части потребителей энергорайона с ЭСММ. Это приведет к недоотпуску электроэнергии потребителям, которые не пострадали бы при выделении ЭСММ на автономный режим работы. Вторым вариантом является отделение района ЭСММ от энергосистемы, что приведет к предотвращению развития системной аварии в данном энергорайоне и сохранению в работе всех потребителей электроэнергии. Однако в этом случае в выделенном энергорайоне нагрузка и генерация должны быть сбалансированы, либо величина небаланса мощности была такой, чтобы после выделения энергорайона с ЭСММ на изолированный режим работы не возникало глубокого снижения частоты, приводящего к лавине частоты.

Здесь же необходимо отметить зависимость активной и реактивной мощности комплексной нагрузки от частоты. На зависимость активной мощности комплексной нагрузки от частоты оказывает существенное влияние доля мощности двигательной части от суммарной мощности узла нагрузки. Степень зависимости активной мощности двигателей от частоты, в свою очередь, зависит от крутизны моментно-скоростных характеристик механизмов, вращаемых двигателями.

Характер зависимости реактивной мощности нагрузки от частоты и напряжения в значительной степени определяется двигательной частью, что

рассмотрено выше. Дополнительное влияние на статические характеристики реактивной мощности оказывают также следующие факторы:

- нелинейность характеристик холостого хода не только двигателей, но и трансформаторов;
- изменение возбуждения синхронных двигателей при изменении частоты и напряжения;
- наличие и вид устройств компенсации реактивной мощности;
- изменение зарядной мощности линий пропорционально квадрату напряжения.

В отличие от статических характеристик активной мощности, характеристики реактивной мощности по частоте и напряжению весьма многообразны и практически не поддаются типизации.

1.2.2 Проблемы поддержания напряжения

Максимальное рабочее напряжение – максимальное пиковое значение рабочего напряжения или величина рабочего напряжения тока, включая повторяющиеся максимальные импульсы, генерируемые в оборудовании, но исключая внешние переходные процессы. Наибольшие рабочие напряжения электрооборудования и электрических сетей для некоторых классов напряжений представлены в таблице 1 [4].

Таблица 1 – Наибольшие рабочие напряжения для электрических сетей и электрооборудования

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
		3,3	3,6
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5
110	126,0	110,0	126,0

Наименьшие напряжения определяются из условий сохранения устойчивой работы двигательной нагрузки, потребителей распределительной сети, двигателей собственных нужд электростанций, а также обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах потребителей с точки зрения обеспечения качества электрической энергии.. В общем случае допустимое понижение напряжения в электрической сети составляет $0,7U_{ном}$. На шинах потребителей допустимое отклонение напряжения согласно [4] составляет $\pm 10\%$.

Регулирование напряжения осуществляется комплексом средств, ограничивающих отклонения напряжения у потребителей. Такими средствами являются: регулирование напряжения генераторов путем изменения возбуждения, применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) или линейных регуляторов и установка на подстанциях средств компенсации реактивной мощности.

Для обеспечения нормального уровня напряжения необходимо поддерживать баланс реактивной мощности в системе. Основная часть проблем регулирования напряжения приходится на аварийные и послеаварийные режимы. Поскольку оборудование большинства крупных станций, включая регуляторы возбуждения генераторов и гасителей поля, устарело, то регулирование напряжения становится недостаточно быстрым и эффективным. Еще один фактор – выведение из работы РПН трансформаторов на подстанциях. Это связано с технологическим несовершенством устройств РПН старых трансформаторов, которых в энергосистеме большая часть. Таким образом, трансформаторы подстанций не участвуют в процессе регулирования частоты. Другая проблема регулирования напряжения – наличие нерегулируемых устройств компенсации реактивной мощности, таких как реакторы и батареи статических конденсаторов. В таких установках изменение значения выдаваемой мощности изменяется дискретно, либо вовсе остается постоянным, что негативно отражается на возможностях поддержания баланса реактивной мощности. При системном снижении напряжения страдают потребители электроэнергии во всей электрической сети и генераторы на электростанциях.

Значительная доля аварийных режимов, требующих отделения ЭСММ от энергосистемы, связана со снижением напряжения. К таким режимам, в частности, относятся:

- затяжные короткие замыкания во внешней сети;
- нарушения устойчивости по напряжению, характерные для «слабых» распределительных сетей;
- локальные дефициты мощности, связанные со снижением напряжения.

Исследование закономерностей изменения параметров режима при снижении напряжения связано с рассмотрением вопросов устойчивости энергосистемы по напряжению. Общее определение устойчивости по напряжению может быть сформулировано следующим образом: система является устойчивой по напряжению, если после возмущения напряжение в этой системе возвращается к значению, соответствующему точке устойчивого исходного равновесия (либо близкому к исходному). Нарушение устойчивости по напряжению (лавина напряжения) непосредственно может быть свойственно только энергорайонам, содержащим двигательную нагрузку.

На рисунке 2 показаны статические характеристики реактивной мощности по напряжению эквивалентных генератора и электродвигателя. В сети с соизмеримой мощностью источников питания и двигательной нагрузки при снижении напряжения равенство значений потребляемой и генерируемой реактивной мощности наступает в точке неустойчивого равновесия системы (точка «а»). Значение напряжения, соответствующее этой точке, может оказаться меньше, чем критическое значение напряжения для электродвигателей. При переходе на ветвь «а-б» реактивная мощность источников оказывается меньше реактивной мощности электродвигателя; как следствие наступит «лавина напряжения».

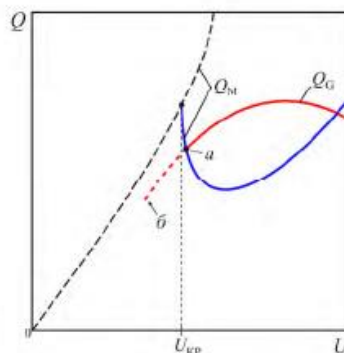


Рисунок 2 – Статические характеристики реактивной мощности генератора и двигателя по напряжению

Зависимость активной мощности комплексной нагрузки от напряжения определяется ее статической частью, так как активная мощность, потребляемая асинхронным двигателем в устойчивой области, очень слабо зависит от напряжения, а активная мощность синхронных двигателей при их устойчивой работе зависит от напряжения в еще меньшей степени.

Если статическую часть нагрузки представить в виде постоянной проводимости g_H , то ее мощность будет зависеть от напряжения во второй степени $P_H = U^2 g_H$. У некоторых видов статической нагрузки, например у ламп накаливания, степень зависимости активной мощности от напряжения меньше двух из-за изменения сопротивления нити лампы при изменении напряжения.

1.3 Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с энергосистемой

Устойчивость электроэнергетической системы – это способность восстанавливать исходное или близкое к нему состояние (режим) после его возмущения, которое проявляется как отклонение режимных параметров от нормальных значений. Основной частью источников электрической энергии являются синхронные генераторы, объединенные между собой электрическими связями и общностью режима, при этом роторы всех генераторов вращаются синхронно в нормальном режиме. Нормальный режим должен быть устойчив,

т.е. энергосистема должна возвращаться в исходное состояние после отклонений от установившегося режима [5].

Отклонения установившегося режима могут быть связаны с изменением баланса мощности, как активной, так и реактивной, с возникновением КЗ и незапланированным отключением оборудования.

Для каждой энергосистемы существуют критические значения режимных параметров, характеризующие предел устойчивости. Надежное функционирование энергосистемы возможно только при наличии определенного запаса между нормальными и критическими значениями параметров энергосистемы. Для обеспечения устойчивости предусматривают ряд мероприятий для обеспечения достаточного запаса устойчивости при проектировании электроэнергетических систем.

В зависимости от характера возмущений различают статическую и динамическую устойчивость. Статическая устойчивость характеризует устойчивость энергосистемы при малых возмущениях, т.е. исследуемая энергосистема может рассматриваться как линейная. Динамическая устойчивость определяет поведение энергосистемы после сильных возмущений, возникающих вследствие КЗ, отключений линий электропередач и больших генерирующих мощностей, либо больших мощностей нагрузки. В таком случае энергосистема рассматривается как нелинейная и расчет устойчивости усложняется.

1.3.1 Обеспечение статической устойчивости энергосистемы

В настоящее время проблема обеспечения статической устойчивости энергосистем обретает особую актуальность по причине постоянного усложнения их структуры и режимов.

При присоединении к энергосистеме новых генерирующих мощностей возникает необходимость обеспечения их устойчивой параллельной работы с энергосистемой. Зачастую присоединяемые к энергосистеме ЭСММ работают в составе энергорайонов, сбалансированных по нагрузке и генерации.. Такие энергорайоны , в основном, относятся к сфере нефтедобычи, и распределение

электроэнергии происходит на низком (6–10 кВ) или среднем (35 кВ) напряжении. В этих энергорайонах преобладает двигательная нагрузка и основной проблемой является резкий сброс или наброс нагрузки на генераторы. Наброс нагрузки возможен, при отключении одного из генераторов или секции шин распределительного устройства ЭСММ. При этом мощности оставшихся генераторов недостаточно для электроснабжения всего энергорайона.

Подключение ЭСММ к энергосистеме решает задачу обеспечения резервной мощности в энергорайоне, однако, в случае параллельной работы генераторов с энергосистемой возникает ряд новых проблем. Одной из таких проблем является нарушение устойчивости в энергосистеме, к которой подключена ЭСММ.

Разного рода возмущения, возникающие в энергосистеме, приводят к нарушению исходного установившегося режима и соответственно к колебаниям в генераторах ЭСММ, ввиду изменения баланса мощности. Такие колебания не должны влиять на нормальную работу генераторов ЭСММ и приводить к нарушениям электроснабжения потребителей энергорайона.

При более серьезных нарушениях режима и потере статической устойчивости в энергосистеме, генераторы на ЭСММ могут выпадать из синхронизма, что приводит к нарушению нормального режима работы и потере электроснабжения потребителей.

Во всех случаях колебания роторов генераторов ЭСММ приводят к нарушению баланса моментов на валу турбины и электромагнитного момента ротора генератора. Вследствие этого возникают ускоряющие или тормозящие моменты на валу генератора, что может привести к недопустимым отклонениям параметров электрической сети даже без нарушения устойчивости. Ситуация усугубляется низкой устойчивостью нагрузки из-за преобладания у потребителей двигательной нагрузки и неполного оснащения двигателей системами регулирования возбуждения и самозапуска.

Другой проблемой является низкий запас по статической устойчивости в самой энергосистеме. Это возможно при наличии слабых связей с низкой

пропускной способностью, и при полном или частичном отключении таких связей нарушается статическая устойчивость. Поскольку генераторы мощностью до 12 МВт имеют малую постоянную инерции, то они быстрее прочих выпадают из синхронизма, что приводит к еще большему ухудшению аварийной ситуации.

1.3.2 Особенности динамической устойчивости генераторов ЭСММ

Опасность нарушения динамической устойчивости возникает при больших возмущениях в энергосистеме, таких как КЗ, отключение мощных электропередач, отключения крупных блоков электростанций, не связанных с КЗ.

Динамическая устойчивость генератора оценивается с точки зрения сохранения режима выдачи мощности в сеть – без нарушения синхронизма в случае сильных возмущений в энергосистеме [6].

При наличии слабой связи между присоединяемой ЭСММ и энергосистемой или при наличии таких линий в энергосистеме возникает опасность нарушения динамической устойчивости.

Если отключается одна цепь линии слабой связи, то мощность, передаваемая по второй цепи, будет превышать предельно допустимую и при этом сопротивление электропередачи изменится, что приведет к изменению электромагнитного момента на валу генератора. Вследствие этого возникает избыточная мощность, и дальнейшее развитие такого режима приводит к нарушению синхронной работы генераторов ЭСММ с энергосистемой и возникновению асинхронного режима.

Под асинхронным режимом понимается работа генератора и энергосистемы при нарушении условий синхронной работы. Условием синхронной работы является равенство частот генератора и энергосистемы, при этом угол разности фаз должен быть постоянным, либо равен нулю. В случае нарушения этих условий в энергосистеме возникают уравнивающие токи, соизмеримые с током трехфазного короткого замыкания. При этом генераторы работают попеременно в двигательном и генераторном режимах, что

недопустимо с точки зрения их нормальной работы. В самой тяжелой ситуации возникает устойчивый асинхронный ход, при котором существует угроза разрушения оборудования действием уравнивающих токов и нарушение функционирования энергосистемы как единого объекта.

Одной из серьезных причин нарушения динамической устойчивости являются КЗ. При замыкании в электрической сети, часть нагрузки, которую несет на себе генератор, мгновенно шунтируется. Таким образом, происходит резкий сброс нагрузки и вследствие инертности роторов генераторов возникает избыточная мощность и генераторы начинают разгоняться, что может привести к нарушению ДУ. Помимо этого, при КЗ в системе снижение напряжения на шинах подстанций и потребителей ЭЭС, затрагивает так же и энергорайоны с ЭСММ из-за общности их режима.

С другой стороны, наличие генераторов на среднем или низком напряжении подстанции энергосистемы приводит к утяжелению режима КЗ в энергосистеме, поскольку генераторы ЭСММ выступают в качестве источников подпитки места КЗ, тем самым увеличивая значение тока КЗ. Увеличение тока КЗ влечет за собой необходимость пересчета уставок релейной защиты и замены выключателей, чья отключающая способность становится ниже нового значения тока КЗ. Наличие подпитки тока КЗ на землю от ЭСММ во многом зависит от режима заземления нейтрали трансформаторов, через которые осуществляется подключение автономного энергорайона к энергосистеме.

1.3.3 Вторичные нарушения устойчивости в узлах нагрузки

Значительная часть агрегатов ЭСММ обладают механическими постоянными инерций, значительно меньшими, чем традиционные паротурбинные генераторы. Вследствие чего возникают трудности в обеспечении ДУ данных агрегатов. При этом нарушение ДУ и переход генераторов в АР может оказывать отрицательное влияние на потребителей электроэнергии, так как ЭСММ электрически близки к нагрузкам и могут вызывать вторичные нарушения устойчивости, что в большинстве случаев

оказывается недопустимым по условиям основного технологического цикла промышленного производства.

У многовальных ГТУ при больших кратковременных сбросах электрической нагрузки генератора в результате КЗ ликвидируемых резервными устройствами РЗА (с выдержкой времени), и повышении скорости вращения ее ротора регулятор скорости системы автоматического управления прекращает подачу топлива в камеру сгорания, но компрессор, имеющий большой момент инерции, продолжает подавать воздух в силовую турбину. В итоге скорость вращения свободной силовой турбины и генератора может увеличиться настолько, что сработает технологическая защита по превышению скорости вращения и отключит агрегат ЭСММ [7].

При малых значениях моментов инерции соответственно снижаются пределы по ДУ генераторов при КЗ в сети, однако общее снижение ДУ энергосистемы при этом незначительно, так как суммарная мощность ГТУ со свободной силовой турбины, по крайней мере, в настоящее время невелика. Рисунок 3 иллюстрирует полученный по результатам исследований диапазон значений допустимого по условиям устойчивости времени отключения близкого трехфазного КЗ в зависимости от величины постоянной инерции агрегата «генератор – первичный двигатель». При малых значениях T_J (1-2 с) допустимое время отключения близких КЗ должно быть менее 0,2 с – это усложняет условия работы релейной защиты и автоматики (РЗА).

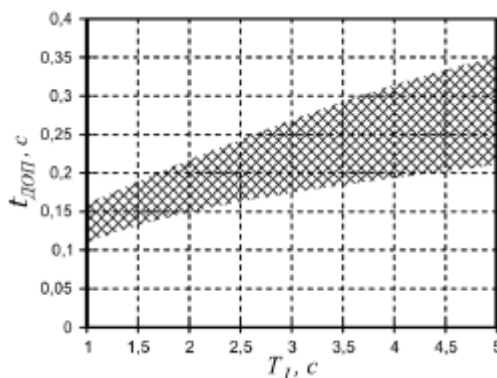


Рисунок 3 – Зависимость допустимого времени отключения КЗ от величины постоянной инерции

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости устанавливаются группы нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться ДУ, а следовательно, агрегаты ЭСММ должны отвечать данным требованиям, но как правило это не так.

Низкая, по сравнению с паротурбинными генераторами динамическая устойчивость ГПЭС, ДЭС и ГТЭС является трудно преодолимым обстоятельством. Конструктивные ухищрения (создание управления, аналогичного по своему эффекту импульсной разгрузке паровых турбин) – в настоящее время является невозможным. Сейчас же необходимо в конкурентных условиях решать проблему ликвидации АР таких агрегатов ЭСММ.

Особенностями АР рассматриваемых агрегатов ЭСММ, работающих в составе распределительных сетей являются [7]:

- При нарушении синхронизма генераторы достигают больших скольжений, но достаточно высокое быстродействие регуляторов скорости повышает вероятность самопроизвольной ресинхронизации генераторов. Кроме того, ресинхронизация облегчается тем, что амплитуда колебаний скольжения генераторов из-за малых значений механической постоянной инерции велика. Однако из-за большой разности частот продолжительность АР может быть значительной – несколько секунд, т.е. 5-10 поворотов или больше. Известно, что в результате КЗ генераторы на ЭСММ переходят в АР, попытка ресинхронизации с энергосистемой оказывается неуспешной, и АР переходит в многочастотный. Ресинхронизация может наступить только через 9 сек;

- АР в распределенной сети приводит к глубоким снижениям напряжения на потребительских подстанциях, и поэтому оказывает большое влияние на работу электроприемников – в первую очередь синхронные и асинхронные электродвигатели. Опрокидывание большого количества электродвигателей приводит к дополнительным снижениям напряжения и существенно затрудняет процесс ресинхронизации. Данный сценарий развития аварий характерен в первую очередь для промышленных предприятий с высокой долей двигательных нагрузок;

- Вероятность того, что АР на ЭСММ перейдет в многочастотный велика из-за существенной разницы в значениях механических постоянных инерций ГТУ и ПТУ. Кроме того, многочастотный АР наиболее часто наблюдается в узлах промышленной нагрузки, особенно при наличии большой доли асинхронных двигателей. Для таких режимов характерен перемещающийся электрический центр качаний, что затрудняет выявление АР и его ликвидацию.

1.4 Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям

Подключение энергорайона с ЭСММ к распределительной сети приводит к изменению основных характеристик энергосистемы. В распределительной сети появляются дополнительные источники подпитки места замыкания, появляются нехарактерные виды возмущений и аварийных ситуаций, изменяются характеристики переходных процессов. Проблема построения системы РЗА существенно изменяется и усложняется, и как следствие появляется необходимость в решении следующих задач [8]:

- обеспечения требуемого технического совершенства противоаварийного управления электрических сетей, прилегающих к точке присоединения энергорайона с ЭСММ;
- создания системы РЗА, устанавливаемой в точке присоединения ЭСММ к электрической сети.

Особенным становится изменение режимов распределительных сетей при внедрении ЭСММ. Новые качества, приобретенные энергосистемой при внедрении ЭСММ, обуславливают изменение её режимных свойств – в некоторой степени это проявляется на уровне распределительной сети. В этих условиях происходит изменение характеристик установившихся режимов: изменяются направления потоков мощности, становится возможной электропередача от потребителей в энергосистему. Как следствие, становится

неравномерной загрузка распределительной сети, направления и значения потоков мощности становятся непостоянными.

В таких условиях возникают следующие характеристик переходных процессов [9]:

- Изменяются значения и распределение токов КЗ. В распределительной сети уровни токов КЗ возрастают; при этом составляющая тока КЗ со стороны сети более высокого напряжения вследствие подключения дополнительного источника, наоборот – становятся меньше. При КЗ на сетевых элементах сети более высокого напряжения становится вероятным многосторонняя подпитка места повреждения. В связи с электрической близостью генераторов ЭСММ к сетевым элементам действующие значения токов КЗ могут значительно изменяться во время аварии. При близких КЗ от шин ЭСММ, периодическая составляющая тока КЗ от генераторов малой мощности достаточно быстро падает и приближаясь к установившемуся значению через время 0,1–0,5 с [4]. Кроме того, снижение периодической составляющей тока КЗ от ЭСММ определяется, типом системы возбуждения. Генераторные установки с самовозбуждением при близких КЗ не обеспечивают поддержание требуемого установившегося значения тока КЗ на постоянном уровне; периодическая составляющая тока КЗ от таких генераторных установок снижается до номинального значения и ниже за время меньшее 0,5 с. [4].

- Повышается риск возникновения режимов несинхронных включений при действии сетевых автоматов – АПВ и АВР [8]. Подобные режимы могут возникать при отключении на смежных линиях КЗ, связанных с разрывом, либо ослаблением электрической связи между параллельно работающими источниками. Режимы несинхронных включений приводят к появлению значительных уравнильных токов и воздействию на генераторы ЭСММ больших электромагнитных и электродинамических усилий, представляющих опасность механической прочности генератора [5].

- В распределительной сети становится вероятным возникновение синхронных качаний и асинхронных режимов. Ввиду небольших значений

постоянных инерции (T_J) генераторов ЭСММ возможно нарушение его синхронной динамической устойчивости при сравнительно небольшом времени протекания режима КЗ.

- Становится опасным, аварийное отделение энергорайона с ЭСММ от энергосистемы, возникающее при отключении ЛЭП или других сетевых элементов, связывающих ЭСММ с энергосистемой. Электрически режим в отделившемся энергорайоне будет определяться балансом мощности нагрузки и генераторной мощности, ЭСММ. Во многих случаях ЭСММ «покрывают» часть местной нагрузки и вследствие образовавшегося небаланса мощности режим после отделения будет характеризоваться значительным снижением частоты и/или напряжения (соответственно наступят лавины частоты и напряжения).

При близком балансе генерируемой мощности и мощности нагрузки, как правило, существенных отклонений режимных параметров в отделившемся энергорайоне с ЭСММ не происходит. Тем не менее, при отсутствии необходимых решений по обеспечению изолированной работы отделившегося энергорайона режим потери связи с энергосистемой может сопровождаться следующими негативными проявлениями [9]:

- несинхронными включениями при действии сетевых устройств АПВ со стороны энергосистемы;

- подпитка места КЗ агрегатом ЭСММ энергорайона отключенного со стороны энергосистемы, что обуславливает невозможность оперативного восстановления электрической связи с энергосистемой;

- существенным снижением чувствительности и селективности РЗА к повреждениям в отделившемся от энергосистемы энергорайоне вследствие снижения величин токов КЗ;

- снижением показателей качества электрической энергии; нарушением нормальной работы электроприемников при отклонениях параметров электрического режима от допустимых значений (явление опрокидывания электродвигателей); риском отключения агрегата ЭСММ, не предназначенных

для работы в изолированном режиме, технологической автоматикой турбоагрегатов.

У многих агрегатов ЭСММ уставки устройств РЗА выбираются без учета принципа селективности и с необоснованно завышенными требованиями в отношении допустимости параметров электрических режимов для указанных агрегатов. Данные защиты действуют на отключение генератора, в результате чего имеют место неоднократные случаи, когда генераторы отключаются устройствами РЗА при отсутствии угрозы механического или термического повреждения. Защиты генератора должны быть отстроены по времени от внешних КЗ, ликвидируемых устройствами РЗА электросетевых объектов. Уставки устройств РЗА для агрегатов ЭСММ определяются и настраиваются заводами-изготовителями и не подлежат изменению для сохранения гарантийных обязательств на генерирующую установку. При этом излишнее срабатывания РЗА этих генераторов (при КЗ в сети, ликвидируемых устройствами РЗА элементов сети с расчетными выдержками времени), особенно в режимах максимальных нагрузок сети, создают предпосылки для развития опасных каскадных аварий в прилегающей сети.

Для примера приведем работу ГПЭС, где выбор уставок РЗА приводит к частым отключениям оборудования в режимах не опасных для генераторов [9]:

- Защита минимального напряжения (ЗМН) отключает генератор с выдержкой времени 0,3 с. с уставкой по напряжению $0,9U_{ном}$. При этом возможны отключения агрегатов ЭСММ даже при штатно ликвидируемых отдаленных КЗ в прилегающей сети. Следует отметить, что такое снижение напряжения никак не может сказаться на поршневом двигателе ГПЭС или ДЭС, при этом генераторы других типов и тех же мощностей защищаются от режимов перегрузки и режимов внешних КЗ защитами по току, отстроенными от внешних КЗ. Ток определяет нагрев генератора, и допустимая длительность аномального режима определяется величиной перегрузки, а не уровнем напряжения. ЗМН имеет смысл в отношении нагрева ротора генератора, так как при низких напряжениях ток возбуждения форсируется, но на тех генераторах, где защита

от перегрева ротора необходима, она воздействует не на отключение генератора, а на снижение тока возбуждения. Стоит отметить, что отключение агрегатов происходит до срабатывания АОСН, утяжеляя режим работы сети.

- Защита по снижению частоты отключает генератор с выдержкой времени 0,3 с. с уставкой по частоте равной 49 Гц. При возникновении в сети аварийного дефицита мощности (отделение участка сети с недостаточной генерацией активной мощности от энергосистемы) отключения агрегатов будут происходить до срабатывания АЧР, утяжеляя развитие аварии. Кроме того, выбранные уставки не допускают возникновение синхронных качаний.

Таким образом, благодаря таким заводским настройкам нарушается одно из важных свойств РЗиА – селективность.

Выводы по разделу

Приведен анализ объекта исследования – энергорайона с ЭСММ; показано, что характеристики энергосистемы при внедрении в неё ЭСММ будут определяться увеличением разнообразия генераторных установок, с более широким использованием ГТУ, ГПУ и ДЭС; расширением функциональных возможностей распределительных сетей; сложностью режимов работы распределительных сетей: появлением условий многостороннего питания сетевых элементов, возможности возникновения качаний и АР. Кроме того в разделе, приведен аспекты внедрения и развития объектов малой генерации.

Кроме того, можно сделать вывод, что ЭСММ с прилегающим энергорайоном при подключении к энергосистеме, приобретают актуальные проблемы характерные для больших энергосистем: нормированное значение напряжения на шинах и частоты в сети. Рассмотренные проблемы построения РЗиА распределительной сети при подключении к ней ЭСММ, на примере существующих станций, показало отсутствие селективности в работе РЗиА генераторных установок.

2 СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ЭСММ

2.1 Обзор существующих способов обеспечения устойчивой работы генераторов ЭСММ

Под словом «способ» подразумевается «как» улучшить устойчивость энергосистемы. Пути повышения или сохранения устойчивости можно разделить на две группы [10]:

1. Конструктивное улучшение параметров основного оборудования энергосистем:

- уменьшение индуктивных сопротивлений (x_d , x'_d) и увеличение механической инерции (T_J) генераторов, двигателей;
- повышение номинальных напряжений сети энергосистемы;
- заземление нейтрали трансформаторов через активное или реактивное сопротивление.

2. Пути эксплуатационного характера:

- выбор архитектуры сети с учетом условий устойчивости;
- отключение части синхронных машин в аварийном режиме;
- регулирование режима работы синхронных машин по реактивной мощности;
- регулирование перетоков мощности по линиям электропередачи;
- разделение энергосистемы;
- отделение электростанции или части ее генераторов в аварийных режимах от энергосистемы.

Рассмотрим поподробнее некоторые из способов.

Параметры генераторов оказывают существенное влияние, как на статическую, так и на динамическую устойчивость. При использовании на генераторах АРВ с зоной нечувствительности, на статическую устойчивость влияет величина синхронного индуктивного сопротивления x_d , а на

динамическую устойчивость, переходное сопротивление x'_d и величина постоянной инерции T_j .

У турбогенераторов рассеяние ротора невелико и переходное индуктивное сопротивление составляет примерно 20-25%, увеличиваясь для машин весьма значительной мощности. У гидрогенераторов оно достигает 35%. Поскольку переходное сопротивление является сопротивлением рассеяния его уменьшение связано с большими трудностями. Так, например, уменьшение вдвое переходного индуктивного сопротивления приводит к удорожанию машины более чем на 50% [10].

Постоянная инерции существенно влияет на динамическую устойчивость машины. Чем больше T_j («тяжелее» машина), тем медленнее изменяется скорость ее ротора под действием избыточного момента. Это увеличивает предельно допустимое время существования аварийного режима, повышая устойчивость системы. Однако эксплуатируемые в настоящее время агрегаты ЭСММ имеют малую постоянная инерции и как следствие это не позволяет влиять на ДУ. В качестве выхода из данной ситуации видится использование на агрегатах ЭСММ импульсную разгрузку турбин, а также замена агрегатов на более «тяжелые» машины.

Параметры линий и их номинальное напряжение также оказывают существенное влияние на устойчивость системы. Рост номинального напряжения линии повышает $R_{пр}$ и это повышение тем больше, чем длиннее линия. Уменьшение реактивного сопротивления ЛЭП путем увеличения числа цепей экономически невыгодно и является обычно вынужденным мероприятием, применяемым при невозможности обеспечить ДУ другими способами. Уменьшение реактивного сопротивления ЛЭП можно достигнуть расщеплением провода. Однако в энергорайонах, где эксплуатируются агрегаты ЭСММ расщепление проводов является экономически невыгодным мероприятием.

Динамическую устойчивость можно улучшить, если нейтрали трансформаторов заземлить через небольшое сопротивление, не повышающее

заметно напряжения на нейтрали. Увеличение сопротивления аварийного шунта, вводимого в комплексную схему, приводит к уменьшению сброса мощности во время КЗ и, следовательно, к улучшению динамической устойчивости. С увеличением индуктивного сопротивления, включенного в нейтраль трансформаторов, быстро возрастает результирующее индуктивное сопротивление нулевой последовательности и вместе с тем увеличивается устойчивость системы.

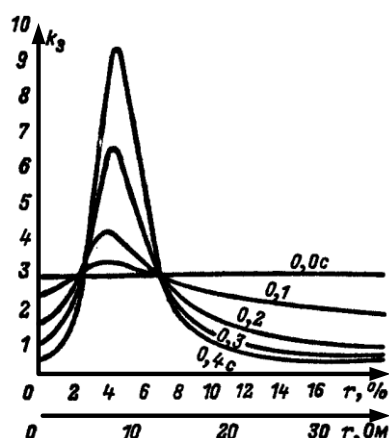


Рисунок 4 – Влияние активного сопротивления в нейтрали на устойчивость

Ухудшение устойчивости при больших сопротивлениях, характеризуется спадом кривых коэффициента запаса (рисунок 4). Оптимальное значение активных сопротивлений лежат в пределах 2,5-7%. При выборе сопротивлений в нейтрали необходимо считаться с возможностью возникновения потерь в цепи КЗ, обусловленных сопротивлением дуги и заземлением опор. Можно добавить также, что при сопротивлениях около 100-200% и выше может быть снова достигнуто повышение устойчивости [10].

Необходимо иметь в виду, что вследствие большого реактивного сопротивления нулевой последовательности ЛЭП характер заземления нейтрали трансформаторов не оказывает никакого влияния на устойчивость при замыканиях на землю в конце и начале линии (в зависимости от назначения трансформатора – повышающий или понижающий). Также следует иметь в виду, что при замыкании в конце линии потери мощности в заземляющем сопротивлении воспринимаются в значительной мере на местные

электростанции приемной системы, что при небольшой постоянной инерции этих станций может привести к ухудшению устойчивости системы в целом.

Схемы соединения электрической системы, выбор ее исходного режима существенно влияют на устойчивость. Одним из критериев, применяемых при оценке схемы системы, является понятие «жесткости» схемы. Жесткость в каком-либо узле схемы характеризуется изменением нагрузки, при которой величина и фаза напряжения будут изменяться на некоторое определенное значение, принимаемое за единицу. Жесткость зависит от относительных сопротивлений, связывающих узловые точки системы. Чем сильнее зафиксированы значения напряжений узлов по величине и фазе, чем теснее эти узлы связаны между собой, тем больше жесткость системы. Повышение жесткости схемы улучшает динамическую и статическую устойчивость. Однако повышение «жесткости» сети означает повышение уровня напряжений в центре питания (ЦП), что может нести негативные последствия для остальных потребителей подключенных к ЦП, а также возникают проблемы в работе РЗА. Данное мероприятие должно проводиться после согласования со всеми участниками рынка потребления электроэнергии подключенных к шинам ЦП.

Весьма быстрое отключение КЗ является эффективным способом улучшения динамической устойчивости электрических систем. Эффективность этого способа объясняется уменьшением длительности периода ускорения генераторов. Уменьшение времени отключения резко повышает допустимое значение передаваемой мощности, особенно при наиболее тяжелых видах КЗ. Кроме того, быстрое отключение уменьшает разрушения, вызываемые электрической дугой в точке КЗ, и способствует нормальной работе потребителей. Данное мероприятие достигается применением современных средств РЗА, а также быстродействующих выключателей.

Для поддержания напряжения в аварийных условиях находят применение регуляторы напряжения, под действием которого при возникновении КЗ возрастает напряжение, приложенное к обмотке возбуждения. Регулятор напряжения, реагирующий на снижение напряжения при КЗ, закорачивает

резистор в цепи возбуждения возбудителя, и напряжение возбудителя начинает расти, что уменьшает степень затухания продольной составляющей ЭДС за переходным индуктивным сопротивлением. Эффективность регуляторов, относительно статической устойчивости, очень велика – их применение существенно увеличивает максимум характеристики мощности генераторов. Регуляторы, восстанавливая напряжение, значительно увеличивают устойчивость генераторов и нагрузки в послеаварийных режимах.

В настоящее время в качестве управляющих воздействий в средствах противоаварийной автоматики и релейной защиты для решения поставленных задач используются следующие средства [11]:

- Отключение нагрузки применяется для ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима и ограничения перегрузки оборудования. Следует учитывать, что отключение нагрузки связано с прямым недоотпуском электроэнергии потребителям, поэтому возможно реализовать автоматическое повторное включение с формированием запрета по режиму энергосистемы и режиму электроустановок потребителя. В районах электрических сетей с крупными синхронными двигателями рекомендуется осуществлять их отключение на начальной стадии аварийного процесса, чтобы не допустить нарушения их устойчивости и возникновения асинхронного хода.

Достоинствами отключения нагрузки являются быстрое изменение баланса мощности в сторону увеличения генерации и возможность дифференцированного подхода к отключению потребителей. Таким образом возможна реализация отключения меньшими ступенями и более точное регулирование баланса мощности.

Однако существенным недостатком является сложность энергосистемы и необходимость прокладки большого количества каналов связи для передачи команд, что связано с дополнительными затратами. Кроме того, ОН является наименее желательным воздействием поскольку снижает основной показатель надежности электроснабжения [12].

- Отключение генераторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения частоты, ограничения перегрузки оборудования и характеризуется текущим значением нагрузки отключаемых генераторов.

Достоинством отключения генераторов при большом избытке мощности в системе является большая величина ступеней отключения и простота реализации данного управляющего воздействия, однако это не позволяет дозировать управляющее воздействие. Так же ОГ позволяет разгружать электрические связи, не прибегая к отключению нагрузки и в случае неэффективности ОН.

- Деление сети на несинхронно работающие части применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения частоты, перегрузки оборудования, повышения эффективности действия отдельных видов противоаварийной автоматики.

Выделение электростанции или района со сбалансированной нагрузкой выполняется для предотвращения:

- нарушений технологических процессов у потребителей, чувствительных к изменению частоты и напряжения;
- лавины напряжения;
- потери собственных нужд электростанций или отдельных генераторов при нештатных аварийных ситуациях.

Деление системы производится отключением линий с запретом АПВ, трансформаторов или разделением шин электростанций и подстанций в одном из заранее подготовленных сечений.

Во всех случаях при делении сети существенно значение небаланса мощности, создаваемого им в разделенных частях. Значение небаланса должно оперативно или автоматически изменяться в целях обеспечения допустимых уровней режимных параметров.

При выборе сечений ДС рекомендуется минимизировать количество точек деления и объемы управляющего воздействия для обеспечения

допустимого послеаварийного режима в разделившихся частях. Отключению подлежат все связи, входящие в сечение ДС. Реализация данного воздействия не должна приводить к недопустимым отклонениям режимных параметров и перегрузкам в разделившихся частях [13].

Деление сети позволяет сохранить в работе часть нагрузок, которые может покрыть выделяемая электростанция, и предотвратить потерю собственных нужд генераторов при недопустимом снижении частоты и напряжения. Так же ДС повышает эффективность использования таких средств сохранения устойчивости, как ОН и ОГ. Таким образом, деление сети повышает уровень надежности электроснабжения и живучести энергосистемы.

2.2 Обзор существующих средств обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ

Для решения задач обеспечения устойчивости согласно [4] автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством устройств и комплексов ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

При развитии системной аварии, приводящей к снижению частоты используется автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), которая предназначена для обеспечения живучести энергосистемы при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях с их аварийным отделением и глубоким (ниже 49,0 Гц) снижением частоты, создающих угрозу повреждения оборудования электростанций и нарушения работы энергопринимающих установок потребителей, а так же возникновения лавины частоты с полным прекращением электроснабжения [14].

Функция автоматической частотной разгрузки (АЧР) обеспечивает предотвращение недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей снижения частоты и ее последующего восстановления. Устройства АЧР должны действовать на отключение нагрузки очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц. АЧР функционально подразделяется на два устройства [4]:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия АЧР-1 или при медленном ее снижении. Несовмещенная АЧР-2 действует для подъема частоты после работы АЧР-1, совмещенная – для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

Устройства частотной делительной автоматики (ЧДА) предназначены для предотвращения полного останова генераторов электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме и недостаточной эффективности АЧР.

Устройства ЧДА действуют на выделение электростанций на сбалансированную нагрузку или на питание собственных нужд. При этом действие ЧДА на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе, однако предпочтительным является образование небольшого избытка генерирующей мощности и повышение частоты. Величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генераторов с учетом действия АЧР.

Традиционно ЧДА рассчитывается в первую очередь на случаи плавного понижения частоты при сохранении допустимых уровней напряжения. Именно такие процессы имеют место, если в энергосистеме или большей ее части возникает аварийный дефицит мощности. Величина дефицита мощности в таких случаях не бывает слишком большими, даже при отключении крупных электростанций. Но необходимо иметь ввиду и другой возможный случай развития аварии, когда отделяется небольшой район, в котором дефицит

мощности может быть как угодно велик. В этом случае имеют место значительные понижения напряжения, которые могут создавать как большие сбросы нагрузки, резко улучшающие протекание аварии, так и лавины напряжения, ведущие к полному нарушению работы и потребителей, и электростанций.

Отдельно стоит рассмотреть делительную автоматику по частоте (ДАЧ). Схемы такой автоматики аналогичны схемам устройств ЧДА. ДАЧ действует на выделение электростанции на сбалансированную нагрузку и позволяет сохранить в работе отдельные части энергосистемы при развитии системной аварии со снижением частоты. Так же создается возможность быстрой ликвидации аварии для энергорайона с электростанцией малой мощности и восстановление нормального значения частоты.

В случае снижения напряжения в энергосистеме ниже допустимых значений применяется автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН). Данная автоматика предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электроэнергии снижения напряжения. Устройства АОСН контролируют величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики с учетом его длительности. Для прогнозирования лавины напряжения возможно так же обеспечить контроль изменения реактивной мощности, скорости снижения напряжения и тока ротора генератора.

АОСН размещается на подстанциях, на которых возможно недопустимое снижение напряжения. Допускается их совмещение с устройствами АОСЧ.

Действие устройства АОСН в качестве делительной автоматики по напряжению (ДАН) позволяет выделить энергорайон на сбалансированную нагрузку и предотвратить участие электростанции малой мощности в развитии лавины напряжения. При этом сохраняется электроснабжение потребителей энергорайона с электростанцией малой мощности.

При нарушении динамической устойчивости и возникновении асинхронного режима (АР) генераторов на электростанции применяется

автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), которая выявляет и ликвидирует АР отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

Выявление асинхронного режима осуществляется на основе анализа изменения электрического режима (ток, сопротивление, направление активной мощности), либо углов между векторами напряжений в узлах электрической сети.

АЛАР действует на ресинхронизацию с применением отключения нагрузки или генерации и на деление системы. Устройства, установленные на электрических станциях, применяют отключение генераторов для ликвидации АР, а для частей энергосистем применяется деление системы. Для электрических сетей напряжением 110-220 кВ действие на деление системы должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного хода.

Необходимость установки устройств АЛАР на объектах малой генерации, должно определяться проектным решением. При этом ликвидация АР возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Быстрая ликвидация АР возможна в тех случаях, когда объект малой генерации внедряется только в целях выработки электрической энергии, без решения задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных режимах работы прилегающей электрической сети и без жестких контрактных обязательств по поставке электрической э электрической энергии сторонним потребителям.

Вероятность самопроизвольной ресинхронизации объекта малой генерации в распределительной сети велика, поэтому, с учетом конкретных условий, целесообразно отстраивать срабатывание АЛАР по времени от ресинхронизации генераторов, если задержка срабатывания АЛАР не приводит к возникновению препятствующего ресинхронизации многочастотного АР агрегатов ЭСММ или к дополнительным нарушениям устойчивости двигателей в узлах нагрузки. Решается этот вопрос проведением расчетов переходных

процессов в сети, причем следует учитывать, что характеристики АР в значительной степени зависят от параметров нагрузки в соседних узлах.

Исходя из опыта эксплуатации и выполнения расчетов ДУ для объектов малой генерации [17, 18], ЭЦК на ЭСММ находятся, как правило в повышающем трансформаторе или в самом генераторе, а применение АЛАР на ГТЭС, ГПЭС и ПГЭС представляется целесообразным и должно включаться в технические требования к закупаемым агрегатам ЭСММ.

Однако на практике бывают случаи, когда агрегаты уже приобретены, а следовательно, замена многовальных ГТУ на одновальные невозможна. При этом проводимые расчеты переходных процессов в сети показывают, что возникающие АР ресинхронизации не заканчиваются, а переходят в многочастотные, которые являются недопустимыми, так как вызывают нарушение устойчивости двигательной нагрузки, а быстрая ликвидация АР действием на отключение генераторов приводит к лавине напряжения в прилегающей сети. В таком случае возможна реализация следующих мероприятий:

- подключение к шинам генераторного напряжения исполнительных устройств, параметры которых изменяются во времени по заданному закону регулирования;
- применение на объектах малой генерации асинхронизированные генераторы и определенной настройкой алгоритмов и параметров фазовой форсировки возбуждения.

Кроме того, здесь также следует отметить опыт советского времени по внедрению мини-ТЭЦ. В то время проработаны практические решения по построению РЗА агрегатов ЭСММ [18], установлена целесообразность создания и внедрения на таких объектах делительной защиты; определен состав и разработаны методические указания по расчету параметров срабатывания делительных защит [19]. Большое внимание уделялось вопросам выполнения сетевых автоматов (АПВ и АВР), дана необходимость согласования времени их срабатывания с устройствами делительной автоматики станции [20].

Однако эти разработки ориентированы прежде всего на внедрение отдельных станций с паротурбинными агрегатами, которые в настоящее время практически не применяются в проектах), в то время как вопросы перенастройки защит распределительной сети при этом не затрагиваются.

2.3 Возможные пути повышения надежности работы энергорайонов

При реализации алгоритмов ПАУ распределительных сетей целесообразно использовать потенциал ПА для решения задач обеспечения режимов работы ЭСММ [20]:

- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО): АОПЛ и АОПТ – соответственно линий электропередач и трансформаторов;
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН).

Современные мобильные ГТЭС могут осуществлять набор номинальной активной мощности 22,5 МВт с несколькими возможными скоростями (5, 10, 20 и 100 МВт/мин), а время с момента получения УВ до пуска принято не более одной минуты. С учетом времени пуска при минимальной скорости набора мощности генерирующая установка может набрать номинальную активную мощность (22,5 МВт) за 5,5 минут, а при максимальной скорости набора мощности 100 МВт/мин – за 74 секунды [18].

В основе работы газопоршневых генерирующих установок лежит принцип действия ДВС. У мощных ДВС – и дизельных, и газопоршневых – имеется известная особенность, состоящая в том, что скачкообразный наброс активной мощности на генератор, не вызывающий перегрузки, может тем не менее приводить к перегреву ДВС и к его отключению технологическими защитами, то есть быть недопустимым. Такая особенность ДВС связана с тем, что большей отдаваемой мощности (соответственно большей подачи воздуха в двигатель) должно соответствовать увеличение подачи воздуха в двигатель от компрессора. Однако нет возможности очень быстро увеличивать скорость вращения компрессора и, соответственно, его производительность. Это обстоятельство лимитирует величину скачкообразного наброса мощности.

С учетом данных обстоятельств, в проектах ПА должно предусматриваться одновременное применение ОН потребителей и автоматическая загрузка генераторов ГПЭС (ДВС), так как реализация УВ на отключение нагрузки выполняется быстрее, чем автоматическая загрузка генераторов ГПЭС (ДВС). По мере запуска и набора мощности генерирующими установками должно предусматриваться включение части отключенной нагрузки в объеме набранной мощности генерирующими установками. Для этой части потребителей отключение электроэнергии становится непродолжительным, что позволяет снизить величину ущерба за счет минимизации времени отключения.

При внедрении АОПЛ с автоматической загрузкой генераторов объектов малой генерации следует обратить внимание на следующее:

- Установка АОПЛ требует установки и других устройств ПА на прилегающих объектах электрической сети;
- Система АОПЛ охватывает несколько объектов и требует организации системы связи;
- Система АОПЛ требует стыковки с существующими устройствами ПА и обеспечение возможности интеграции в перспективные устройства ПА;
- Необходимо обеспечить взаимодействие системы АОПЛ с диспетчером, в чьем оперативном управлении находится защищаемая ЛЭП.

В планах развития оперативно-технологического управления в распределительных сетевых компаниях в качестве целевой модели выбрана концепция сети с подстанциями 35–110 кВ без постоянного обслуживающего персонала, с организацией их обслуживания оперативно-выездными бригадами. При этом организация контроля над перегрузками трансформаторов и принятием своевременных мер по их устранению представляется труднореализуемым мероприятием, без применения средств автоматизации.

Учитывая данный подход, возможна установка устройств АОПТ или модернизация существующих с действием первых ступеней не на ОН, а на автоматическую загрузку генераторов, в тех энергорайонах, где агрегаты

непосредственно подключаются к сетям 6-20 кВ, что характерно для районов с нефтегазовыми месторождениями и т.п.

Как показывают расчеты [21], область эффективного снижения активной мощности ГММ, работающих в распределительной сети, характеризуется следующими закономерностями:

- Зависимость величины положительного эффекта от глубины разгрузки имеет максимум при разгрузке на 20-50%;
- К разгрузке целесообразно прибегать, если генераторное напряжение снижено на 5-10% и более;
- В длительных режимах, когда электропотребление может рассматриваться независимым от напряжения, эффект разгрузки возрастает.

Возможность разгрузки генераторов по активной мощности лимитируется ростом токов в сети, питающей энергорайон, при этом рост тока во внешней связи монотонен, и чем глубже разгрузка, тем больше переток активной мощности от внешней сети к потребителю.

Регулирующие эффекты нагрузки в некоторой мере влияют на величину эффекта от разгрузки генераторов по активной мощности. Повышение напряжения благодаря такой разгрузке увеличивает активную нагрузку и повышает дефицит мощности, то есть уменьшает эффект разгрузки. Поэтому в районах с преобладанием промышленных предприятий, то есть в условиях малых регулирующих эффектов по напряжению по сравнению с бытовой нагрузкой, эффект разгрузки генераторов местных электростанций более значительный.

На рисунке 5 представлена зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки генератора по активной мощности.

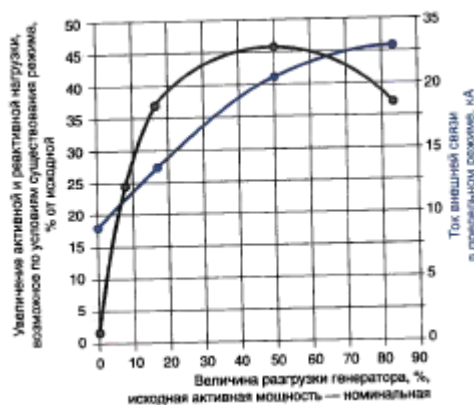


Рисунок 5 – Зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки генератора по активной мощности

Как правило, вводимые в настоящее время в России объекты малой генерации не оснащаются со стороны заводов-изготовителей необходимыми средствами автоматизации. Поэтому для реализации указанных возможностей малой генерации требуется как минимум:

- Полностью автоматизировать процесс пуска агрегатов электростанции по команде от внешних устройств;
- Обеспечивать возможности выдачи дискретной и цифровой информации в локальные устройства ПА или системы ПАУ;
- Оснастить электростанции средствами приема команд в центральное устройство управления станцией для приема и реализации управляющих воздействий ПА;
- Обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГММ на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку в необходимом объеме ЛЭП или трансформаторов.

Наряду с описанными устройствами, необходимо отметить делительную автоматику. Параметры ДА, обеспечивающей выделение электростанции на автономное электроснабжение ближайших потребителей и собственные нужды при аварийном состоянии энергосистемы, должны быть согласованы с процессами, характерными для используемых агрегатов ЭСММ и крупных промышленных потребителей в энергорайоне.

Если возможны случаи, когда рассматриваемая ЭСММ может оказаться вместе с местной нагрузкой отделенной от энергосистемы, то требуется разработка ПА, действующей при внезапной потере генерации, и мер по ее вводу в работу.

Опыт интеграции малой генерации в энергосистемы выявил ряд существенных проблем технического характера, связанных с особенностями конструкции таких объектов генерации, которые частично ограничивают возможности использования малой генерации для решения вышеперечисленных задач. Применение современных агрегатов ЭСММ сопряжено с рядом проблем, весьма существенных как для собственника объекта, так и для распределительных сетевых компаний. Эти проблемы рассмотрены в главе 1. Для полноценной реализации потенциала малой генерации необходимо обеспечить возможность работы генераторов как в изолированном режиме со сбалансированной нагрузкой выделенного района или крупного потребителя, так и с возможностью автоматической ресинхронизации с энергосистемой.

Выводы по разделу

В настоящее время при внедрении генерирующих установок оснащение генераторов набором защит часто рассматривается как достаточная мера по обеспечению надежности их работы в составе сети. При этом состав и параметры срабатывания защит определяются заводом-изготовителем, то есть без согласования с защитами элементов прилегающей сети. Такой подход приводит к избыточным отключениям генерирующих установок при большинстве внешних повреждений, нормально отключаемых действием защит соответствующих элементов, а также в условиях незначительных (не представляющих опасности для оборудования) отклонений режимных параметров от номинальных значений; или – напротив – вследствие неучета параметров внешней сети может привести к отказу защиты.

Для повышения эффективности противоаварийного управления необходимо содействовать решению перечисленных выше проблемных

вопросов, полностью автоматизировать запуск агрегатов ЭСММ, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности и реализовать возможность приема и передачи команд от устройств ПА в общестанционное устройство управления.

3 РАЗРАБОТКА ОБЩИХ ТРЕБОВАНИЙ К АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ

3.1 Возможные пути повышения эффективности устройств делительной автоматики

Делительная автоматика (ДА) выполняет функции выделения отдельных энергорайонов от энергосистемы в случае возникновения опасного возмущения или развития аварийного режима.

Критерии и алгоритм действия существующих делительных защит, используемых в централизованных энергосистемах, а также на отдельных ЭСММ, достаточно подробно рассмотрены в литературе и нормативной документации [7, 8, 17]. Однако, изменение структуры генерирующих мощностей, связанное с активным развитием принципов распределенной генерации, может потребовать их дополнения и пересмотра.

ДА, устанавливаемая на ЭСММ, может выполнять функции отключения генератора или выделения локальной генерации на местную нагрузку. В настоящее время работа ДА предусматривается в следующих режимах [17]:

1) Режим потери связи с энергосистемой. Отключение сетевых элементов, связывающих локальные источники генерации с централизованной энергосистемой, может приводить к возникновению значительных дефицитов мощности в отделившемся фрагменте распределительной сети, вызывающих в свою очередь заметные снижения частоты или напряжения. Но даже при отсутствии дефицита мощности существует риск несинхронного включения вследствие действия устройств АПВ линий со стороны централизованной энергосистемы. С целью предотвращения указанных нежелательных последствий при потере связи с сетью внешней энергосистемы следует предусматривать отключение локальной генерации или ее выделение на сбалансированную нагрузку.

2) Внешние короткие замыкания. В ряде случаев отключение локальной электростанции или выделение на автономную работу фрагмента распределительной сети, содержащего локальную электростанцию и

сбалансированную нагрузку, целесообразно осуществлять действием ДА (при условии ее достаточной чувствительности) по факту возникновения внешнего КЗ.

3) Системные аварии. При системных авариях, возникающих во внешней энергосистеме, также представляется целесообразным отделение фрагмента распределительной сети с локальной генерацией. В соответствии с существующими нормативными документами функции выделения электростанции на собственные нужды или сбалансированную нагрузку при системных авариях выполняются ЧДА, действующей при снижении частоты до 47,5-46 Гц.

В связи с тем, что агрегаты локальных электростанций, реализованные на базе газотурбинных и газопоршневых двигателей, характеризуются относительно небольшими значениями постоянных инерций (1-2 с), возникающий после отделения небаланс мощности может сопровождаться значительно более высокой скоростью снижения частоты, чем при общесистемном дефиците мощности.

При отключении «вышестоящих» связей с энергосистемой могут иметь место значительные небалансы мощности в отделившемся фрагменте. Режим после отключения может характеризоваться дефицитом не только активной, но и реактивной мощности и, может наблюдаться уменьшение потребляемой мощности (за счет саморазгрузки части потребителей электрической энергии), то есть происходит снижение небаланса активной мощности.

Следует заметить, что наиболее часто ситуации, требующие отделения малых электростанций на сбалансированную нагрузку, связаны с затяжными внешними КЗ, с возникновением значительных локальных дефицитов мощности. Кроме того, имеет место высокая вероятность развития аварии, связанных со снижением напряжения, в особенности, если фрагмент сети, содержащий локальную электростанцию, соединен с магистральной сетью энергосистемы не напрямую, а через протяженную распределительную сеть, предел передаваемой

мощности которой ограничивается не условиями устойчивости, а перегрузочной способностью оборудования.

Реализуемые в настоящее время алгоритмы ДА ЭСММ ориентированы на отключение этой станции при внешних возмущениях с минимальной выдержкой времени. Такой подход справедлив при малой доле в составе энергосистемы объектов малой генерации, в том числе и потому, что позволяет минимизировать ее влияние на функционирование РЗА внешней сети, не учитывающей наличие в распределительной сети собственных источников. ДА в этом случае выполняет также функции чувствительной (неселективной) РЗА вышестоящих сетевых элементов со стороны ЭСММ.

Делительная автоматика должна обеспечивать выявление следующих режимов:

- повреждения в распределительной сети (в этом случае должна обеспечиваться требуемая чувствительность к КЗ на удалённых концах линий связи с энергосистемой);
- снижение частоты в энергосистеме
- аварийное отделение энергорайона с ЭСММ от распределительной сети энергосистемы;
- повреждения в сетях энергорайона, повреждения и аварийные режимы работы генераторов ЭСММ (в том числе, некорректная работа регуляторов возбуждения и скорости).

Время срабатывания ДА выбирается с учетом следующих условий:

- недопустимо возникновение в прилегающей сети синхронных качаний и асинхронных режимов, вызванных влиянием ЭСММ;
- отключение ЭСММ с выдержкой времени не должно противоречить селективности терминалов РЗА в энергорайоне и прилегающей распределительной сети;
- недопустимы несинхронные включения ЭСММ.

В общем случае время срабатывания ДА принимается минимальным.

Селективность действия защит внешней и внутренней сети должна обеспечиваться с учётом подпитки места повреждения током ЭСММ и времени действия защиты со стороны ЭСММ (при значительной мощности ЭСММ потребуется пересмотр параметров срабатывания ряда защит внешней и внутренней сети – преимущественно быстродействующих токовых, а также защит с зависимыми времятоковыми характеристиками; при необходимости вводится направленность действия защит).

Решение новых задач управления малой генерацией потребует создания селективной быстродействующей защиты во внешней сети, совершенствования противоаварийного управления и реализации мероприятий по обеспечению надёжной и устойчивой работы локальных энергосистем генерацией в автономном режиме. Вопросы целесообразности отделения энергорайонов с генерацией от остальной части энергосистемы при авариях во внешней распределительной сети и внешних возмущениях, выборе мест установки и критериев действия ДА должны решаться для каждого конкретного случая на основе проведенных расчетов электрических режимов.

3.2 Формулирование общих принципов работы АДА

Выделение энергорайона с несбалансированной нагрузкой и генерацией ЭСММ приводит как правило к каскадному развитию аварии и полному обесточиванию района с посадкой станции на «ноль» [9].

Эффективным мероприятием сохранения работоспособности при авариях в системе, связанных со снижением частоты и напряжения являются делительные автоматики по частоте и напряжению (ЧДА и ДАН), предназначенные для отделения станции на сбалансированную нагрузку.

Однако все известные реализованные на практике мероприятия по выделению ЭСММ на нагрузку района средствами на «жесткой» релейной логике имеют ряд существенных недостатков и не учитывают ряд важных факторов:

- Не учитывается режим работы ЭСММ, соотношение между генерирующей и потребляемой мощностями района, что существенно влияет на динамику аварии;

- Не учитывается состояние схемы сети энергорайона и схемы станции;
- Невозможность предусмотреть в этих условиях правильности действий оперативного персонала, который вынужден работать в очень сжатые сроки на фоне быстроменяющихся параметров.

Для устранения приведенных недостатков наиболее эффективной могла бы стать адаптивная делительная автоматика (АДА) на базе программно-вычислительного комплекса.

В общем случае, основными функциями автоматики являются:

- Расчет управляющих воздействий (УВ) в своём энергорайоне с ЭСММ, передача в управляющие устройства результатов расчета УВ;

- Прием от системы сбора и передачи информации (ССПИ) доаварийной информации о схеме и режиме электрической сети;

- Прием от устройств нижнего уровня своего района (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах управления, о готовности к функционированию;

- Настройку, при необходимости, параметров срабатывания пусковых устройств;

- Передачу команды на деление сети и отключение нагрузки при фиксации пусковыми органами аварийных возмущений.

Основными функциями АДА при срабатывании автоматики по снижению частоты являются:

- Непрерывное слежение за положением коммутационных аппаратов в схеме сети, числом работающих энергоблоков, включенных в работу ВЛ, трансформаторов связи прилегающего района и формирование информации о ремонтном состоянии элементов сети и фактах аварийного отключения оборудования;

- Сбор данных по значениям активной мощности генерирующих источников ЭСММ, потребляемых мощностей, мощностей по транзитным линиям связи;
- Непрерывный расчёт управляющих воздействий с учетом значения частоты, скорости изменения частоты и заданной выдержки времени;
- Выдача УВ на оптимальное выделение ЭСММ на сбалансированную нагрузку, команд на отключение нагрузки с целью достижения баланса между генерацией и потреблением в энергорайоне с объектом малой генерации. При этом в отделившемся районе восстанавливаются значения частоты до близкого к 50 Гц и небаланса близкого к нулю;
- Обеспечение дежурного и эксплуатационного персонала информацией о текущей настройке и действии автоматики, значениях контролируемых параметров и состоянии аппаратных средств устройства, протоколирование и архивирование аварийных и текущих данных.

3.3 Формулирование общих принципов построения АДА

Для начала необходимо сделать краткое описание наиболее часто применяемых устройств делительной автоматики. Более подробное описание устройств делительной автоматики дано в [8], [11] и [14].

В последние годы ДА стала использоваться для автоматического отделения от энергосистемы некоторых ТЭЦ и ГЭС (со сбалансированной нагрузкой), предназначенных для работы в качестве резервных источников в случае образования большого дефицита мощности и опасного снижения частоты в энергосистеме. Такая аварийная ситуация может иметь место в тех случаях, когда действиями автоматики частотной разгрузки (АЧР) не удалось восстановить частоту до значения, близкого к нормальному. В этих условиях возникает опасность дальнейшего снижения частоты в энергосистеме и остановки агрегатов собственных нужд всех электростанций, работающих в энергосистеме. Для предотвращения этого опаснейшего процесса и предназначается ДА, с помощью, которой в подобной ситуации часть

электростанции отделяется от энергосистемы с примерно сбалансированной нагрузкой и в том числе с нагрузкой собственных нужд.

Один из распространенных вариантов применения ДА на электростанциях, работающих параллельно с энергосистемой приведен на рисунке 6 [2].

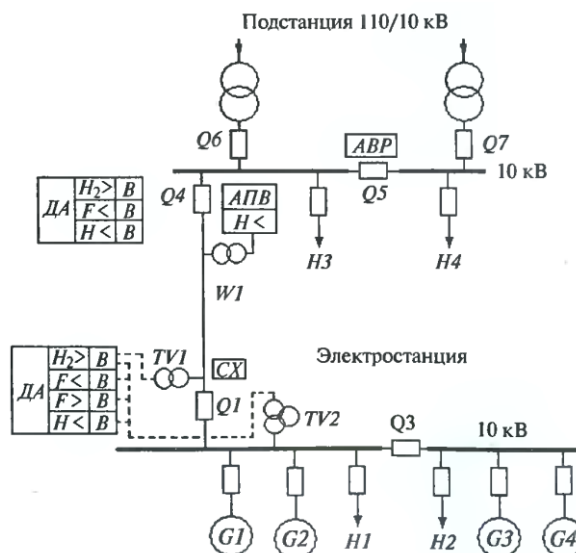


Рисунок 6 – Схема электростанции и линии связи с энергосистемой и устройствами ПА

Данная схема характеризуется следующими условиями: при потере подстанции 110/10 кВ питания со стороны энергосистемы, кроме своей нагрузки Н1 и Н2, будет нести дополнительную нагрузку Н3 и Н4. Если этот режим не предусмотрен при выборе мощности энергоблоков, то он будет сопровождаться аварийным снижением или лавиной напряжения и частоты. АПВ после отключения КЗ на линии W1 может привести к несинхронному включению генераторов и появлению асинхронного режима.

ДА действует при включенном выключателе Q1 на его отключение от следующих пусковых органов:

- Понижения частоты $F <$ (признак дефицита мощности в ЭС);
- Симметричного снижения напряжения $U <$ (признак близкого трехфазного КЗ или лавины напряжения);
- Появления напряжения обратной последовательности $U_2 >$ (признак несимметричного КЗ);

- Повышения частоты $F >$ (признак неправильной работы автоматики режимного управления, которая старается поддержать заданное значение мощности, передаваемой в ЭС при отключенном выключателе Q4 ЛЭП со стороны энергосистемы).

Все пусковые органы имеют индивидуальные выдержки времени. Приблизительно для цифровых защит можно принимать:

- Уставку срабатывания по снижению частоты 47 – 48 Гц, по повышению частоты 51 – 52 Гц, время срабатывания 0,3 с;

- Уставку срабатывания по напряжению $(0,6 \div 0,7)U_{ном}$, время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания быстродействующих защит отходящих от генераторных шин присоединений;

- Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности, которая принимается минимальной, время срабатывания 0,3 с.

Для предотвращения не синхронного включения генераторов при отказе ДА устройство АПВ линии связи (выключатель Q4) выполняют с контролем и ожиданием снижения напряжения со стороны линии, причем по условию согласования уставку реле контроля принимают на 10 – 20 % меньше уставки срабатывания делительной защиты по напряжению. Время срабатывания АПВ принимают на ступень селективности больше наибольшего возможного времени действия делительной защиты. Для повышения надежности на выключателе Q4 устанавливают второй (резервный) комплект ДА.

Рассмотрим случаи работы ДА на электростанциях, получающих дополнительную мощность из энергосистемы. Как было написано выше, к энергосистеме подключается большое число электростанций, работающих изолированно. После включения на параллельную работу с энергосистемой рост нагрузок этих электростанций, как правило, покрывается за счет получения дополнительной мощности от энергосистемы.

Для предотвращения аварий, в случае образования дефицита мощности, Правила [4] предлагают ДА, действие которой заключается в отделении генераторов с частью нагрузки, соответствующей их мощности, от остальной

нагрузки района. ДА здесь выполняется с пусковыми органами реагирующими на понижение частоты, скорость снижения частоты, снижение напряжения, появления симметричных составляющих тока или напряжения, изменения направления мощности.

Аналогичные уставки, описанным выше, применяются и для ДА электростанций получающих дополнительную мощность из ЭС. Кроме того, следует учесть, что постоянная инерции вращающихся агрегатов T_J наряду с дефицитом мощности определяет скорость снижения частоты (значение T_J доходит до величины 12 с и более).

Однако по снижению частоты до заданного значения не всегда можно судить о размере образовавшегося дефицита мощности. После действия делительной защиты может произойти отделение генераторов с нагрузкой, намного превосходящей их мощность, и даже действие АЧР не сможет обеспечить нормальную частоту. Для такой электростанции наиболее целесообразно выполнять делительную защиту, реагирующую на скорость изменения частоты df/dt . Скорость изменения частоты прямо пропорциональна величине дефицита мощности. Характер протекания процесса снижения частоты, как написано выше, зависит от размера образовавшегося дефицита мощности (ΔP), значений инерционных постоянных вращающихся масс генераторов, турбин и механизмов нагрузки (T_J), а также от регулирующего эффекта нагрузки (коэффициент K), то есть существует зависимость:

$$\frac{df}{dt} = \psi(\Delta P; T_J; K)$$

где K – частотный коэффициент нагрузки, представляющий собой отношение изменения нагрузки к изменению частоты, лежит в пределах $1 \div 3$.

Для восстановления нормальных (или близких к нормальному) параметров электрического режима (частота и напряжение) в отделившейся сети при отсутствии резерва генерирующей мощности, как известно, существует единственный способ – отключение части электроприемников. Это отключение должно производиться АЧР или делительной защитой (ДЗ), действующей при

снижении частоты (напряжения) на отделение местных электростанций со сбалансированной нагрузкой от остальной нагрузки сети.

С точки зрения сохранения наиболее ответственных потребителей во всей отделившейся сети предпочтительнее произвести равномерную разгрузку путем отключения от АЧР всех менее ответственных потребителей электроэнергии.

Однако можно предположить, что существует такие критические значения скорости снижения частоты, при которых устройства АЧР окажутся неэффективными, и для сохранения агрегатов собственного расхода местных электростанций и наиболее ответственных потребителей этих станций единственно возможным явится применение быстродействующей делительной защиты по скорости снижения частоты [4].

Критерий целесообразности применения такой ДЗ возможно определить на основе следующих соображений. Нижний предел частоты, которая может быть кратковременно допущена в ЭС, составляет 40 – 45 Гц в зависимости от типов электростанций. На тепловых станциях среднего давления при частоте 45 Гц питательные электронасосы резко снижают, а иногда и совсем прекращают подачу воды в котлы; циркуляционные насосы при этом же значении частоты снижают производительность на 30 - 40 %. Снижение производительности агрегатов собственного расхода вызывает снижения активной мощности электростанции, что ведет к дальнейшему увеличению дефицита активной мощности и может вызвать лавинообразное снижение частоты и, как следствие, полный останов всех местных станций. Если в отделившейся сети имеются только ГЭС, то считается допустимым кратковременное снижение частоты ниже 45 Гц. При наличии ТЭС высокого давления критическая частота для питательных насосов может достигать 46 - 46,5 Гц. Проведенные опыты показали также, что в ряде случаев при понижении частоты до 45 Гц напряжение на шинах станций снижается до значения, близкого к критическому, когда может возникнуть явление лавины напряжения, вызывающее нарушение статической устойчивости энергосистемы.

С другой стороны, время отключения части нагрузки устройствами АЧР по ряду причин не может быть равно нулю. Это время складывается из выдержки времени для АЧР I (до 0,5 с), времени отключения выключателя, а также времени запаса. Таким образом, общее время отключения нагрузки составляет 0,7 с. Верхний предел уставок по частоте АЧР I составляет 47 – 48 Гц. Первые комплекты АЧР должны произвести отключения так, чтобы за время отключения частота не снизилась ниже $f_{доп} = 45$ Гц. Это возможно при скорости снижения частоты, определяемой как:

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_{крит} \leq \frac{f_{cp} - f_{доп}}{t_{откл}} \approx 3,5 \text{ Гц/с}$$

Таким образом, этим значением определяется искомый критерий целесообразности применения делительной защиты по скорости снижения частоты для отделения местной электростанции с собственным расходом и сбалансированной нагрузкой в случаях больших дефицитов мощности в отделившейся сети.

Если ожидаемая скорость снижения частоты всегда меньше критической, то допустимо и даже желательно применение устройств АЧР для выборочного отключения части электроприемников отделившейся сети. Если ожидаемая скорость снижения частоты может быть больше критической, целесообразно применение делительной защиты по скорости снижения частоты.

Если в распределительной сети с местными электростанциями ожидаемый дефицит мощности может меняться в широких пределах в зависимости от того, в какой точке произошло отделение сети от ЭС, то целесообразно сочетать устройства АЧР и ДЗ, которую следует выполнять реагирующей на скорость изменения частот. ДЗ по скорости изменения частоты может автоматически выбирать «точку деления» после аварийного отключения линии связи с энергосистемой (рисунок 8).

В Ленэнерго была разработана такая ДЗ [17] применительно к электростанции, первичная схема которой приведена на рисунке 7. Предположим, что по условиям работы потребителя (линии Л1, Л2, Л3)

допустимо при аварийном отключении линии связи с системой ВЛ отключение до 50 % электроприемников без нарушения работы основного производства. В случае же образования большего дефицита мощности целесообразно отключить генераторы с собственными нуждами и возложить восстановление электроснабжения на устройство АПВ линии связи ВЛ, т.е. осуществить АПВ района нагрузки.

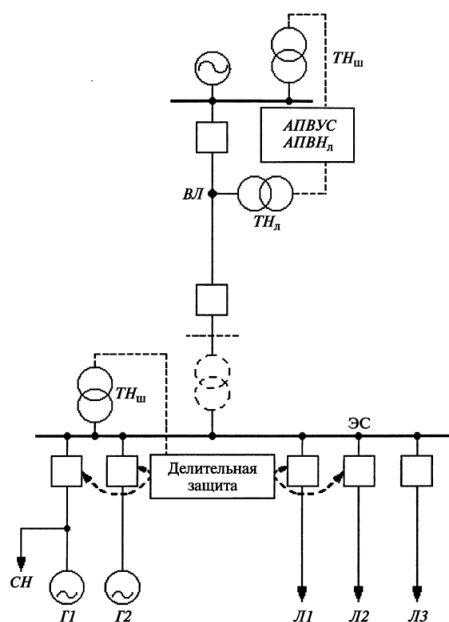


Рисунок 7 – Схема электростанции и линии связи с устройством ПА

Деление сети, направленное на выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при сохранении в работе электростанций и большей части нагрузки энергорайонов позволяет:

- исключить возможность останова ЭСММ, а также предотвратить массовое отключение потребителей энергорайонов, при недопустимом изменении основных режимных параметров энергосистемы в результате системных аварий;
- снизить риск нарушения параллельной работы генераторов ЭСММ, при аварийных режимах в энергосистеме, которые могут привести к нарушению устойчивости.
- исключить возможность подпитки места КЗ от ЭСММ, присоединяемых к энергосистеме;

– исключить необходимость замены существующих устройств сетевой автоматики на электросетевых объектах входящих в схему выдачи мощности электростанций на устройства автоматики с контролем синхронизма.

Проведённый анализ существующих устройств ДА показал, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях, требуется установка нескольких устройств РЗиА, что приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Поскольку аварийные ситуации (снижение напряжения и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости) являются характерными для большинства ЭЭС, к которым могут быть подключены энергорайоны с электростанциями малой мощности, то наиболее целесообразным видится разработка многофункционального устройства ДА, при этом оно должно отвечать следующим требованиям:

– устройство должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме;

– все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу;

– устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам РЗиА.

Устройство АДА должно быть построено по следующему принципу: управляющее воздействие вводится на основании текущей оценки параметров электрического режима – данный способ аналогичен системе автоматического управления с обратной связью, работающей на основании непрерывного сравнения фактического состояния с требуемым [8]. Таким образом, устройство приобретает функцию адаптивности за счет автоматической перенастройки противоаварийных УВ в зависимости от полученной информации о параметрах

энергорайона и энергосистемы в режиме реального времени и обработки ее в доаварийном режиме, что позволит производить отключение необходимого объема нагрузки на ПС, исключив тем самым избыточное отключение нагрузки.

Важное значение имеет избирательность отключения нагрузки на подстанциях выделившегося энергорайона. Требования селективности автоматики известно и достаточно полно выполняется в части интересов энергоснабжающих организаций в части суммарного объема мощности отключаемой нагрузки, вместе с тем, в части интересов потребителей при отключениях на уровне 10 кВ это требование удовлетворяется не полностью, так как вместе с неответственной нагрузкой часто отключается и более ответственный потребитель. Идеальным решением здесь является реализация управляющих воздействий на уровне 0,4 кВ, за счет использования коммутационных аппаратов на основе автоматических выключателей с дистанционным управлением и оснащенные приемниками команд на отключение. Однако стоит отметить, что реализация такого мероприятия является экономически не выгодным.

В [11] предлагается использовать специальную автоматику отключения нагрузки (САОН) обеспечивающую дозированное отключение нагрузки. Организация работы устройства следующая: на каждую очередь заводится объем ОН с учетом критериев оптимального подбора (приоритет, цена воздействия и т.п.), таким образом создается таблица решений системы САОН. Автоматику целесообразно применять в энергорайонах, в которых под САОН заведены разнородные потребители, имеющие переменные графики нагрузок в цикле времени.

В работе [12] предлагается для формирования команд управления нагрузкой использовать весовые коэффициенты, подбор которых по своей сути представляет собой оптимизацию обобщенного параметра управления нагрузкой, то есть поиск наилучшего решения для каждого конкретного случая действия автоматики при одновременном снижении частоты и напряжения.

Для реализации описанных выше функций, адаптивная делительная автоматика должна иметь информационные каналы связи, а также иметь определенную функционирующую структуру. Для повышения эффективности действия АДА информационные каналы связи должны осуществлять и передавать следующие виды информации:

1. Информацию о состоянии схемы и параметрах режима энергосистемы до наступления аварии. Электрическая схема характеризуется состоянием коммутационного и силового оборудования. Электрический режим в доаварийном состоянии характеризуется фактической загрузкой по мощности генераторов, перетоками мощности по ЛЭП и сечениям, углами между векторами напряжений по концам каких-либо ЛЭП, а также уровнями напряжений в узлах сети.

2. Информация о возникших возмущениях. (отключение сетевого элемента), как факт отключения от возникновения КЗ либо без КЗ, является важнейшей составляющей обеспечивающей правильность анализа и выбора управляющих воздействий.

3. Информация об аварийном небалансе мощности, который может возникнуть из-за аварийного или ошибочного отключения генераторов, нагрузок или отделения энергорайонов энергосистемы на изолированную работу с несбалансированной нагрузкой. В этом случае возникающий небаланс в первый момент времени можно оценить по ускорению движения роторов генераторов и скорости снижению частоты.

В общем случае функциональная часть АДА должна содержать следующие элементы [8,9]:

1. Элементы для измерения и фиксации параметров доаварийного режима. Данный элемент производит контроль предшествующего режима;

2. Пусковые органы (ПО) – элементы выявляющие факт возникновения возмущения, такими элементами являются органы фиксации отключения линии, отключения трансформатора, а также факт снижения частоты и напряжения.

3. Устройства автоматической дозировки воздействия (АДВ) – вычислительный комплекс, определяющий объем управляющих воздействий.

4. Исполнительные органы (ИО).

5. Средства для телепередачи информации:

- о доаварийном режиме;
- об аварийных возмущениях;
- о командах управления.

6. В зависимости от принятого способа обработки информации может использоваться устройство автоматического запоминания дозировки (АЗД).

Реализация адаптивной автоматики возможна способом «ДО», когда дозировка управляющих воздействий для определенного диапазона предшествующих режимов вычисляется заранее, и запоминаются устройством АЗД (рисунок 8). Далее, в зависимости от возникшего возмущения, выбирается та дозировка, которая в соответствии с выполненными ранее расчетами является наиболее оптимальной для данной ситуации. Преимущество этого способа заключается в отсутствии вычислительных устройств высокого быстродействия.

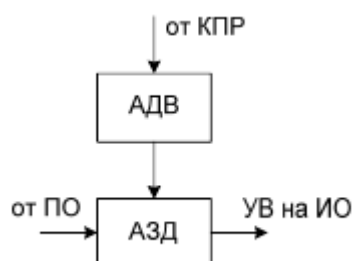


Рисунок 8 – Принципиальный способ выполнения АДВ способом «ДО»

Способ реализации «ДО» подразделяется на два вида, отличающихся технологией обработки информации: «I-ДО» и «II-ДО».

Способ «I-ДО» основан на использовании математической модели, энергорайона либо энергосистемы, в составе комплекса противоаварийного управления, с помощью которой производится расчет управляющих воздействий с последующей их передачей в устройство АЗД.

Способ «П-ДО» основывается на проведении большого объема предварительных расчетов различных схемно-режимных ситуаций, на основе которых заполняются таблицы дозировок управляющих воздействий. При проведении предварительных Информации о схеме и режиме района противоаварийного управления по телеканалам передается в логико-вычислительное устройство (ЛВУ). В вычислительном устройстве по заложенным в нем расчетным программам формируются дозировки управляющих воздействий для каждого пускового органа, и вычисленные значения передаются на устройство АЗД.

Выводы по разделу

Увеличение доли малых генераций в составе энергосистемы создает предпосылки для пересмотра принципов и алгоритмов ДА с учетом появляющихся при этом особенностей электрических режимов.

Проведённый анализ существующих устройств ДА показал, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях, требуется установка нескольких устройств РЗаА, что приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Поскольку аварийные ситуации (снижение напряжения и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости) являются характерными для большинства энергосистем, к которым могут быть подключены энергорайоны с электростанциями малой мощности, то наиболее целесообразным видится разработка многофункционального устройства ДА, при этом оно должно отвечать следующим требованиям:

- устройство должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме;

- все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу;
- устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам РЗ и ПА.

Разработка и внедрение такого многофункционального устройства делительной автоматики позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с ЭСММ на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на их технологические присоединения и в целом повысить надёжность электроснабжения этих энергорайонов в аварийных ситуациях.

4 ФОРМУЛИРОВАНИЕ ОБЩИХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ

4.1 Разработка алгоритма работы АДА

В настоящее время модернизация энергосистем в направлении внедрения объектов малой генерации различных энергетических установок является мировой тенденцией. Наибольший эффект от применения ЭСММ, потенциально обеспечивающих надежность и качество электроснабжения, достигается при работе их параллельно с внешней распределительной сетью в составе энергосистемы. Вместе с тем, при параллельной работе ЭСММ с энергосистемой существует и много нерешенных проблем в современных условиях в том числе – необходимость обеспечивать быстроедействие РЗА и предусматривать решения в части создания специальной противоаварийной автоматики для устойчивого выделения на изолированную работу со сбалансированной нагрузкой с сохранением электроснабжения большей части потребителей.

Данное специальное устройство – адаптивная делительная автоматика создается для решения следующих задач:

- Сохранения устойчивости ЭСММ и уменьшение вероятности глубокого развития аварий в случае выделения ее с дефицитом/избытком мощности на сбалансированную нагрузку при аварийных снижении частоты в энергосистемы. В этом случае АДА должна быстро отключить ЭСММ от энергосистемы и при необходимости произвести разгрузку/загрузку генераторов ЭСММ для ликвидации небалансов активной мощности. В противном случае при остановке генераторов все потребители ЭСММ потеряют электроснабжение со значительным ущербом;
- Сохранение электроснабжения большей части потребителей, в том числе ответственной двигательной нагрузки в послеаварийном режим, находящихся в энергорайоне с ЭСММ. АДА должна выдать команду на отключение нагрузки, сохранив электроснабжение ответственных потребителей

при выделении ЭСММ на изолированную нагрузку с дефицитом активной мощности для минимизации ущерба.

Для решения этих задач устройство АДА должно удовлетворять современным техническим требованиям быстродействия, адаптивности, селективности, надежности и экономичности, а также, общим требованиям и основным параметрам, предъявляемым к ПА стандарта ПАО «ФСК ЕЭС» [21].

Быстродействие АДА обеспечивается за счет полного и непрерывного решения задач дозировки воздействий в предаварийном режиме по известному принципу «I-ДО». При этом вид и величина дозирующего воздействия автоматически определяется заранее, до возникновения аварийного режима и соответственно до реализации команды, оставляя минимальную обработку, завершающую формирование УВ, на момент выявления аварийной ситуации.

При этом также выполняется требование к адаптивности ДА за счет автоматического перерасчета противоаварийных УВ в зависимости от полученной информации о состоянии электрической схеме, параметрах электрической сети и объемах электропотребления в режиме реального времени и обработка её в доаварийном режиме. Это позволяет производить отключение только реально необходимого объема нагрузки, минимизировать объем отключений и исключить избыточное действие ПА.

Алгоритм работы устройства представлен на рисунке 12. В первую очередь выполняется проверка отклонения частоты f от её номинального значения $f_{ном}$ (проверка баланса активной мощности в момент предшествующий отделению):

$$\Delta f = f - f_{ном}$$

Между отклонениями мощности и частоты в энергосистеме существует следующее соотношение:

$$\Delta P = P_H - P_\Gamma = k_f \Delta f / f_{ном}$$

где P_Γ и P_H – суммарные активные мощности генерации и нагрузки системы; k_f – коэффициент крутизны статической характеристики

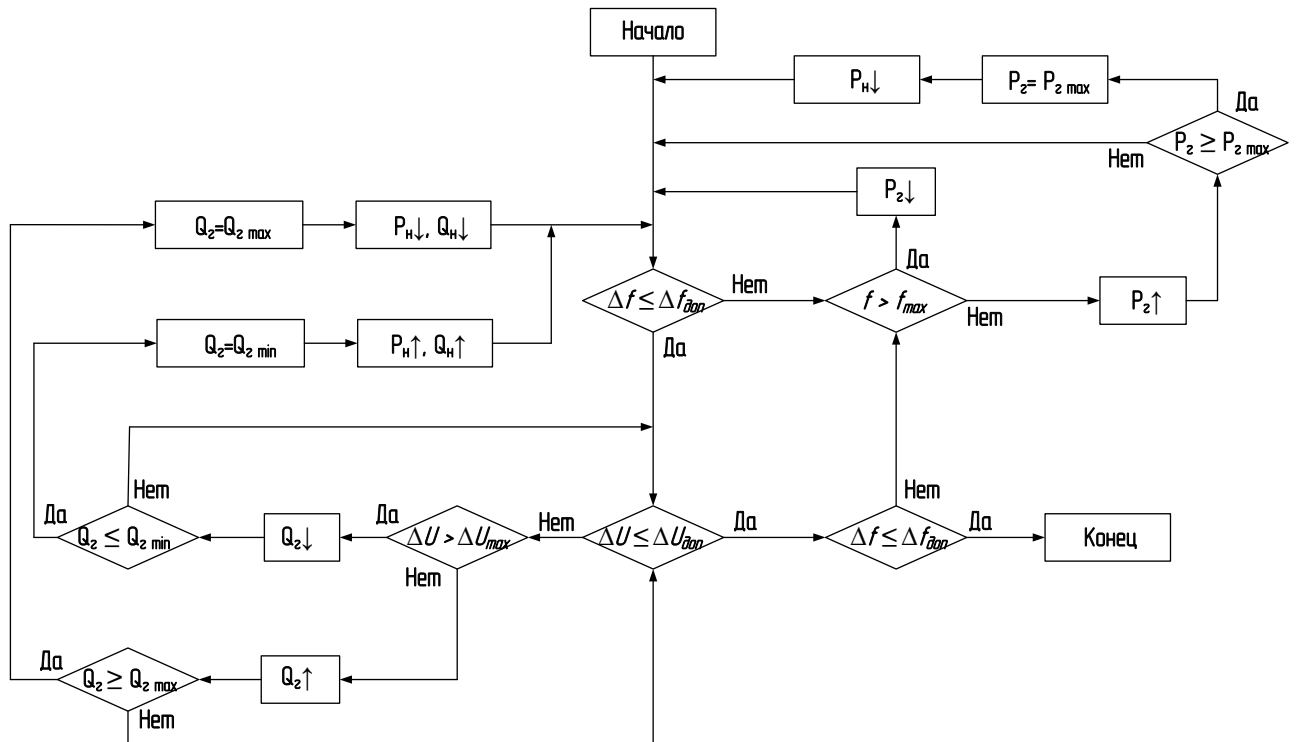


Рисунок 9 – Алгоритм реализации УВ устройства АДА

Из данного соотношения имеем:

$$\Delta f = \frac{\Delta P f_{ном}}{k_f} = \frac{(P_n - P_z) f_{ном}}{k_f}$$

Следовательно, если $f > f_{max} = f_{ном} + \Delta f_{доп}$, активную мощность генерации в энергорайоне необходимо снижать ($P_{г} \downarrow$), а если $f < f_{min} = f_{ном} - \Delta f_{доп}$, то увеличивать ($P_{г} \uparrow$). В случае достижения мощностью генератора значения ограниченного значением $P_{г\ max}$, принимается, что $P_{г} = P_{г\ max}$ и дальнейшие действия по нормализации отклонения частоты выполняются путем снижения мощности нагрузки ($P_{н} \downarrow$) с учетом категорирования электроприемников конкретных потребителей (отключаются менее ответственные электроприемники), наиболее близко расположенных к генератору.

Аналогично выполняется проверка допустимых отклонений напряжения (проверка баланса реактивной мощности в момент предшествующий отделению). Если $U > U_{max}$, то необходимо уменьшать выработку реактивной мощности генераторов ЭСММ, при этом в случае достижения ею нижнего ограничения ($Q_{г} \leq Q_{г\ min}$) она фиксируется ($Q_{г} = Q_{г\ min}$). Дальнейшее снижение уровня напряжений в сети возможно путем повышения загрузки связей за счет

увеличения активной ($P_n \uparrow$) и реактивной ($Q_n \uparrow$) нагрузок. Если $U < U_{min}$, следует увеличивать выработку генератором реактивной мощности, и при достижении ею верхнего предела ($Q_g \geq Q_{g\ max}$) она фиксируется ($Q_g = Q_{g\ max}$). Для дальнейшего повышения уровня напряжений в узлах электрической сети, необходимо снизить загрузку связей за счет уменьшения активной ($P_n \downarrow$) и реактивной ($Q_n \downarrow$) нагрузок. Реализация алгоритма заканчивается после выполнения условий допустимости режима в энергорайоне по уровням частоты и напряжения (сохранение баланса активной и реактивной мощности).

Стоит отметить, что данный алгоритм является универсальным. Для энергорайонов с ЭСММ получающих дополнительную мощность из энергосистемы не характерно выделение на изолированную работу с избытком активной и реактивной мощности. Кроме того, для дальнейшего исследования принимается мощность агрегатов ЭСММ неизменной и номинальной: не учитываются ремонтные режимы, а также различные эксплуатационные режимы генераторов ЭСММ.

4.2 Разработка структурно-функциональной схемы АДА

Принципиальная схема электрической сети энергорайона с ЭСММ приведена на рисунке 10. Объектом исследования является энергорайон с ЭСММ (в данном случае ГТЭС) подключенный к распределительной сети энергосистемы. Схема довольно простая: от шин ГТЭС мощностью запитаны три подстанции с дополнительным отбором мощности из энергосистемы для покрытия дефицита электроэнергии в энергорайоне.

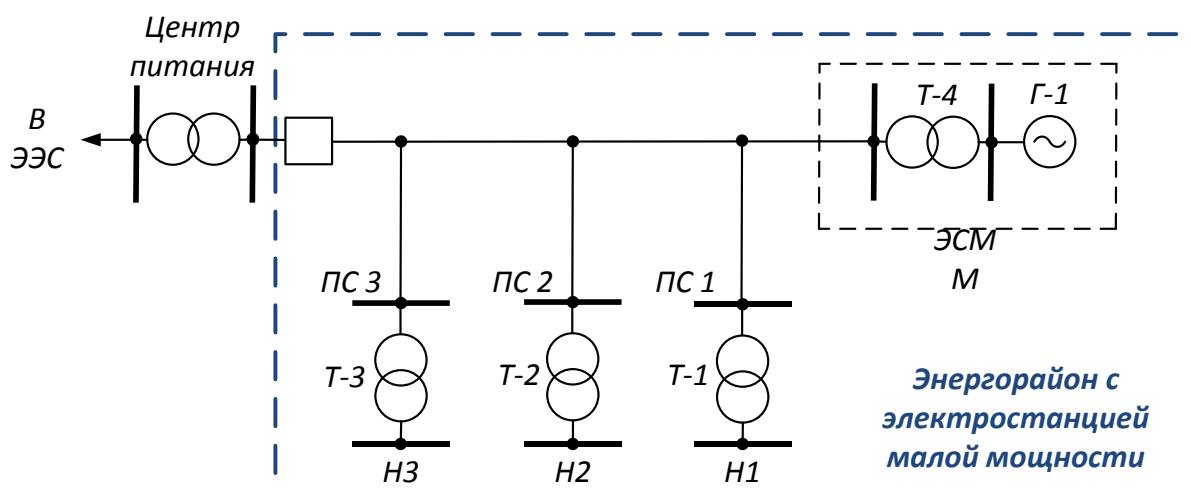


Рисунок 10 – Схема энергорайона с электростанцией малой мощности

Проведённые исследования показали, что для обеспечения надёжной работы электростанций малой мощности, а также бесперебойного электроснабжения потребителей энергорайонов, в которых они эксплуатируются, при возникновении системных аварий в ЭЭС наиболее эффективным видом управляющих воздействий является деление сети.

Эксплуатируемые в настоящее время устройства делительной автоматики, как это было описано в главе 3, являются неадаптивными и осуществляют выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности по факту изменения какого-либо из режимных параметров ЭЭС без текущего контроля режима выделяемого на изолированную работу энергорайона. Отделение энергорайона от ЭЭС, как правило, сопровождается изменением частоты и напряжений в нём, и последующей работой противоаварийной автоматики энергорайона. Однако эффективность такого выделения энергорайонов на изолированную работу редко бывает удачным, и как правило приводит к останову генераторов электростанций и полной потере электроснабжения потребителей энергорайонов. Причиной возникновения подобной ситуации является крайне медленная работа ПА при выделении энергорайонов со значительным небалансом мощности. С учетом этого, в главе 3 были описаны требования к адаптивной делительной автоматике. На основе этих требований на рисунке 11 разработана структурно-функциональная схема устройства адаптивной делительной автоматики.

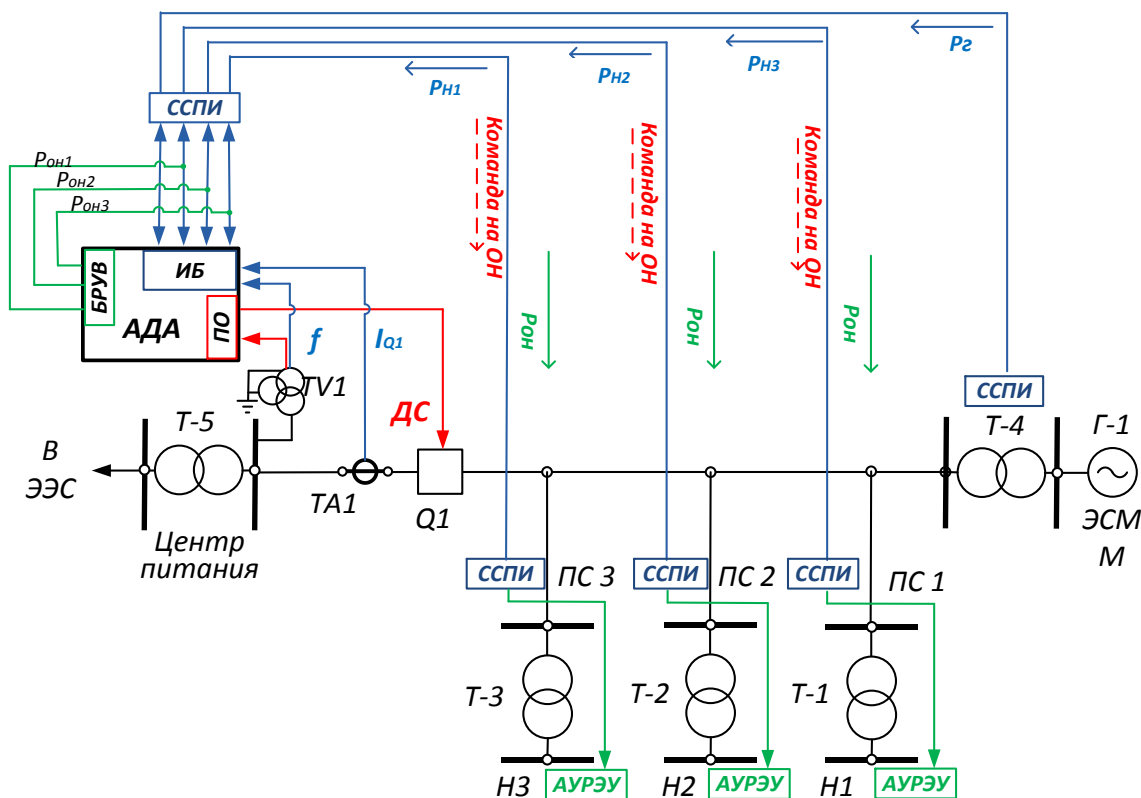


Рисунок 11 – Схема функциональных связей устройства АДА

Устройство АДА в общем случае должно иметь в своём составе пусковые органы, измерительный и вычислительный блоки, а также блок распределения управляющих воздействий.

Делительная автоматики действует при включенном выключателе Q1 на его отключение от следующих пусковых органов (ПО):

- Понижение частоты (признак дефицита мощности в энергосистеме);
- Указанные ПО имеют индивидуальные выдержки времени.

Уставки ПО принимаются следующими [18]:

- Уставка срабатывания по снижению частоты 47–48 Гц, время срабатывания 0,3 с;

Для обеспечения работы пускового органа по факту снижения частоты необходимы аналоговые входы, для присоединения к трансформаторам напряжения, и цифровые входы, для задания уставок по частоте, а также дискретный вход для внешней блокировки работы ПО. Дискретные выходы позволяют передавать сигнал в схему автоматики управления выключателем (АУВ) Q1 и в систему сбора и передачи информации (ССПИ) (рисунок 11). На

рисунке 12 изображена логическая схема пускового органа, срабатывающего по факту снижения частоты.

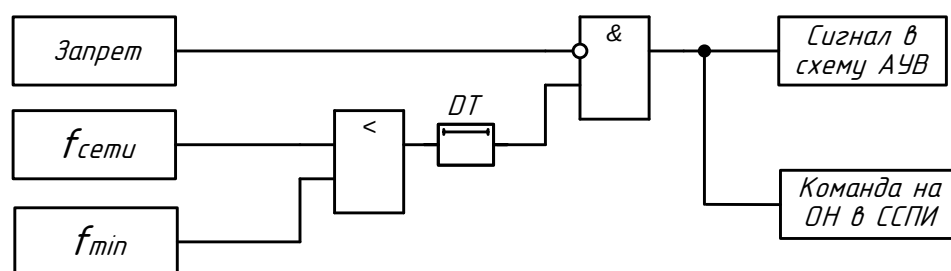


Рисунок 12 – Логическая схема пускового органа по факту снижения частоты

Алгоритм пускового органа, срабатывающего по факту снижения частоты работает следующим образом. На аналоговые входы подаются мгновенные значения частоты от трансформатора напряжения. После преобразования в цифровой код, сигнал поступает на компаратор, который сравнивает текущее значение частоты с заданной уставкой f_{min} . Положительный сигнал запускает таймер DT, реализующий уставку срабатывания по времени, после отсчета заданного времени сигнал уходит в схему АУВ и в ССПИ.

Система сбора и передачи информации – ССПИ – программно-технический комплекс предназначенный для построения систем контроля и управления объектов электроэнергетики, в том числе:

- систем сбора и передачи оперативной информации (ССПИ) подстанций всех уровней напряжения;
- автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций с высшим уровнем напряжения не более 110 кВ;
- автоматизированных систем управления электрической части электростанций;
- систем контроля и управления иного назначения в соответствии с обеспечиваемыми функциями.

Основными функциями устройства являются:

- Сбор сигналов телеизмерений (ТИ) и оперативной телесигнализации (ТС) состояния основного оборудования ПС.

- Сбор сигналов аварийно-предупредительной сигнализации (АПТС) по основному оборудованию и оборудованию смежных подсистем.
- Обмен оперативной информацией с удаленными диспетчерскими центрами.
- Выдача сигналов телеуправления (ТУ) оборудованием ПС.
- Реализация логики и функционала ОБР.
- Сбор информации от смежных подсистем в цифровом виде.
- Визуализация информации.

Для функционирования управляющей системы и выработки программной информации для управляющих устройств необходима информация о протекании процесса производства и распределения электроэнергии. Поэтому в управляющую систему входят информационные устройства. Передаваемая ими информация вводится в вычислительные комплексы, либо становится визуализированной. Таким функциональным элементом устройства АДА (рисунок 11) является измерительный блок. В измерительном блоке (ИБ) осуществляется измерение основных режимных параметров (частота, напряжение) на шинах ЦП энергосистемы, а также активной мощности отпускаемой в энергорайон с шин ЦП. Контроль потребляемых и вырабатываемых мощностей на подстанциях потребителей и объектах генерации энергорайона, обеспечивается интеграцией АДА с системой сбора и передачи информации энергорайона. Следует отметить, что данный блок должен работать как с аналоговой (измеренные величины от TV и ТА), так и с цифровой (сигналы от ССПИ) информацией.

Основным отличием АДА от существующих устройств ДА, является наличие вычислительного блока (ВБ). ВБ, должен непрерывно производить расчёт объёмов УВ по данным текущих измерений режимных параметров энергосистемы и энергорайона (до и после отделения на изолированную работу) и передавать их в блок распределения управляющий воздействий (БРУВ) с последующей переадресацией в устройства ССПИ и в автоматические

устройства разгрузки энергоузла (АУРЭУ), установленные на подстанциях ПС1, ПС2 и ПС3 энергорайона (рисунок 11).

В общем виде суммарная активная мощность нагрузки энергорайона, которая подлежит отключению, вычисляется по формуле:

$$\Delta P_{\text{откл.нагр}} = \frac{\Sigma P_{\Gamma}}{1,05} - \Sigma P_{\text{нагр}} \cdot \left(1 + \frac{(f_{\text{ном}} - f_{\text{предш}})}{f_{\text{ном}}} \cdot K_{pf}\right) \quad (1)$$

где ΣP_{Γ} – суммарная активная мощность, вырабатываемая генераторами ЭСММ на момент, предшествующий выделению энергорайона, МВт;

$\Sigma P_{\text{нагр}}$ – суммарная активная мощность, потребляемая нагрузкой в момент, предшествующий выделению энергорайона, МВт;

$f_{\text{предш}}$ – частота напряжения на шинах центра питания (ЦП) на момент, предшествующий выделению энергорайона, Гц;

K_{pf} – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки.

В случае, если после выделения энергорайона с ЭСММ, частота находится на уровне ниже 49 Гц, вычислительный блок рассчитывает небаланс активной мощности в энергорайоне исходя из отклонения частоты от номинального значения по следующему выражению:

$$\Delta P_{\text{откл.нагр}} = \Sigma P_{\Gamma} \cdot \frac{(f_{\text{ном}} - f_{\text{предш}})}{f_{\text{ном}}} \cdot K_{pf} \quad (2)$$

Полученные объемы управляющих воздействий должны быть распределены между нагрузками подключенных к энергорайону подстанций. Данную роль выполняет блок распределения управляющих воздействий (БРУВ). Распределение УВ между подстанциями должно происходить пропорционально измеренным значениям мощностей нагрузок потребителей. Для оптимального распределения УВ между подстанциями энергорайона в алгоритме расчета УВ, также должен использоваться коэффициент участия нагрузки подстанции k_i в общем потреблении энергорайона:

$$k_i = \frac{P_{ni}}{P_{n\Sigma}} \quad (4)$$

На рисунке 13 приведен алгоритм работы блока распределения управляющих воздействий по активной мощности.

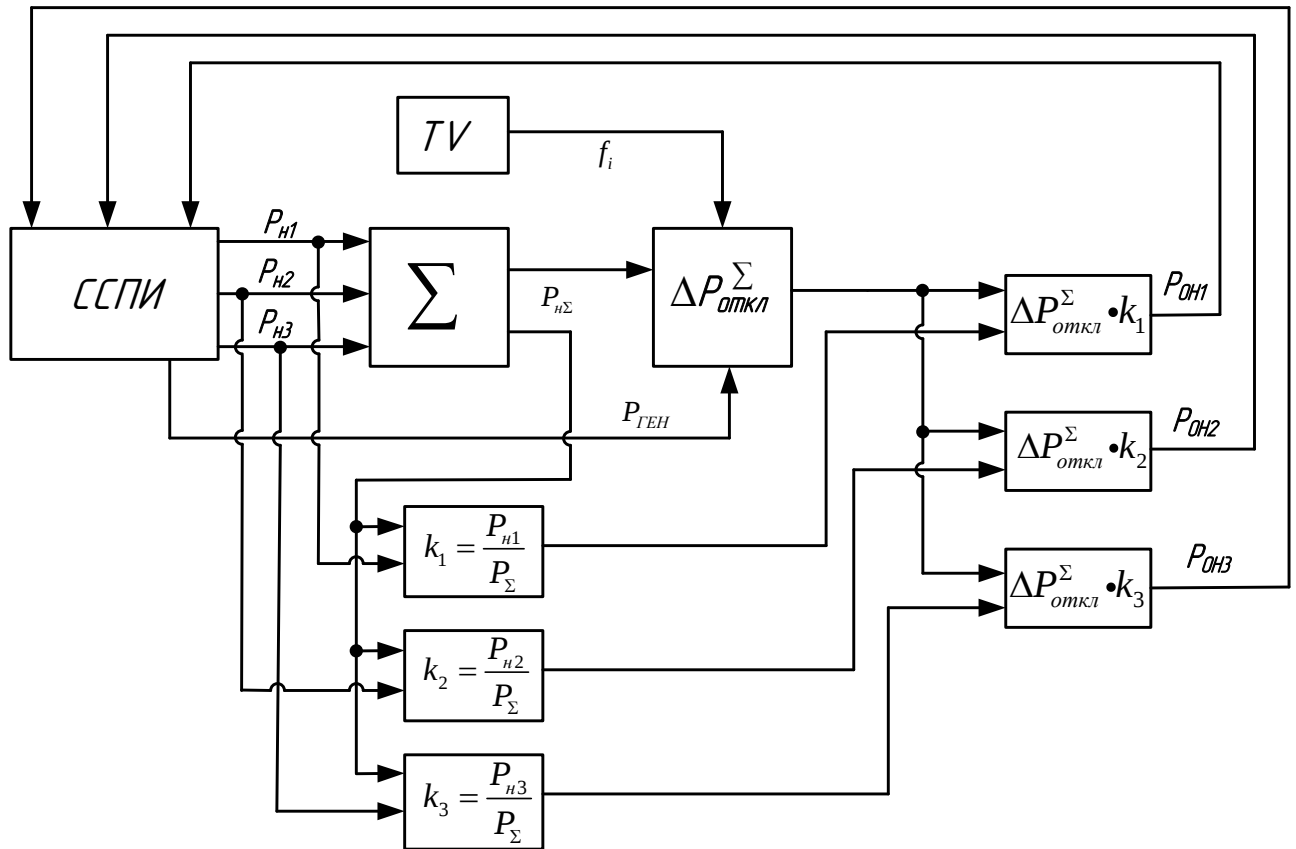


Рисунок 13 – Реализация алгоритма БРУВ

По полученным замерам активной мощности нагрузок подстанций от ССПИ рассчитывается величина УВ по активной мощности по (1). По этим же величинам нагрузок определяются коэффициенты участия каждой подстанции в общем потреблении энергорайона. Полученные коэффициенты умножаются на величину суммарного объема УВ и в виде цифровой информации поступают в ССПИ, откуда каждой подстанции направляется свой распределенный объемы отключения нагрузки $\Delta P_{откл}^{\Sigma} \cdot k_i$. Таким образом, происходит пропорциональное распределение общего объема УВ по объектам энергорайона, при этом исключается ошибка расчета избыточных объемов отключения и неверного их распределения.

Аналогично БРУВ работает при распределении объемов реактивной мощности способом контроля баланса реактивной мощности. Отличие лишь в

том, что здесь объем УВ определяется как разница между генерацией и потреблением реактивной мощности.

Автоматические устройства разгрузки энергоузла (АУРЭУ) представляют собой отдельное законченное исполнительное устройство, принимающие объемы УВ и производящее отключение отдельных потребителей. Разработка данного устройства является самостоятельным вопросом и в данной работе не рассматривается.

На основе описанных компонентов можно составить структурно-функциональную схему устройства АДА (рисунок 14).

Устройство работает следующим образом. При возникновении аварийной ситуации в энергосистеме приводящей к недопустимому снижению частоты, либо напряжения, установленное на шинах центра питания ПО устройства АДА, по факту снижения частоты или напряжения ниже уставки срабатывания, формирует команду на деление сети (ДС), непосредственным воздействием на автоматику управления выключателем Q1 и команду на отключение нагрузки (ОН). Одновременно с этим, на основании последних измеренных ИБ параметров, в ВБ рассчитываются объёмы УВ на отключение части нагрузок Н1, Н2, Н3 (рисунок 14), в соответствии с описанным выше алгоритмом.

БРУВ производит распределение объемов УВ по подстанциям энергорайона, передаёт дозирующие УВ в АУРЭУ, установленным на подстанциях ПС1, ПС2 и ПС3 энергорайона. АУРЭУ разрешает реализовать УВ только при приеме на него команды на ОН, поступающей от ПО, в иных других случаях автоматика находится в дежурном режиме.

Фактически, на момент выделения энергорайона, производится отключение нагрузки для создания нового баланса мощности в изолированном районе с ЭСММ.

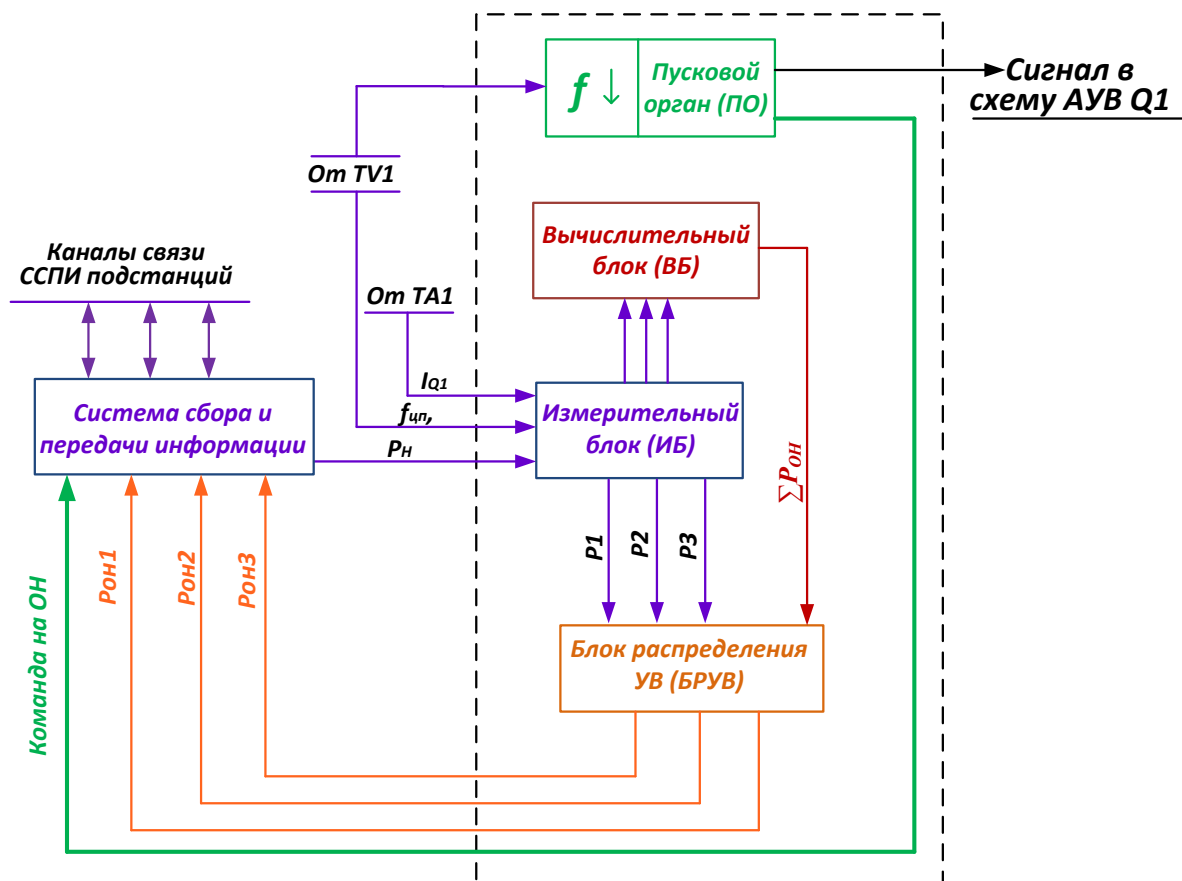


Рисунок 14 – Структурно-функциональная схема устройства АДА

4.3 Моделирование работы АДА

Объектом исследования является рассмотренный выше энергорайон с ЭСММ (в данном случае ГТЭС) подключенный к распределительной сети энергосистемы (рисунок 28). Схема довольно простая: от шин ГТЭС мощностью 12 МВт запитаны три подстанции напряжением 35/6 кВ с дополнительным отбором мощности из энергосистемы для покрытия дефицита электроэнергии в энергорайоне. В качестве балансирующего узла выбран узел энергосистемы.

Расчет установившегося режима будет проводиться при помощи ПК RastrWin, расчет переходных процессов – ПК Мустанг. Параметры генерирующих узлов, мощность нагрузки, марки трансформаторов, а также необходимые данные для расчета представлены в Приложении Б. Параметры установившегося режима сведены в Приложение В.

На рисунке 15 приведен результат расчета установившегося режима энергорайона с ЭСММ. Как видно, из энергосистемы энергорайон потребляет дополнительно $2+j2,6$ МВА.

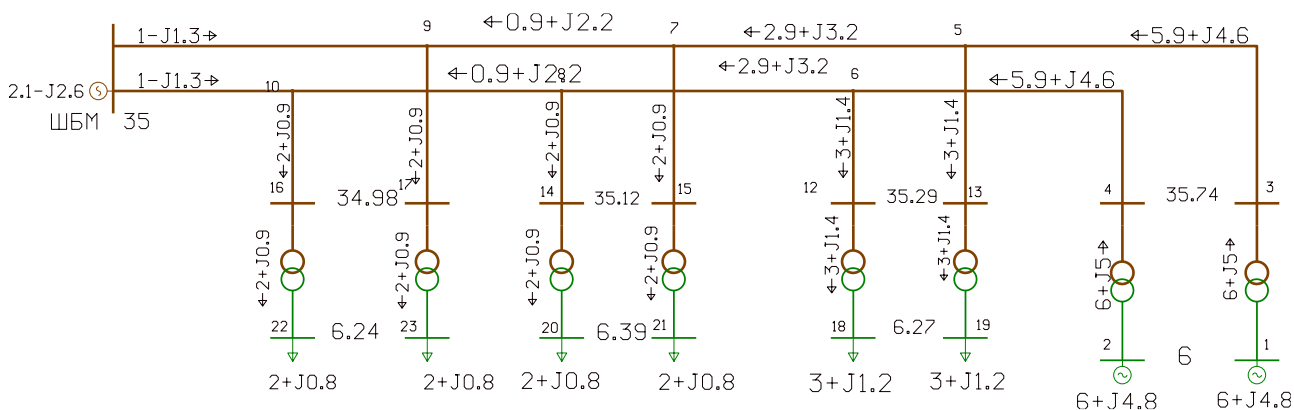


Рисунок 15 – Результат расчёта нормального установившегося режима энергорайона с ЭСММ при небалансе мощности

Помимо установившихся режимов для исследования изменений частоты и напряжения в выделившемся энергорайоне, рассчитывались и переходные режимы в ПК Мустанг. Переходные режимы выполнялись для следующих условий:

- Выделение энергорайона на несбалансированную нагрузку;
- Выделение энергорайона на сбалансированную нагрузку.

При отделении от энергосистемы происходит снижение частоты до величины 48,8 Гц (рисунок 18). Как описано выше агрегаты ЭСММ при снижении частоты до 49 Гц с выдержкой 0,2 с. отключаются технологическими защитами, и как следствие энергорайон остается без питания.

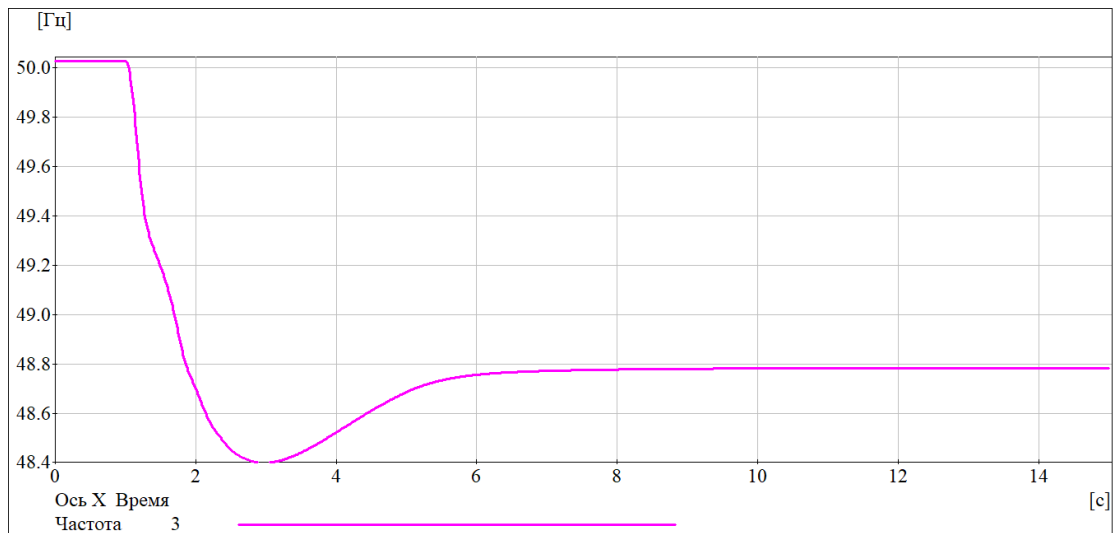


Рисунок 16 – Изменение частоты в выделенном энергорайоне, при отделении от энергосистемы, при дефиците мощности в 8,8 МВт

В этом случае эффективным мероприятием является компенсация перетока мощности из энергосистемы отключением части нагрузок на подстанциях. Для этого необходимо создать модель вычислительного и распределительного блоков устройства АДА (рисунки 15, 16).

Изменение частоты при выделении энергорайона на сбалансированную нагрузку по расчетам УВ для первого и второго вариантов представелны соответственно на рисунках 21 и 22. Как видно из графиков способы выделения идентичны.

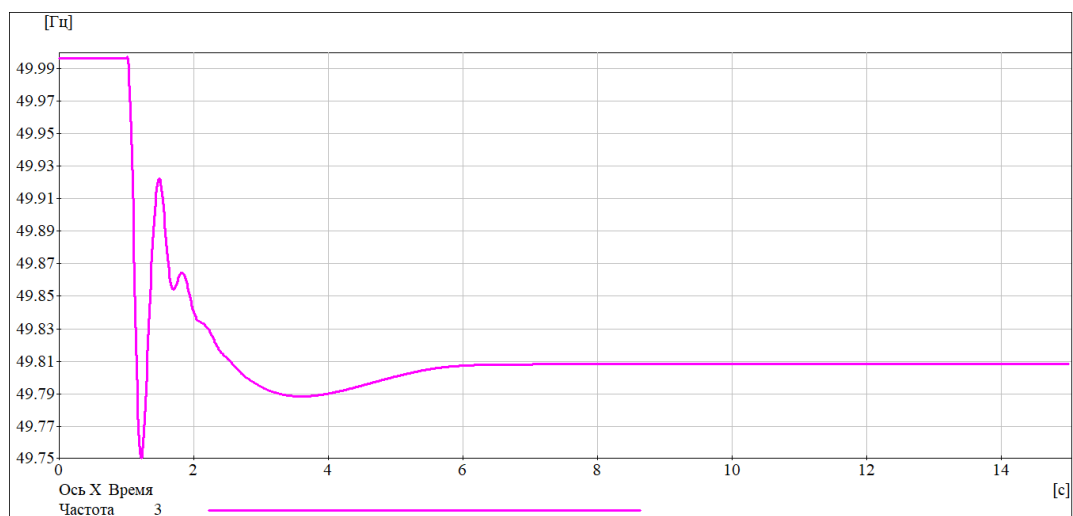


Рисунок 17 – Изменение частоты при выделении энергорайона на сбалансированную нагрузку по первому варианту

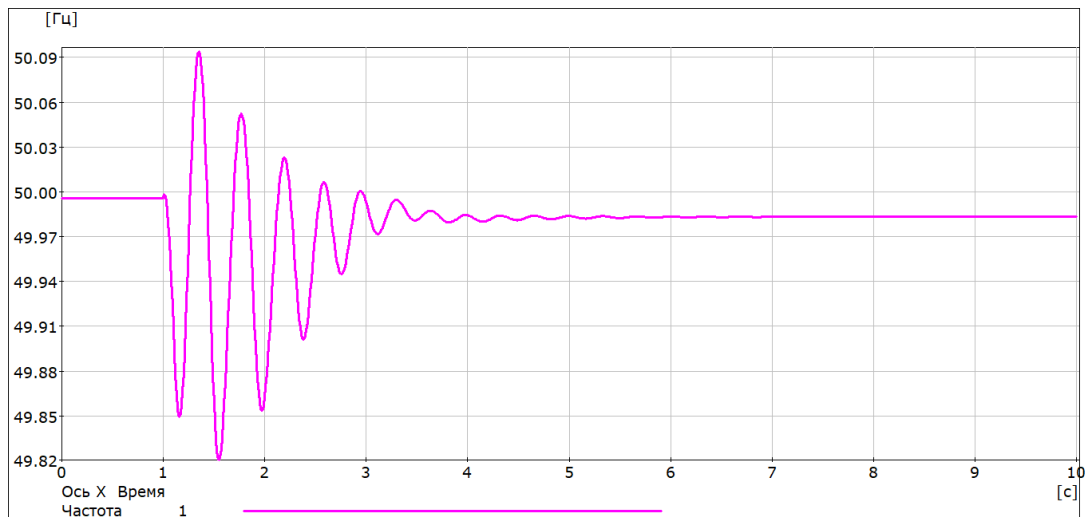


Рисунок 18 – Изменение частоты при выделении энергорайона на сбалансированную нагрузку по второму варианту

Аварийный режим наблюдается и при дефиците реактивной мощности (рисунок 23). Как описано выше агрегаты ЭСММ при снижении напряжения до значения $0,9U_{\text{ном}}$ с выдержкой 0,2 с. отключаются технологическими защитами, и как следствие энергорайон остается без питания. Кроме того, снижение напряжения на шинах НН подстанций ниже критического может привести к лавине напряжения. В этом случае необходимо скомпенсировать переток мощности из энергосистемы отключением части нагрузок на подстанциях.

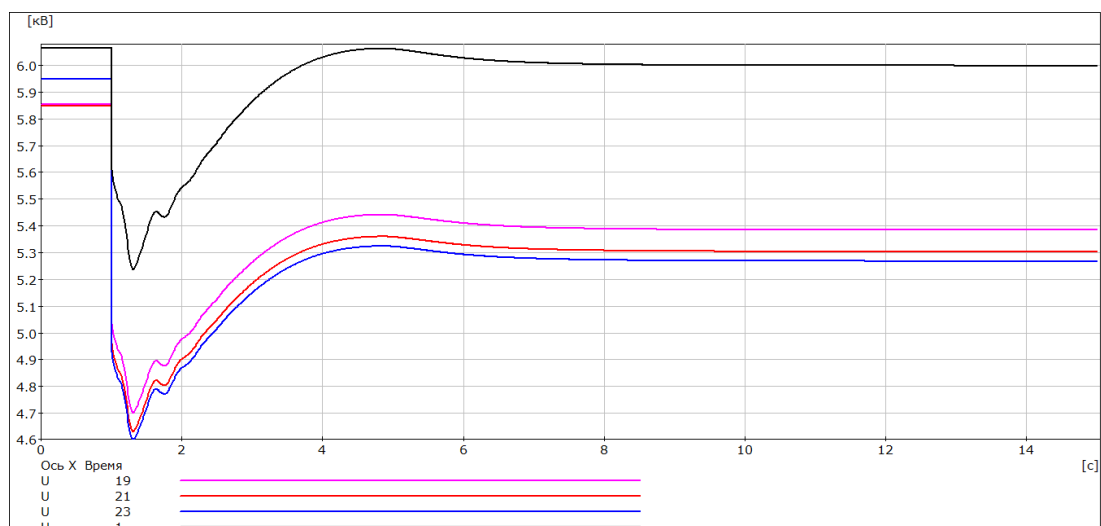


Рисунок 19 – Изменение напряжения на выводах генератора (1) и на шинах НН подстанций (19, 21, 23) в выделенном энергорайоне, при отделении от энергосистемы, при дефиците мощности в 20 МВар

Выделение энергорайона на сбалансированную нагрузку при снижении напряжения в энергосистеме производится пропорционально разгрузке по активной мощности. Алгоритм работы блоков аналогичен разгрузке по замеру активной мощности в момент отделения (рисунок 20) и представлен на рисунке 23.

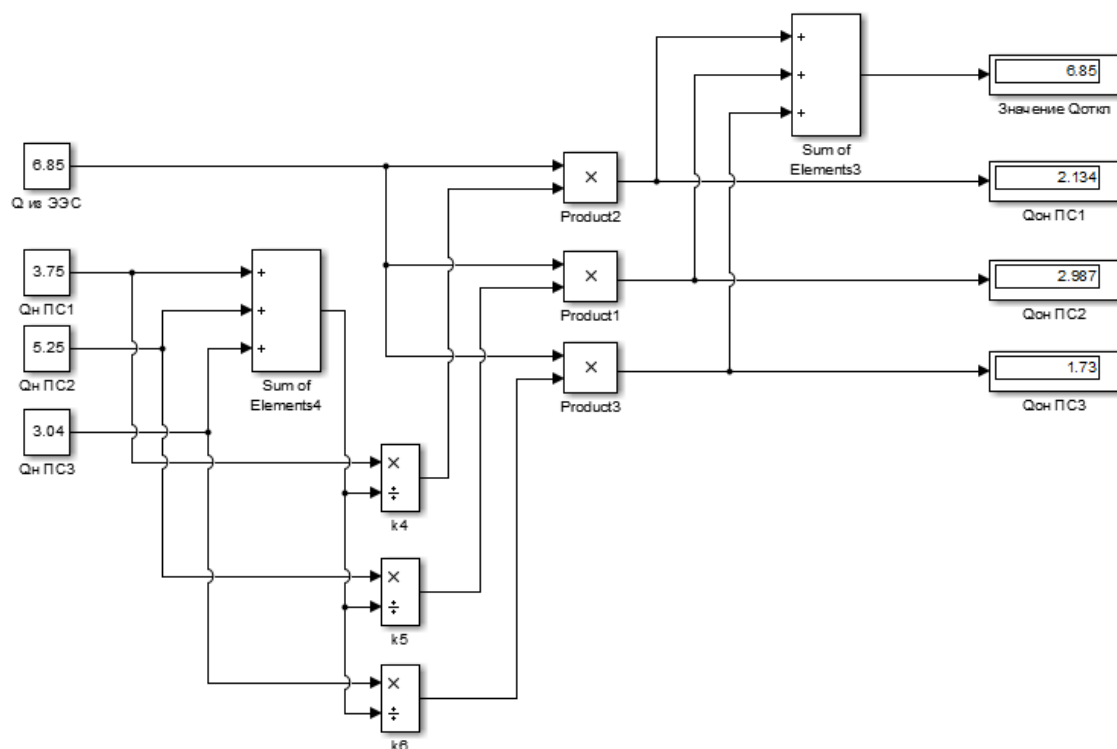


Рисунок 20 – Модель вычислительного и распределительных блоков АДА по реактивной мощности

Как видно из моделирования переходного процесса (рисунок 21) при выделении напряжения шинах НН подстанций, а также на выводах генераторов находятся в пределах допустимых значений, согласно [4].

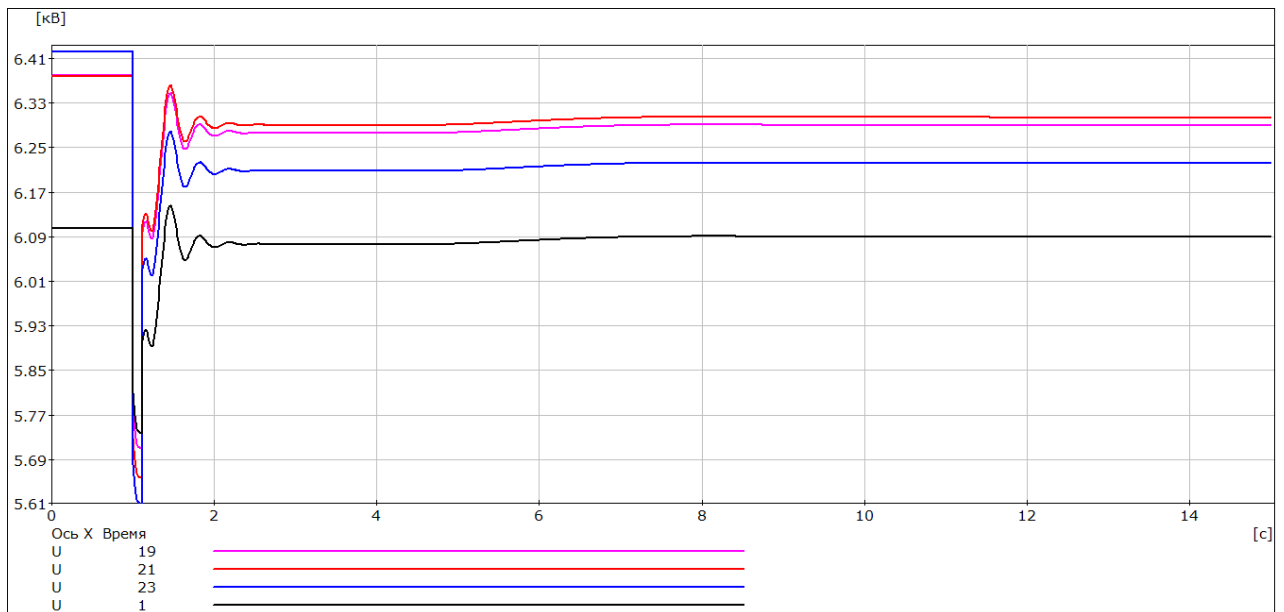


Рисунок 21 – Изменение напряжения на выводах генератора (1) и на шинах НН подстанций (19, 21, 23) в энергорайоне при выделении его на сбалансированную нагрузку

Изменение активной и реактивной нагрузок на подстанциях при выделении энергорайона на сбалансированную нагрузку приведено на рисунке 22. Из графиков видно, что пропорционально изменению активной изменяется и реактивная мощность.

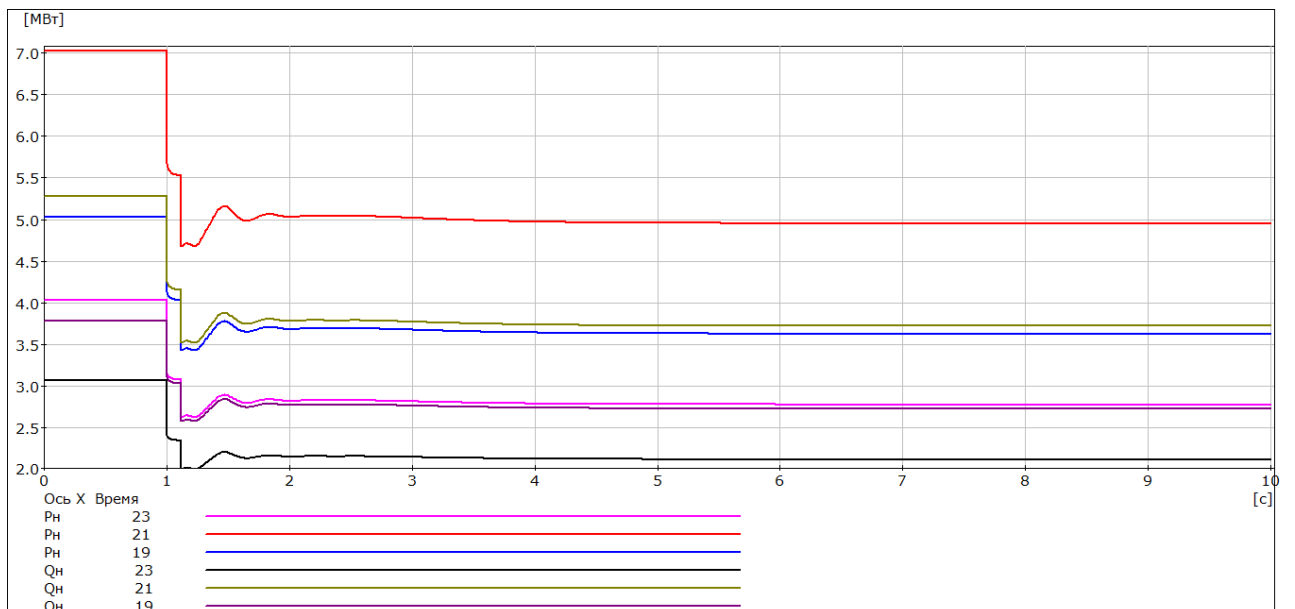


Рисунок 22 – Изменение активной и реактивной мощности при ее отключении на шинах НН подстанций (19, 21, 23) в энергорайоне при выделении его на сбалансированную нагрузку

В Приложении Г представлены графики изменения частоты, напряжения и мощности нагрузок для режимов с различными значениями перетоков мощности из энергосистемы.

Так же стоит отметить, что использование разгрузки по напряжению при помощи качественной зависимости, отражающей связь реактивной мощности с напряжением в узлах потребления (рисунок 14) является резервным методом и применяется автономно подстанцией в случае потери каналов связи с ЦП, и в данной работе не рассматривается.

4.4 Моделирование АДА в ПК MATLAB Simulink

Для получения представления о процессах, протекающих в электрической сети энергосистемы, а также для проверки правильности функционирования алгоритма управления АДА, разработана цифровая модель исследуемого энергорайона с ЭСММ и модель логики АДА в среде MathLab Simulink (рисунки 23, 33).

С помощью разработанной имитационной модели выполнено:

- моделирование режима параллельной работы энергорайона с энергосистемой;
- моделирование режима выделения энергорайона на изолированную работу с небалансом активной мощности;
- моделирование режима выделения энергорайона на сбалансированный режим работы действием АДА;
- настройка алгоритма АДА.

4.4.1 Моделирование энергорайона с ЭСММ

Модель рассматриваемого энергорайона с ЭСММ, представлена электрооборудованием 6,3-35 кВ и состоит из блоков, представленных в таблице 8.

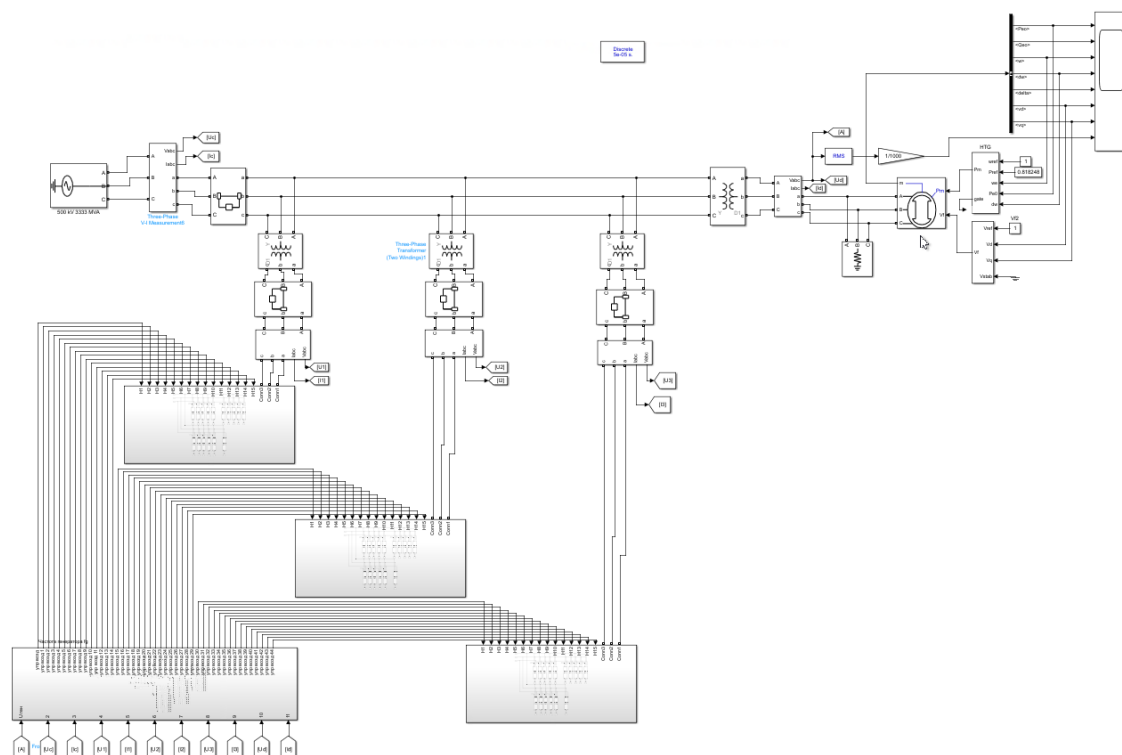
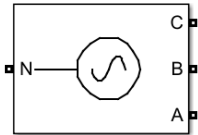
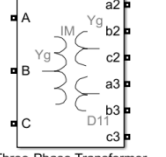
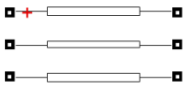
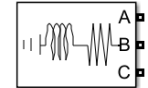
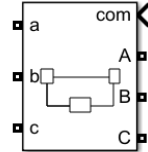
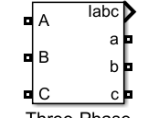
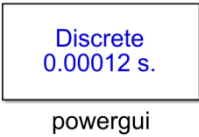
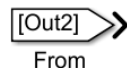
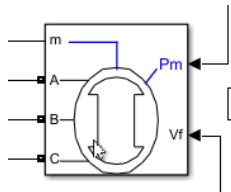


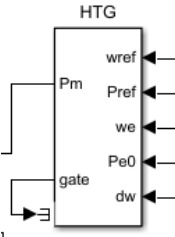
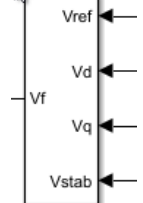
Рисунок 23 – Модель энергорайона с ЭСММ в ПК MatLab Simulink

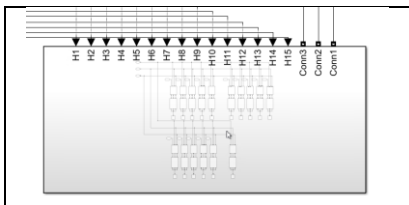
Таблица 8 – Блоки, используемые при моделировании сечения исследуемой ЭС

Блок	Оригинальное название блока	Русское название блока	Принцип действия
Блоки, используемые в модели энергосети			
 Three-Phase Source	Three-Phase Source	Источник питания с изолированной нейтралью, соответствует реальному источнику питания	Вырабатывает трехфазную систему напряжений
 Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Three Windings)	Three-Phase Transformer (Two Windings)	Двухобмоточный Трехфазный Трансформатор	Выполняет функции трехфазного двухобмоточного трансформатора
 Distributed Parameters Line	Distributed Parameters Line	Линия электропередачи с распределенными параметрами	Моделирует многофазную линию электропередачи с распределенными параметрами

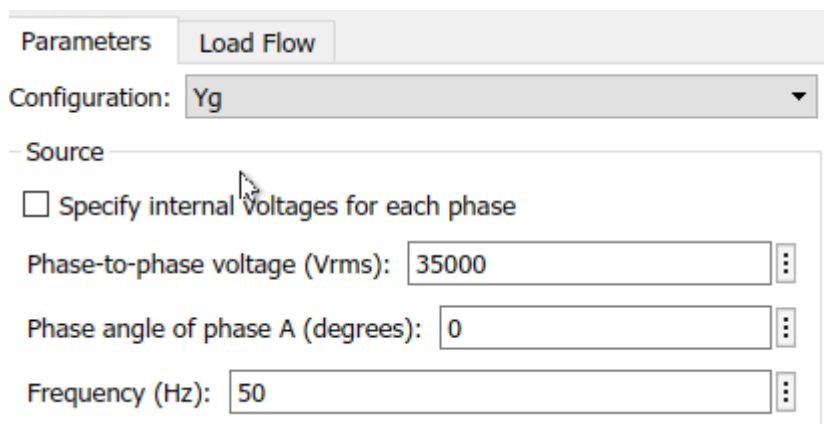
 Three-Phase Series RLC Load	Series RLC Load/ Three-Phase Series RLC Branch	Последовательная	Выполняет функции RLC Нагрузки
 Three-Phase Breaker	Three-Phase Breaker	Высоковольтное коммутационное устройство	Производит отключение трехфазных цепей
 Three-Phase V-I Measurement	Three-Phase V-I Measurement	Трехфазный измеритель	Выполняет измерение токов и напряжений в трехфазных цепях.
 powergui	Powergui	Графический интерфейс пользователя	Используется для расчетов параметров линии и
 From	From/Goto	Передачик сигнала	Передает сигнал от одного блока к другому
	Synchronous Machine pu Standard	Синхронная машина, генератор	Моделирует синхронную машину в генераторе или моторном режиме с помощью стандартных параметров в pu модулях

Продолжение таблицы 8

	HTG	Гидравлическая турбина с регулятором	Модель гидравлической турбины с системой регулирования.
	Excitation System	Система возбуждения синхронной машинь,	Позволяет регулировать напряжение на зажимах машины, работающей в генераторном режиме. За основу модели блока взят возбудитель без учета насыщения магнитной цепи.

	Subsystem	Компактный блок	Блок программируемой логики
---	-----------	-----------------	-----------------------------

Источники напряжения имитируются с помощью блока Three-Phase Source. Данный блок состоит из трех источников переменного напряжения, соединенных в звезду с нулевым проводом, внутреннее активно-индуктивное сопротивление не задано, все три фазы нагружены равномерно, источник выдает в сеть напряжение равное 35 кВ.



Parameters Load Flow

Configuration: Yg

Source

☐ Specify internal voltages for each phase

Phase-to-phase voltage (Vrms): 35000

Phase angle of phase A (degrees): 0

Frequency (Hz): 50

Рисунок 24 – Параметры трехфазного источника напряжения

Силовые трансформаторы имитируются с помощью блока Three-phase Transformer (Two Windings). В параметрах трансформатора задается: тип соединения обмоток, номинальная мощность, частота, номинальные напряжения трех фаз, сопротивление цепей намагничивания в о.е., ток холостого хода в процентах (рисунок 30).

Рисунок 25 – Параметры трансформатора

Воздушная линия представлена блоком Distributed Parameters Line. Данный блок моделирует многофазную линию электропередачи с распределенными параметрами. Расчет параметров моделей ЛЭП производится на основании характеристик проводов и геометрических размеров линии при помощи блока Powergui (вкладка Tools, RLC Line Parameters)

Для расчета параметров линий необходимо заполнить ряд параметров:

1) Геометрические параметры проводов ЛЭП (рисунок 31):

- количество фазных проводов (Number of phase conductors):
- обозначение проводов (p1, p2, p3);
- номер фазы (1, 2 ,3);
- горизонтальное положение проводника (X);
- расстояние от точки крепления провода до земли (Y_{tower});
- минимальное расстояние от провода до земли (Y_{min});
- номер типа проводника (Cond. type);
- количество заземленных проводов (Number of ground wires).

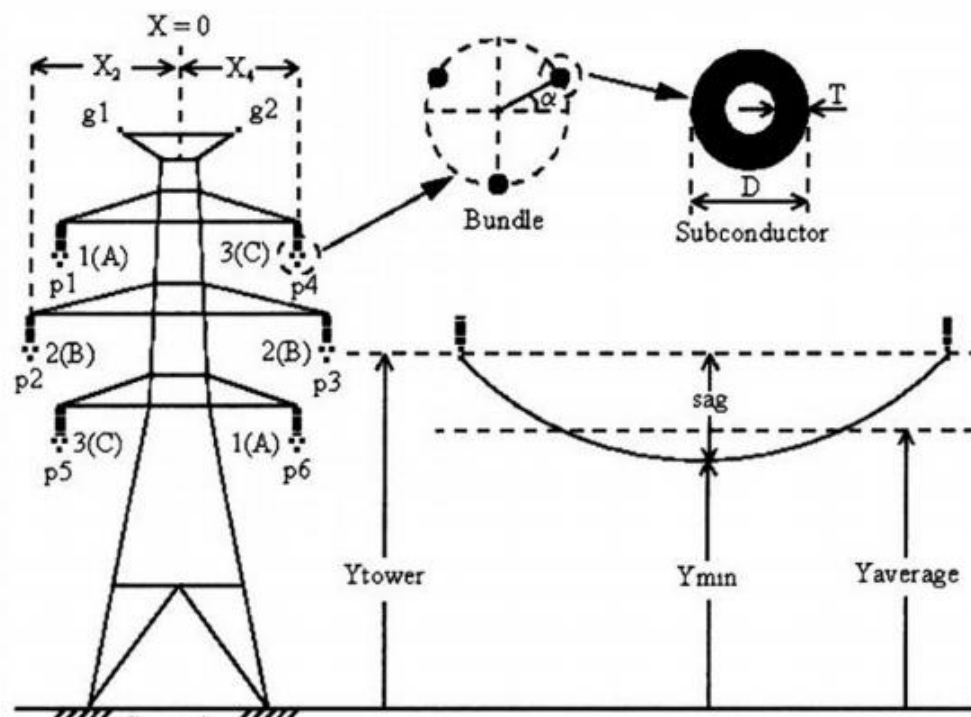


Рисунок 26 – Конфигурация и геометрические параметры проводов трехфазной двухцепной линии

2) Характеристики проводов:

- количество типов проводников (Number of conductor types);
- T/D ratio (отношение толщины проводящего материала к его наружному диаметру для полого проводника);
- средний геометрический радиус (Geometric Mean Radius (GMR));
- реактивное сопротивление проводника на единицу длины (Reactance X_a);
- учёт скин-эффекта (Include conductor skin effect);
- тип проводника (Conductor type);
- внешний диаметр проводника (Conductor outside diameter);
- удельное активное сопротивление проводника (Conductor DC resistance), Ом/км;
- относительная магнитная проницаемость проводника (Conductor relative permeability);
- количество проводов в расщеплённой фазе (Number of conductors per bundle);
- диаметр расщеплённого проводника (Bundle diameter);

- угол проводника №1, он определяет положение первого проводника в расщепленной фазе по отношению к горизонтальной линии, параллельной земле (Angle of conductor 1), град. В случае если в фазе один проводник, то значение параметра равно нулю.

The screenshot shows a 'Parameters' dialog box with the following fields and values:

- Number of phases [N]: 3
- Frequency used for rlc specification (Hz): 50
- Resistance per unit length (Ohms/km) [NxN matrix] or [r1 r0 r0m]: [0.033612 0.17475]
- Inductance per unit length (H/km) [NxN matrix] or [l1 l0 l0m]: [0.00097478 0.0033642]
- Capacitance per unit length (F/km) [NxN matrix] or [c1 c0 c0m]: [1.1939e-08 7.3942e-09]
- Line length (km): 70
- Measurements: None

Рисунок 27 – Результаты расчёта параметров воздушной линии

Нагрузка представляется блоком Subsystem состоящим из нескольких блоков Series RLC Load подключенных к общей шине с помощью Breaker (трехфазный выключатель). Series RLC Load представляет собой три симметричные цепи, состоящие из последовательно включенных активных сопротивлений, схема соединения - звезда с заземленной нейтралью. Данный способ моделирования нагрузки позволяет не учитывать влияние СХН на результаты моделирования рисунок 34.

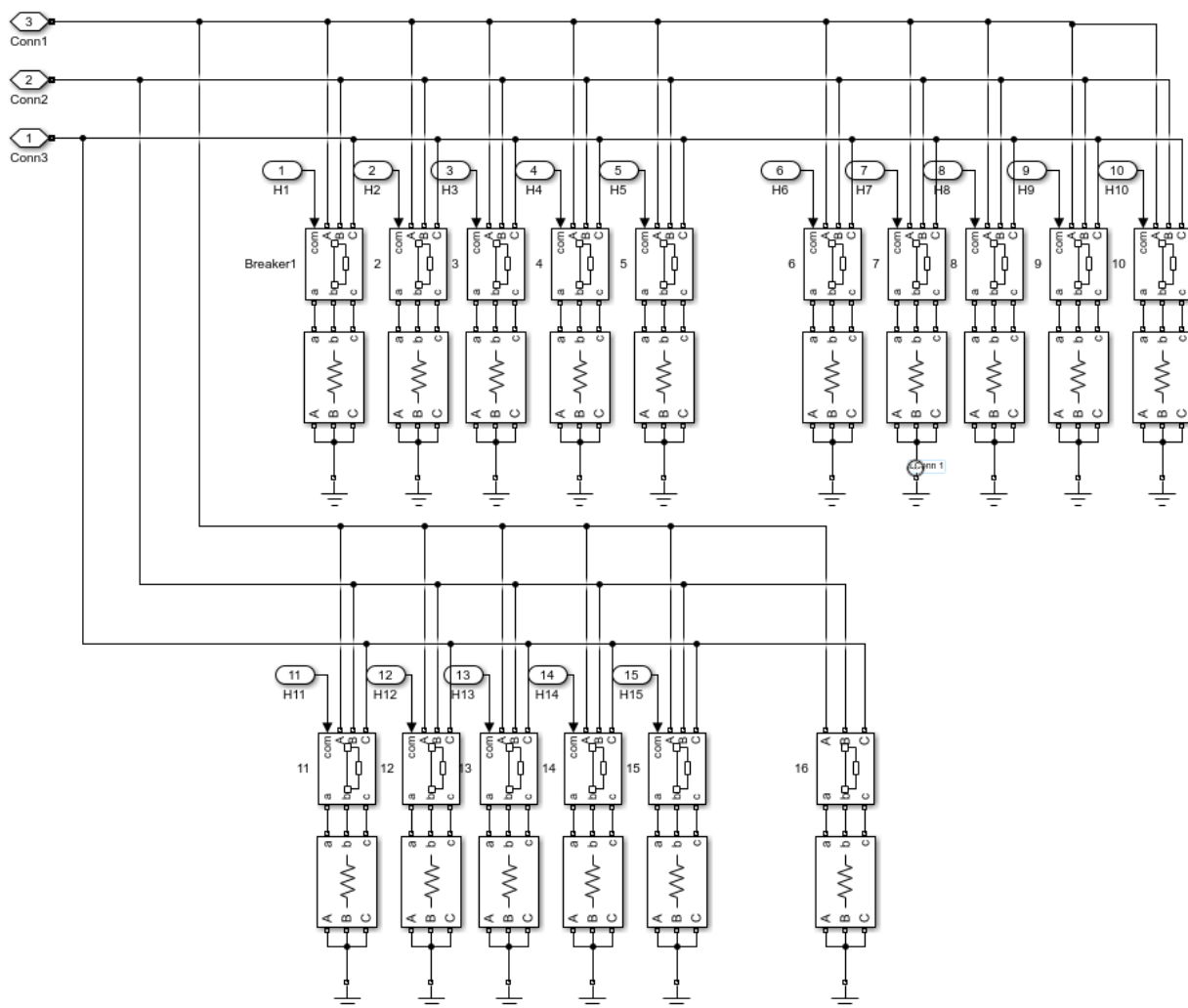


Рисунок 28 – Модель нагрузки на ПС 1 в ПК MatLab Simulink

Измерение тока и напряжение на линиях 6,3-35 кВ происходит с помощью трехфазного измерителя (Three-Phase V-1 Measurement). Данный модуль настроен на измерение фазного напряжения и тока в каждой фазе в и.е. рисунок 35.

Parameters	
Voltage measurement	phase-to-phase
☐ Use a label	
☐ Voltages in pu, based on peak value of nominal phase-to-ground voltage	
☐ Voltages in pu, based on peak value of nominal phase-to-phase voltage	
Current measurement	yes
☐ Use a label	
☐ Currents in pu	
Output signals in:	Complex

Рисунок 29 – Параметры трехфазного измерителя

Коммутации производятся с помощью трехфазного выключателя переменного тока (3-Phase Breaker). Блок состоит из трёх отдельных выключателей, управляемых одним сигналом. Начальное состояние ключей – Closed (все ключи закрыты). Сигнал на открытие ключа подается с блока Subsystem, положению «замкнут» соответствует сигнал «1», «разомкнут» - «0». Сопротивления выключателей выбрано по умолчанию. Выключатель может управляться как входным сигналом, так и таймером.

Parameters

Initial status: closed

Switching of:

☒ Phase A ☒ Phase B ☒ Phase C

Switching times (s): [2] ⋮ ☒ External

Breaker resistance R_{on} (Ohm): 0.01 ⋮

Snubber resistance R_s (Ohm): 1e6 ⋮

Snubber capacitance C_s (F): inf ⋮

Measurements None ⋮

Рисунок 30 – Параметры трехфазного выключателя переменного тока

Чтобы избавиться от лишних соединительных линий использовались блоки Goto/From. Блоки осуществляют телеметрию от измерительных приборов до блока автоматики.

From

Receive signals from the Goto block with the specified tag. If the tag is defined as 'scoped' in the Goto block, then a Goto Tag Visibility block must be used to define the visibility of the tag. After 'Update Diagram', the block icon displays the selected tag name (local tags are enclosed in brackets, [], and scoped tag names are enclosed in braces, {}).

Parameters

Goto tag: I_220_L1 ⋮ Update Tags

Goto source: [diplom203/Goto](#)

Icon display: Tag ⋮

Goto

Send signals to From blocks that have the specified tag. If tag visibility is 'scoped', then a Goto Tag Visibility block must be used to define the visibility of the tag. The block icon displays the selected tag name (local tags are enclosed in brackets, [], and scoped tag names are enclosed in braces, {}).

Parameters

Goto tag: Out1 ⋮ Rename All... Tag visibility: local ⋮

Рисунок 31 – Параметры блоков Goto и From

Данная модель была рассчитана дискретным методом с помощью блока Powergui, так как процесс расчета занимает меньше времени. Дискретизация выполняется с использованием метода Тастина (интегрирование методом трапеций с фиксированным шагом). Для того чтобы устранить замкнутые алгебраические контуры при дискретизации моделей электрических машин, применяется прямой метод Эйлера. Точность расчета определяется величиной шага дискретизации. При большом шаге дискретизации точность может быть не высока. Для выбора нужного значения шага требуется выполнить несколько расчетов с разными значениями величины шага дискретизации и сравнить результаты с расчетом по непрерывной модели. После сравнения следует выбрать наибольшее значение шага, при котором разницу с расчетом по непрерывной модели можно считать несущественной. Исходя из литературных источников шаг дискретизации был принят 0,00012 с.

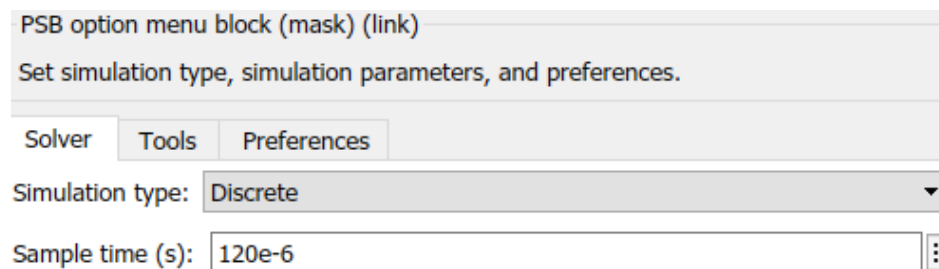


Рисунок 32 – Параметры блока Powergui

Собранная электрическая модель исследуемого сечения верифицирована с моделью, созданной в программном комплексе RastrWin3. Разница в значениях напряжение составила десятые доли процента, а значения тока отличаются менее чем в 5%. Можно сделать вывод, что модель, собранная в ПК MatLab Simulink, соответствует исходным данным и может использоваться для проверки функционирования АДА.

4.4.2 Разработка модели АДА

Моделирование схем логики АДА было выполнено с помощью программного комплекса MatLab Simulink. Схема состоит из трех основных частей: входные данные, логико-вычислительная часть и выходные данные.

Входная часть представляет собой сигналы действующих значений тока и напряжения, измеряемые в точке присоединения энергорайона с ЭСММ к ЭЭС и ПС1,2,3 в режиме реального времени. Логико-вычислительная часть состоит из заданных уставок, блоков умножения, суммирования и деления и выдержек времени. Результат работы алгоритма (величина ОН1, ОН2, ОН3 и сигнал на управляющее воздействие выключателем Q1) находится в выходной части. Информация, полученная из выходной части алгоритма, передается дальше на внешние устройства. Разработанная модель схемы логики представлена на рисунке 33.

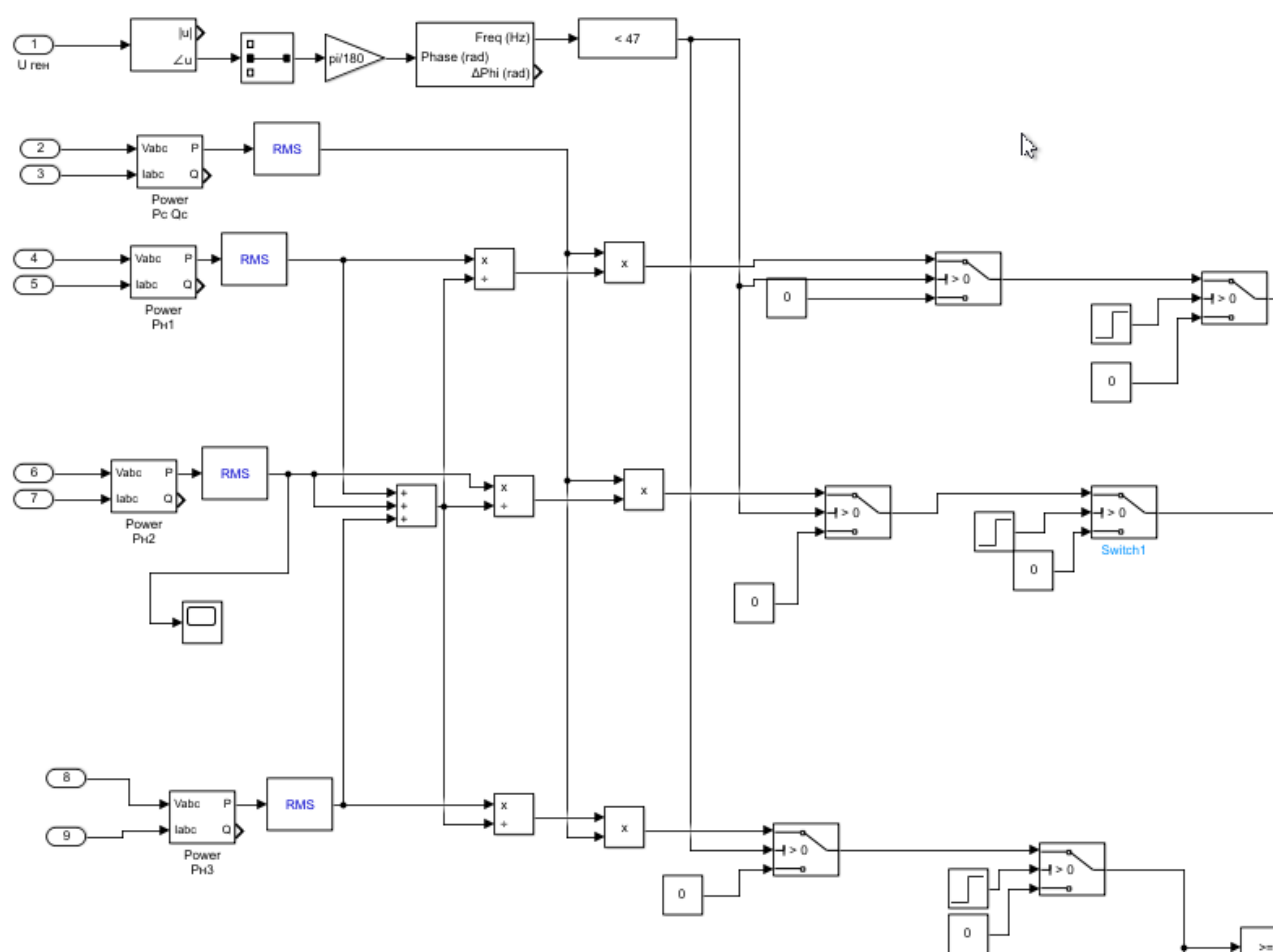


Рисунок 33 – Модель схемы логики АДА

В блок логики АДА поступают аналоговые сигналы с трансформаторов тока и напряжения, измеренные на ПС1, ПС2, ПС3 и в точке присоединения энергорайона к распределительной сети. Все поступающие аналоговые сигналы с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП) преобразовываются в

цифровой сигнал. По полученным данным система производит расчет потребления активной мощности на каждой из ПС, а также переток мощности из энергосистемы. Расчет параметров происходит постоянно и непрерывно в условиях реального времени. Расчет УВ осуществляется с помощью блоков умножения деления, тем самым осуществляя пропорциональное разделение объема УВ между тремя ПС.

Сигнал УВ подается на выход только при условии снижения частоты ниже заявленной уставки в 47 Гц. При снижении частоты ниже уставки из системы выходят 4 сигнала: на отключение выключателя (сигнал «0»), и три сигнала с объемом отключаемой нагрузки в МВт.

4.4.3 Результаты моделирования

В ПК MathLab Simulink была смоделирована аварийная ситуация с последующим снижением частоты в энергосистеме. В начальный момент времени энергорайона с ЭСММ работа параллельно с системой. В момент времени 5с происходит авария. В первом случае при падении частоты ниже уставки срабатывает АЧР. Как видно из рисунка 34 в данном случае падение частоты продолжается до 46,5 Гц, и спустя 15 секунд значение частоты достигает 48,2 Гц. Данный вариант ликвидации аварии не является эффективным, так как отключается практически 78% потребителей, при этом частота не достигает нормальных значений.

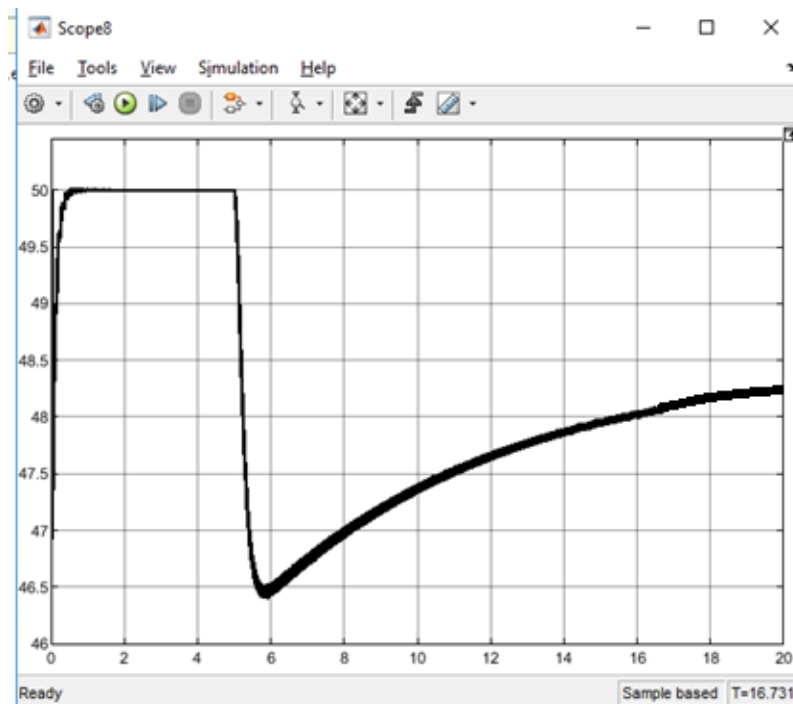


Рисунок 34 – Изменение частоты при выделении энергорайона с действием АЧР

Во втором случае при падении частоты ниже уставки срабатывает АДА. Как видно из рисунка 35 в данном случае падение частоты прекращается сразу же после действия АДА, при этом отличается всего лишь 10-15% потребителей. Время, затраченное на процесс 1с.

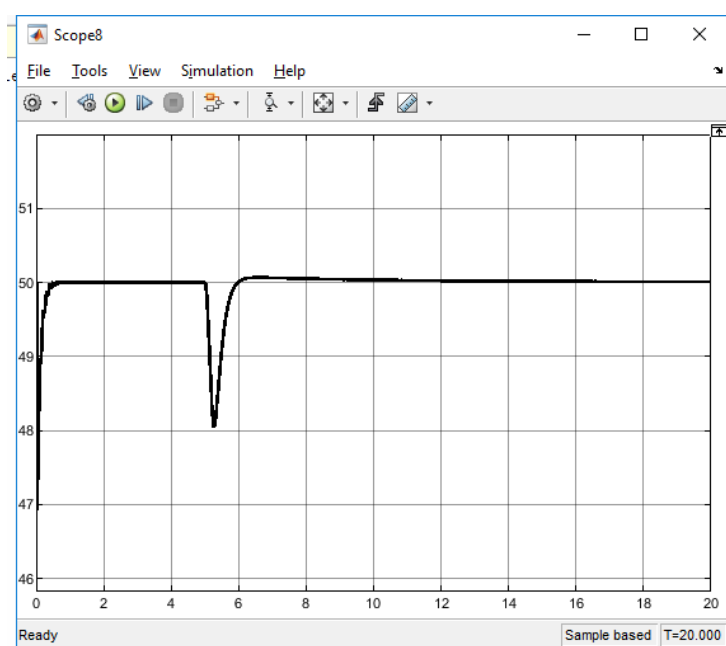


Рисунок 35 – Изменение частоты при работе АДА

Таким образом использование АДА в районах с ЭСММ является эффективным.

Вывод по разделу

В данном разделе приведена концепция построения адаптивной делительной автоматики. Подчеркнут общий алгоритм действия устройства. В связи с тем, что энергорайоны с ЭСММ в большинстве при подключении к энергосистеме являются дефицитными, сделано упрощение в алгоритме построения автоматики – не учтены функции при выделении на изолированную работу энергорайона с избытком мощности.

На основе этого составлена структурно-функциональная схема устройства. Для правильной работы автоматики необходимы следующие функциональные части: пусковые органы, измерительный и вычислительный блоки, а также блок распределения управляющих воздействий.

Для проверки правильности работы автоматики, разработана модель АДА в программном комплексе Matlab. Объёмы управляющих воздействий полученные при помощи модели были введены в экспериментальную схему энергорайона с ЭСММ. Результат моделирования переходных процессов показал, что при выделении энергорайона параметры сети (частота и напряжение) находятся в допустимых значениях. Как следствие, разработка и внедрение АДА позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайона на автономную работу без потери генерирующих мощностей, а также исключить финансовые убытки от недопуска электроэнергии и продуктов производства (нефть, газ и т.п.).

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Целесообразность и обоснование разработки проекта

Электростанции малой мощности (ЭСММ) находят все более широкое применение в промышленных системах электроснабжения; возможности малой энергетики начинают более активно использоваться для решения задачи энергоснабжения районов, удалённых от сетей централизованной энергосистемы. Внедрение ЭСММ сопровождается возникновением в распределительной сети ранее не характерных для нее электрических режимов; с увеличением количества таких станций и ростом доли генерируемой ими мощности их влияние на энергосистему приобретает системный масштаб, начиная в ряде случаев определять надежность и устойчивость работы крупных энергорайонов.

Серьёзные изменения в энергосистеме, связанные с развитием принципов децентрализованного производства энергии, требуют решения целого комплекса научно-исследовательских задач; среди этих задач одной из наиболее важных является построение адаптивной автоматики как системы, призванной предотвращать развитие и минимизировать последствия аварийных режимов в энергосистеме на энергорайоны с ЭСММ.

Целью работы является разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети. Для достижения поставленной цели поставлены и решены следующие основные задачи: разработка алгоритма работы, структурно-функциональной схемы, а также моделирование работы устройства АДА.

5.2 Оценка научно-технического уровня разработки

Поскольку основу разрабатываемого устройства составляет делительная автоматика, поэтому его нужно сравнивать с обычной делительной защитой.

Сравнение произведем по основным и специальным функциям. Оценка технического уровня представлена в таблице 9

Таблица 9 – Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество		Делительная защита	
	d_i	P_i	q_i	P_i	q_i
Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), Q		Q_n		Q_k	
1. Наличие вычислительного блока	0,6	да	1	нет	0
2.Срабатывание при авариях в ЭЭС	0,1	да	1	да	1
3. Наличие адаптивности	0,2	да	1	нет	0
4. Наличие информационных каналов	0,1	да	1	нет	0
Групповой показатель		1		0,1	
Показатель конкурентоспособности	$K_{\text{ты}} = \frac{Q_n}{Q_k} = 10$				

Разрабатываемое устройство позволяет при авариях в энергосистеме (снижение частоты и напряжения) выделять энергорайон с электростанцией малой мощности на сбалансированную нагрузку, в отличие от обычной делительной защиты, после срабатывания которой, энергорайон, в силу нарушения баланса мощности и срабатывания технологических защит генераторов, теряет электропитание. Оценка научного уровня представлена в таблице 10.

Новизна полученных или предполагаемых результатов: имеются похожие разработки для выделения энергоблоков крупных тепловых электростанций на определенную нагрузку с учетом собственных нужд станции.

Перспективность использования результатов: результаты проекта возможно внедрить в электроэнергетику, поскольку устройство позволяет сохранить в работу объект малой генерации при отделении его от энергосистемы (центра питания распределительной сети).

Таблица 10 – Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение i -го фактора
	d_i	$K_{дyi}$	$K_{дyi} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов	0,6	0,5	0,3
2. Перспективность использования результатов	0,1	0,5	0,05
3. Завершенность полученных результатов	0,1	0,7	0,07
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,1	0,02
Результативность	$K_{\Sigma} = \sum(K_{дyi} \cdot d_i) = 0,44$		

Завершенность полученных результатов: полученные результаты требуют доработки и усовершенствований.

Масштаб возможной реализации полученных результатов: результаты работы возможно применить на всех энергорайонах с объектами малой генерации, подключенных к распределительной сети крупных энергосистем.

5.3 Организация и планирование проектных работ

Для выполнения научных исследований была сформирована рабочая группа, в состав которой входят руководитель и инженер. На каждый вид запланированных работ установлена соответствующая должность исполнителей.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ этапа	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Постановка сути вопроса	Руководитель
2	Закупка канцелярских принадлежностей, а также программного обеспечения	Инженер
3	Создание модели ЭС и расчет установившегося режима в ПК Мустанг, с указанием параметров и необходимого оборудования	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 11

№ этапа	Содержание работ	Должность исполнителя
4	Исследование генераторов ЭС на динамическую устойчивость ПК Мустанг с использованием комплекса «Автоматика»	Инженер
5	Формирование проблем, связанных с разработкой устройства, выделение функционирующих блок устройства	Руководитель, инженер
6	Подбор и анализ имеющихся источников литературы, касаемых проблем динамической устойчивости и противоаварийной автоматики	Инженер
7	Разработка алгоритма работы и структурной схемы устройства	Инженер
8	Оценка итогов полученных результатов	Руководитель, инженер

5.4 Организация проектной работы

Планирование заключается в составлении перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи, определении участников каждой работы и установлении продолжительности работ в рабочих днях

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где: $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p . Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где: T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Расчет трудоемкости и продолжительности работы для этапа 6:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 9}{5} = 5,4;$$

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{5,4}{1} = 5,4.$$

Аналогично рассчитываются продолжительности работ и для других этапов, результаты расчётов сведены в таблицу 12.

Таблица 12– Трудоемкость выполнения работы

№ п/п	Перечень работ	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{p_i}
		$t_{\min}$, чел- дни	$t_{\max}$, чел- дни	$T_{ож}$, чел- дни		
1	Постановка сути вопроса	3	7	8,8	2	5
2	Закупка офисного оборудования и канцелярских принадлежностей, а также программного обеспечения	4	8	10,4	1	11
3	Создание модели ЭС и расчет установившегося режима в ПК Мустанг, с указанием параметров и необходимого оборудования	3	8	5	2	6

Продолжение таблицы 12

№ п/п	Перечень работ	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей Ч_i	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
		$t_{\min}$, чел- дни	$t_{\min}$, чел- дни	$T_{\text{ож}}$, чел- дни		
4	Исследование генераторов ЭС на динамическую устойчивость с помощью ПК Мустанг с использованием комплекса «Автоматика»	7	18	14,4	1	15
5	Формирование проблем, связанных с разработкой устройства, выделение функционирующих блок устройства	7	16	13,4	2	7
6	Подбор и анализ имеющихся источников литературы, касаемых проблем динамической устойчивости и противоаварийной автоматики	5	19	17,3	1	17
7	Разработка алгоритма работы и структурной схемы устройства	10	22	17,7	1	18
8	Оценка итогов полученных результатов	11	17	13,5	2	7

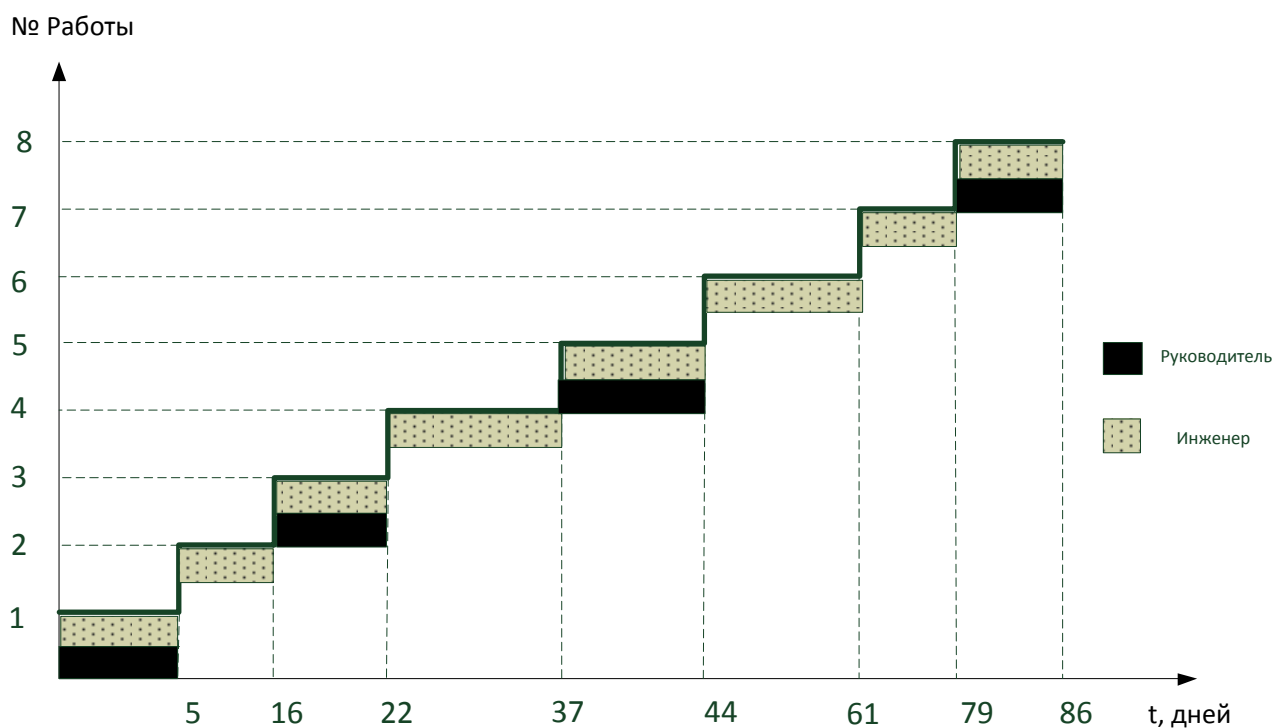


Рисунок 36 – Календарный план-график проведения работы

5.5 Расчет затрат на разработку

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- 1) материальные затраты;
- 2) оплата труда;
- 3) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 4) амортизационные отчисления
- 5) накладные расходы.

5.5.1 Оплата труда

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 6.

Основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (20 % от $З_{осн}$).

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{м} = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р},$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3;

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $З_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника: для инженера - 8000, для руководителя - 20000, на тарифный

коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке.

Пример для инженера:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 8000 \cdot (1 + 0.3 + 0.3) \cdot 1.3 = 16640 \text{ руб.}$$

$$З_{дн} = 16640/21 = 792,4 \text{ руб.}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 13.

Таблица 13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб	Итого к выплате, руб
Инженер	16640	790,4	86	67974,4	13594,88	81569,28
Руководитель	41600	1981	25	49525	9905	59430
Итого З _{зп}						140999,28 руб

5.5.2 Отчисления во внебюджетные фонды

Обязательные отчисления по установленным законодательством нормам в органы государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) ,$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2022 г. в соответствии с Федеральным закона от 21.12.2021 №413-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании закона №413-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2022 году водится ставка– 30,2 %.

$$З_{внеб} = 0,302 \cdot 140999,28 = 42581,78 \text{ руб}$$

5.5.3 Амортизационные отчисления

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{2} = 0,5,$$

где H_A – норма амортизации;

n – срок полезного использования в количествах лет;

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,5 \cdot 77,5}{12} \cdot 3 = 9,69 \text{ тыс.руб.},$$

где I – итоговая сумма в тыс.руб.;

m – время использования в месяцах;

Таблица 14 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Ноутбук Lenovo G580 с ПО	1	42	42
2	МФУ Лазерное HP LaserJet	1	35,5	35,5
Итого:				77,5 тыс. руб.
Амортизация:				9,69 тыс. руб.

5.5.4 Формирование бюджета затрат на разработку проекта

Определение бюджета затрат на проектирование по каждому варианту исполнения приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Смета бюджета

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты по заработной плате исполнителей	140999,28
2. Отчисления во внебюджетные фонды	38210,8
3. Амортизация	9690

Продолжение таблицы 15

4. Накладные расходы, 16%	33786,68
5. НДС, 20%	42233,35
Итого	476086,9

При расчете прибыли учитывается коэффициент научного уровня. Тогда прибыль составит:

$$\Pi = 476086,87 (10 + 0,44) = 4970346,92 \text{ руб.}$$

5.6 Определение экономической эффективности проекта

Эффективность устройства автоматики определяется предотвращённым ущербом за счёт внедрения данного устройств:

$$\mathcal{E} = Y^{DO} - Y^{ПОСЛЕ}$$

где Y^{DO} – экономический ущерб до внедрения устройства;

$Y^{ПОСЛЕ}$ – экономический ущерб после внедрения устройства.

Ущерб при отсутствии в энергорайоне адаптивной делительной автоматики складывается из двух составляющих – ущерба от полного погашения электростанции и ущерба от недопуска продукции вследствие нарушения технологического процесса:

$$Y^{DO} = Y_{откл} + Y_{тех. процесс}$$

Ущерб при наличии в энергорайоне адаптивной делительной автоматики состоит только из потерь электроснабжения не ответственных потребителей, вследствие выделения энергорайона на сбалансированную нагрузку:

$$Y^{DO} = Y_{откл. нагр}$$

Технологический ущерб представляет собой финансовые потери при простое от добычи нефти. Известно, что энергорайон состоит из ЭСММ и трех электрических подстанций, снабжающих электрической энергией три месторождения с суммарной суточной добычей 0,133 млн. баррелей. Баланс активной мощности в энергорайоне составляет 39,3 МВт, при этом 10,3 МВт поступают из энергосистемы. По статистике в энергосистеме в течении года происходит в среднем 4 аварии связанные с выделением энерорайона на изолированную работу. Расчет ущерба представлен в таблице 16. Смета

разработки проекта с учетом сметы бюджета (таблица 9) представлены в таблице 17. В таблице 18 приведен расчет эффективности проекта, а на рисунке 37 приведен график окупаемости проекта.

Таблица 16 – Расчет ущерба

Наименование статьи	До установки	После установки
1.Потери активной мощности в результате аварии, МВт	34,3	10,3
2.Технологический ущерб, руб	38506160	–
3.Ущерб от нарушения электроснабжения, руб	296352000	88992000
4. Суммарный ущерб, руб	334858160	8899200
5.Эффективность при внедрении устройства, руб	245866160	
6. Эффективность при внедрении устройства, %	73	

Таблица 17 – Расчет эффективности проекта

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, %	12
Расчетный период, лет	15
Период окупаемости, лет	1
Чистая прибыль, тыс. руб в год	171224,3
Дисконтированный доход, тыс. руб (на 15 лет)	994338,3
ЧДД, тыс. руб (на 15 год)	31282,04
Рентабельность	22,09

Таблица 18 – Смета разработки и внедрения устройства

Наименование работы	Сметная стоимость, тыс. руб		Итого, тыс. руб
	Материалы	Стоимость работы	
Разработка логических схем алгоритма устройства	Из таблицы 8		211,17
Проверка работоспособности и функционирования алгоритмов			

Продолжение таблицы 18

Оформление технической документации, получение патента	5	150	155
Анализ и поиск подрядной организации		10	10
Изготовление терминала подрядной организацией	800	300	1100
Пусконаладочные работы, сдача в эксплуатацию	-	120	120
Оформление документации по эксплуатации	10	100	110
Социальные отчисления 30%	1051,9		
Амортизация 2,8%	98,18		
Непредвиденные расходы, 3%	105,19		
ИТОГО	3506,49		

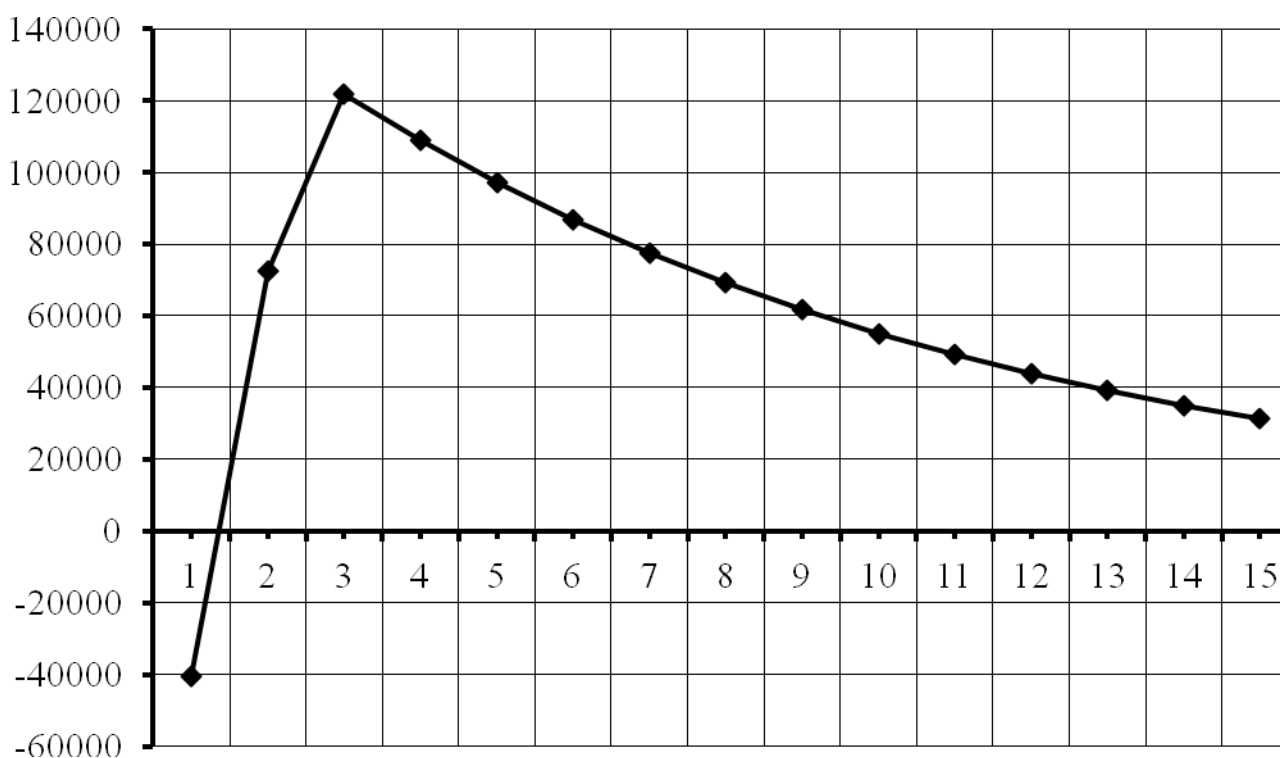


Рисунок 37 – График окупаемости проекта при его внедрении

Вывод по разделу

В данном разделе была получена оценка научно-технического уровня, произведено планирование проектной работы, а также подсчитаны смета проекта, стоимость ущерба и сметная стоимость внедрения устройства.

Внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с целью выпускной квалификационной работы была разработана концепция построения адаптивной делительной автоматики. На основе проведенных расчетов было исследовано поведение автоматики при отделении от энергосистемы энергорайона с электростанцией малой мощности с дефицитом мощности.

В первом разделе были изучены проблемы эксплуатации ЭСММ в составе энергосистем. Здесь показано, что характеристики энергосистемы при внедрении в неё ЭСММ будут определяться увеличением разнообразия генераторных установок, с более широким использованием ГТУ, ГПУ и ДЭС; расширением функциональных возможностей распределительных сетей; сложностью режимов работы распределительных сетей: появлением условий многостороннего питания сетевых элементов, возможности возникновения качаний и асинхронных режимов. Кроме того, в главе, приведен аспекты внедрения и развития объектов малой генерации.

Во втором разделе сделан обзор существующих способов и средств обеспечения устойчивой работы ЭСММ в составе энергосистем. Поскольку ЭСММ с прилегающим энергорайоном подключаются к энергосистеме, то проблемы характерные для больших энергосистем, становятся актуальными и для них: нормированное значение напряжения на шинах и частоты в сети, условия сохранения статической и динамической устойчивости. При внедрении генераторов малой мощности их оснащение набором защит часто рассматривается как достаточная мера по обеспечению надежности работы в составе сети. При этом состав и параметры срабатывания защит определяются заводом-изготовителем, то есть без согласования с защитами элементов прилегающей сети. Такой подход приводит к избыточным отключениям генерирующих установок при большинстве внешних повреждений, нормально отключаемых действием защит соответствующих элементов, а также в

условиях незначительных (не представляющих опасности для оборудования) отклонений режимных параметров от номинальных значений; или – напротив – вследствие неучета параметров внешней сети может привести к отказу защиты.

В третьем разделе приведена разработка общих требований и принципов работы и построения адаптивной делительной автоматики. В разделе проведён анализ существующих устройств делительной автоматики, было показано, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на автономную работу, во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях, требуется установка нескольких устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, что приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Поскольку аварийные ситуации (снижение напряжения и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости) являются характерными для большинства энергосистем, к которым могут быть подключены энергорайоны с электростанциями малой мощности, то наиболее целесообразным видится разработка адаптивного устройства делительной автоматики, при этом оно должно отвечать следующим требованиям:

- устройство должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме;

- все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу;

- устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В четвертом разделе приведена концепция построения адаптивной делительной автоматики. Приведен общий алгоритм действия устройства. На основе этого составлена структурно-функциональная схема устройства. Для

правильной работы автоматики необходимы следующие функциональные части: пусковые органы, измерительный и вычислительный блоки, а также блок распределения управляющих воздействий. Для проверки правильности работы схемы была смоделирована модель в программе Matlab. Объемы управляющих воздействий полученные при помощи модели были введены в экспериментальную схему энергорайона с ЭСММ. Результат моделирования переходных процессов показал, что при выделении энергорайона параметры сети (частота и напряжение) находятся в допустимых значениях. Как следствие, разработка и внедрение АДА позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайона на автономную работу без потери генерирующих мощностей, а также исключить финансовые убытки от недопуска электроэнергии и продуктов производства (нефть, газ и т.п.).

В пятом разделе была получена оценка научно-технического уровня, произведено планирование проектной работы, а также подсчитаны смета проекта, стоимость ущерба и сметная стоимость внедрения устройства. Внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭС.

В шестом разделе были рассмотрены основы законодательства об охране труда, был проведён анализ опасных и вредных факторов при эксплуатации установок РЗА. Были описаны основные мероприятия по безопасной работе на электроустановках. Даны краткие характеристики условий труда работников занятых обслуживанием релейной защиты

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Илюшин, П.В. Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределённой генерации / П.В. Илюшин // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 52-59.
2. Нудельман, Г.С. Направления научных исследований в области релейной защиты и автоматики / Г.С. Нудельман, Д.Б. Гвоздев, А.В. Жуков // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 16-18.
3. Нудельман, Г.С. Направления инновационного развития РЗА / Г.С. Нудельман, А.Н. Подшивалин // Релейщик. – 2015. – №3(23). – С. 18-22.
4. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. Приложение №1 к протоколу Правления ПАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр // Релейщик. – 2015. – №3(23). – С. 28-43.
5. Шабад, М.А. Защита генераторов малой и средней мощности / М.А. Шабад. – 2-е изд., доп. – М.: Энергия, 1973. – 96 с.
6. Шабад, М.А. Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, работающих в энергосистеме / М.А. Шабад. – М.: Энергия, 1967. – 41 с.
7. Беляев, А.В. Некоторые особенности релейной защиты и автоматики на электростанциях малой энергетики / А.В. Беляев, Д.В. Жданов, Л.Л. Филин, М.А. Эдлин // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 40-47.
8. Правила устройства электроустановок. – 6-е и 7-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ДЕАН, 2015. – 701 с.
9. The Impact of Renewables Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation // CIGRE Working Group B5.34 Report. – 2010. – 233 p.
10. Горшкова, Н.А. Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети / Н.А.

- Горшкова, Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 01(10). – С. 48-55.
11. Илюшин, П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6-10 кВ / П.В. Илюшин // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2011. – №6. – С.23-27.
12. Vladimir Vasiliev. Adaptive Load Shedding of Energy Unit under Meaning Active and Reactive Power Shortages// Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation. – Saint Petersburg, 2011, P–321-329
13. The Impact of Renewables Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation // CIGRE Working Group B5.34 Report. – 2010. – 233 p.
14. Berner M. S., Bruhis G. L., Gurevich Y. N., Kuchеров Y. N. Problems of shedding of large distribution networks // Electro. 2008. № 5. P. 12-19.
15. Шабад, М.А. Делительные защиты – автоматика деления при авариях / М.А. Шабад. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. – 64 с.
16. Шабад, М.А. Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, работающих в энергосистеме / М.А. Шабад. – М.: Энергия, 1967. – 41 с.
17. Онисова О. А, Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределенными электрическими станциями: дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / Онисова Ольга Александровна. – Чебоксары, 2016. – 186 с.
18. Белослудцев К.А., Гуревич Ю.Е. «Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности» Электрические станции, 2004, № 9.
19. Илюшин П.В. «Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях» - Электро, 2011, №4.

- 20.Илюшин П.В., Чусовитин П.В. «Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей» - Релейная защита и автоматизация,– 2011, №9. С 16-22
- 21.Илюшин П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы// Энергоэксперт, №1, 2015.– С.58-62
- 22.Yu. N. Kuchеров, D. N. Yarosh, Yu. G. Fedorov, A. Oudalov. An analysis of technical aspects of smart grid technologies integration into power systems of megacity// CIGRE International Symposium «The electric power system of the future – Integrating supergrids and microgrids». Bologna, Italy; 13–15 September 2011
23. Yu. N. Kuchеров, P. V. Ilyushin, Yu. G. Fedorov. DG Integration into the Distribution Network and the Problem of Reliability Provision in Normal and Emergency Operation// CIGRE SC C6 Colloquium - 2013, Yokohama, Japan; 6-9 October 2013.
- 24.Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generators to the power grid// Cologne University of Applied Sciences, Koln, 2011
- 25.НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 26.ПУЭ 7-е издание.
- 27.ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 28.СП 51.13330.2011. Защита от шума.
- 29.СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 30.СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
- 31.Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

- 32.ГОСТ 12.1.045–84 «ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».
- 33.ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
- 34.ГОСТ 21889-76. Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.
- 35.ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.
- 36.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
- 37.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 38.ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений
- 39.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 40.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 41.МУК 4.3.2756-10 Методические указания по измерению и оценке микроклимата производственных помещений.
- 42.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
- 43.СанПиН 1.2.3685–21. «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 44.ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда»
- 45.ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя»
- 46.СанПиН 2.4.3648-20 Санитарно-эпидемиологические требования к организациям воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи

- 47.СанПиН 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
- 48.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к
воздуху рабочей зоны
- 49.ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы
технологического цикла отходов»
- 50.ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Раздел 1

Statement of the problem and the task of the study

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM02	Малофеева Полина Андреевна		07.06.2022

Консультант кафедры _____ ЭСиЭ _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Абеуов Р.Б.	к. т. н.		07.06.2022

Консультант – лингвист кафедры _____ ИЯИЭ _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЭ	Демидова О.М.			07.06.2022

A.1 Main problems in the operation of power districts with the midget power plant as a part of power systems

Annual growth in the commissioning of small generation facilities via the power plants with gas turbine (GTU), diesel (DES) and gas piston units (GPU) is observed in Russia. Some of them are connected to distribution of electric grids to internal power supply networks of industrial enterprises. They are built by the owners of large industrial enterprises of oil and gas, mining, metallurgical and chemical industries [1].

In the majority of cases, this development of small generation is justified only by economic aspects such as:

- It is necessary to implement the effective utilization of associated petroleum gas in the fields without burning it in a flare;
- The possibility of using secondary energy resources (mine gas, blast furnace and converter gas, etc.) with the possibility of generating thermal and electric energy;
- The possibility of using secondary energy resources at medium and small enterprises (utilization of biogas at treatment plants, utilization of forestry waste and agriculture, etc.);
- The possibility of constructing cogeneration and trigeneration plants at existing municipal and industrial boiler houses during their reconstruction and modernization;
- Availability of gas infrastructure with the required volumes of natural gas supply for the construction of one's own small-scale generation facility;
- The possibility of using special generating sets for the generation of electrical energy (gas expansion turbines of a special design) at gas-reducing points of main gas pipelines;
- The complexities or lack of economic feasibility of technological connection to electric grids;

- A significant cost of services for transmission and distribution of electrical energy.

The use of modern generating sets (GS) of medium and low power is associated with a number of technical problems. Some of them are very significant both for owners of distributed generation objects and for distribution grid companies whose networks are connected to a midsize power plant.

A large number of small generation projects have already been implemented successfully without the implementation of well-regulated integration rules. This argument does not convince the specialists as it is not a systematic approach to resolving issues. In addition, there are a considerable number of examples when with the introduced distributed generation objects (GO) there were serious technical problems that entailed financial consequences.

In addition, the lack of operational problems cannot be explained by the appearance of certain midsize power plant operation modes or disturbances in the adjacent distribution network [2].

The scientific, technical and practical conferences, seminars and workshops are held at various venues in Russia with the participation of foreign specialists who have rich practical experience in integrating distributed generation objects into composition of power systems of other countries. This fact proves the existence of these problems.

There are following technical problems [3]:

- The mechanical damage to the generating unit (GU) due to the impact of shock electromagnetic moments in the event of multiphase faults or unsuccessful reclosure in an external electrical network;
- The violations of the dynamic stability of GU (GPU, GTU with split shafts - free power turbines) at the process of multiphase short circuit in an external electrical network;

- Nonselective disconnections of generators at the absence of a threat of mechanical or thermal damage in the event of the emergence and elimination of short circuits by the protection of electric grid elements;
- Premature disconnections of GTU by technological protection when the frequency in the power grid or the allocated power district decreases (the compressor enters the "surge" mode with possible damage to the drive gas turbine engine);
- The emergence of synchronous oscillations GU (undamped synchronous oscillations of active power at the GU) due to the choice of parameters of automatic excitation control (AEC);
- The impossibility of providing control under the speed of the generators in two states: parallel operation with the network and isolated (autonomous) operation;
- Unsuccessful allocation of GU by the automation of allocation to a balanced load due to the disconnection of GU by technological protection in case of sharp load increase / decrease;
- The impossibility of long-term operation after the pick-up of the balanced mode due to the limitations on the technological minimum of the load on the GU (range from one to tens of percent of the nominal active power);
- Considerable difficulties in providing selective tripping of short-circuit in the network and difficulties which connect with direct starts of electric motors with isolated (autonomous) operation of GU with thyristor (transistor) frequency converters;
- Increased worn condition of control valves in the absence of a dead space in automatic speed controllers of GU;
- Disconnection of GU by protection from increased vibration due to the appearance of torsional subsynchronous oscillations during load shedding by powerful electric motors with thyristor frequency-controlled drives in the case of autonomous operation of the GU facility.

There are reasons for frequent analysis of problematic issues [3]:

- The emergence of difficulties in obtaining technical conditions for technological connection to electrical grids, the coordination of design decisions or in the process of operation of the GU;
- Decrease in expected economic efficiency from the introduction of the distributed generation (increase in the cost of the project, increase in specific fuel costs, etc.);
- Inability to provide reliable power supply to consumers from the object of the distributed generation (including the main production process) in the autonomous mode of operation;
- Accelerated depletion of the resource by generating equipment with the need for preterm repairs or maintenance (increased wear, due to frequent starts / stops);
- Damage to generating facilities under regulatory disturbances in external power supply networks.

There are some reasons of the emergence of problematic issues:

- Incorrect selection of the type, power of the distributed generation at the design stage;
- Incorrect choice of operating modes;
- Absence of principally important points of requirements in the technical task for the purchase of the GU and in the technical requirements for GU;
- Incomplete or poor-quality execution of the draft scheme for power output of the RG facilities without taking into account the characteristics of the external or internal power supply networks and the impact of the load;
- Incorrect use of equipment.

However, the midget power plants are continuing to introduce at a fairly high temp and in large volumes. It is connected to parallel operation with the power system and create certain technological difficulties and problems. Consequently, it is necessary to solve today's problems until the negative synergistic effect is occurred. Mass outages of electricity consumers will become possible due to non-fulfillment of certain

technical and technological requirements for the integration of GU facilities into the energy system.

Consequently, the solution of these issues should become a priority for the scientific and technical community. Such arrangement will help to ensure reliable, efficient and trouble-free operation of the GU facilities and distribution electric grids.

A.2 Problems of ensuring the basic regime parameters

The electric power mode of the power system is mainly characterized by such parameters as the frequency of electric current and voltage on the buses of power stations and substations. The control of the power system is carried out to ensure the functioning of the power system. It includes measures to maintain the frequency of electric current in the range of permissible values and maintain acceptable voltage levels in power plants and substations.

A.2.1 Problems of maintaining frequency

According to [4] in the unified energy system of Russia, it is necessary to maintain frequency values averaged over a 20-second time interval within 50.00 ± 0.05 Hz (normal level) with an allowable frequency deviation of 50.0 ± 0.2 Hz with the restoration of the normal level of frequency for a time not exceeding 15 minutes.

Generating equipment of power plants should operate in the following control ranges:

- A) Long with a change of frequency in 49.0 - 51.0 Hz;
- B) For a short time in the range of electric current frequencies:
 - 50.5 – 51.0 Hz - lasting not less than three minutes, while the total duration of operation for the entire service life should not be more than 500 minutes;
 - 49.0 - 48.0 Hz - with a duration of at least five minutes while the total duration of operation for the entire service life should not be more than 750 minutes;

- 48.0 - 47.0 Hz - for a duration of at least one minute with a total duration of operation during the entire lifetime of not more than 180 minutes;
- 47.0 - 46.0 Hz - for a duration of at least ten seconds with a total duration less than 30 minutes during the entire service life;
- 46.0 Hz - not less than one second, thus the total duration for the whole service life is not more than 30 minutes.

The technological minimum of the generating equipment is defined as the lower limit of the control range based on the requirements for the stability of the generators. The operation of the generating equipment is impossible when the frequency falls below 46.0 Hz.

Frequency control is performed by a frequency station which takes on a rapid change in load. The slower and more significant fluctuations are perceived by the remaining stations of the power system. The capabilities of regulatory stations may not be sufficient then it is necessary to connect reserve capacity.

The amount of standby power is reduced and becomes insufficient for successful frequency regulation in connection with the increase in electricity consumption. Another problem is the out-of-date and inefficient equipment for controlling the generator mode which cannot provide a normal frequency value.

The problem of ensuring a normal frequency value is particularly acute in case of emergency situations. The power of its own generators is critically insufficient to maintain the mode there is often no reserve of power. It is necessary to divide the network and disconnect a large number of loads. In the case of a system accident that entailed an unacceptable reduction in frequency, generators of a low-power will be drawn into an avalanche of frequency.

There are two ways to eliminate the emergency mode. The first is the effect of system automatic unloading in frequency which will limit the load as in the power system and in part of consumers' load of a low-power plant. This will lead to a shortage of electricity to consumers who would not be affected by the isolated operation of the power plant on a balanced load. The second way is to separate the district of a low-

capacity power plant from the power system which will lead to the prevention of the development of a system accident in this power district and the preservation of all electricity consumers in the work.

A.2.2 Problems of maintaining voltage

The greatest operating voltage of electrical equipment and electrical networks for some stress classes are presented in Table A1 [4].

Table A1 – The highest operating voltages (the longest permissible voltages) for electrical networks and equipment

The voltage class of electrical equipment, kV	The highest working voltage of electrical equipment, kV	The rated voltage of electric network, kV	The longest permissible operating voltage in the electrical network, kV
1	1.1	1.0	1.1
3	3.6	3.0	3.5
		3.15	3.5
		3.3	3.6
6	7.2	6.0	6.9
		6.6	7.2
10	12.0	10.0	11.5
		11.0	12.0
35	40.5	35.0	40.5
110	126.0	110.0	126.0

The lowest voltages are determined from the conditions for maintaining the stable operation of the engines of the power plants' own needs and ensuring the permissible voltage on the consumers' bus lines. The permissible voltage drop in the electrical network is $0.7U_{nom}$. On consumers' tires the voltage tolerance is $\pm 10\%$ [4].

Voltage regulation is carried out by a set of means that limit voltage deviations in consumers. Such means are: regulation of the generator voltage by changing the excitation, the use of transformers with voltage regulation under load or linear regulators and the installation of reactive power compensation means in the substations.

It is necessary to maintain a balance of reactive power in the system to ensure a normal voltage level. The main part of the problems of voltage regulation falls on emergency and post-emergency regimes. The equipment of most major stations is out

of date, and then voltage regulation becomes inefficient. Another factor is the removal of transformers from substations. This is due to the technological imperfection of on-load tap-changers of old transformers which in the power system are the most. Thus, substation transformers are not involved in the frequency control process. Another problem of voltage regulation is the presence of unregulated reactive power compensation devices, such as reactors and static capacitor batteries. In such installations the change in the value of the output power varies discretely. It negatively affects the ability to maintain a balance of reactive power. Consumers of electricity in the entire electrical network and generators in power plants suffer from systemic voltage reduction.

A.3 Problems of ensuring the stability of the parallel operation of energy areas of midget power plant with the network

The stability of the electric power system is the ability to restore the initial position after its disturbance. It is a deviation of the regime parameters from normal values. The main part of the sources of electrical energy are synchronous generators, combined with each other by electrical connections and the generality of the regime while the rotors of all the generators rotate synchronously in normal mode. Normal mode should be stable that is the power system must return to its original state after deviations from steady-state conditions [5].

The causes of breakdowns are a change in the balance of power, the occurrence of short circuits and unplanned shutdown of equipment.

There are critical values of the regime parameters characterizing the stability limit for each electric power system. The reliable functioning of the ES (energy system) is possible only if there is a certain margin between the normal and critical values of the power system parameters. The numbers of measures are envisaged to ensure an adequate margin of stability in the design of electric power systems.

Static and dynamic stability are distinguished depending on the nature of the disturbances. Static stability characterizes the stability of ES with small perturbations.

The investigated power system can be considered as linear. Dynamic stability determines the behavior of the electric power system after strong disturbances that result from short circuits, outages of power lines and large generating capacities, or high load powers. The power system is considered as non-linear and the calculation of stability becomes more complicated. These two types of stability are considered as the resultant stability. The resultant stability is violated; the synchronous operation of generators and parts of the power system that are switched on to parallel operation is violated.

A.3.1 The breakdown of static stability

At the present time the problem of ensuring the static stability of energy systems is becoming especially urgent due to the constant complication of their structure and regimes.

It becomes necessary to ensure their stable parallel operation with the power system when the new generating capacities join the power system. The low-power plants that are connected to the grid have a balanced load and are able to cover most of it. Such power plants are mainly related to oil production. The distribution of electricity occurs at a low (6-10 kV) or medium (35 kV) voltage. The motor load is predominant and the main problem is a sudden drop or a load on the generators. The load is reset when there are short circuits near the generators. At the same time there is a threat of disturbing the stable operation of generators. Load skidding is possible when one of the generators or the section of the power output bars is disconnected. At the same time, the capacity of the remaining generators is not sufficient to supply the whole power sector with electricity.

The connecting low-power plants to the power system solve the problem of providing reserve capacity. A number of new problems arise in the case of parallel operation of generators with the power system. One of such problems is the violation of stability in the power system.

Perturbations of various kinds in the power system lead to a violation of the initial steady-state regime and to oscillations in the generators of a low-power power plant as the power balance is changing. Such fluctuations should not affect the normal operation of the generators of the connected power plant and lead to violations of power supply to consumers in the energy sector.

The serious violations of the regime in the power system lead to the fact that generators at low-power plants can be drawn into an asynchronous mode of operation. This leads to a violation of the normal operating mode and the loss of electricity supply to consumers.

The oscillations of the rotors of the generators at a low-power power plant lead to a violation of the torque balance on the turbine shaft and the electromagnetic torque of the generator rotor. As a result, accelerating or breaking torques occur on the generator shaft, which can lead to unacceptable deviations in the parameters of the electrical network even without disturbance of stability.

The situation is exacerbated by the low load stability due to the prevalence among consumers of motor load and partial equipping motor excitation control systems and automatic start.

Another problem is the low margin for static stability in the energy system itself. This is possible if there are weak connections with a small bandwidth. Generators with a power of up to 12 MW have a small inertia constant. They are faster than the others out of synchronicity. It is leading to an even greater deterioration in the emergency situation.

A.3.2 The breakdown of dynamic stability

The danger of disturbance of dynamic stability occurs when there are large disturbances in the power system such as short circuits, disconnection of high-power power lines, disconnection of large power plant blocks. Dynamic stability of the generator is estimated from the point of view of maintaining the power delivery mode to the network.

There is a risk of disturbance of dynamic stability, if there is a weak connection of the attached low-capacity power plant [6].

If one circuit of the weak link is disconnected then the power transmitted over the second circuit will exceed the maximum permissible and the transmission resistance will change. It will lead to a change in the electromagnetic moment on the generator shaft. As a consequence, the excess power occurs and the further development of such a regime leads to a disruption of the synchronous operation of generators power plant with an energy system and the emergence of an asynchronous regime.

The asynchronous condition is short-term operation of the generator and power system in case of violation of the conditions of synchronous operation. These conditions are the equality of the voltages on the buses of the generator and the power system, the equality of frequencies and the zero shift between the generator EMF (electromotive force) vectors and the system voltage. The balanced currents appear in the system, if one of these conditions is not observed. The generators operate alternately in the engine and generator modes which is inadmissible from the point of view of their normal operation. In the most difficult situation, there is a stable asynchronous move. There is a threat of destruction of equipment by the action of equalizing currents and a malfunctioning of the energy system as an integral object.

One of the major reasons for the violation of dynamic stability are short circuits.

The part of the load carried by the generator is instantaneously shunted. Thus, there is a sudden load shedding due to the inertia of the generator rotor. There is excess power and the generator starts to accelerate. This leads to a breakdown of sustainable operation. The reduction of voltage on the buses of substations and consumers also affects its own network with a low-capacity power plant because of the generality of their regime. Thus, the normal power supply to consumers is disrupted. On the other hand, the presence of generators at the medium or low voltage of the power system substation leads to an increase in the short-circuit regime in the power system. Generators of a low-power plant are sources for replenishing the place of a short circuit,

thereby increasing the value of the current. An increase in the short-circuit current entails the need to recalculate the settings of the relay protection and replace the switches whose breaking capacity falls below the new short-circuit current.

It is necessary to note asymmetrical short circuits in the power system. Their share of the total number of short circuits is 95%, ground faults are 85%. The presence of a short-circuit earth fault make-up from a low-power power plant largely depends on the neutral mode of the transformer neutral. The connection of an autonomous power district to the power system is carried out through transformers.

A.3.3 Secondary breakdowns of stability in load nodes

A significant part of the midjet power plant GU has mechanical inertia constants that are considerably smaller than traditional steam-turbine generators. As a result, there are difficulties in providing diesel unit (DU) data of GU. At the same time, the breakdown of remote control and the switching of generators in the asynchronous running (AR) can have a negative effect on electricity consumers. The midjet power plant are electrically close to the loads and can cause secondary stability disturbances, which in most cases is unacceptable under the conditions of the main technological cycle of industrial production.

The GU of a two-shaft and three-shaft type with large short-term discharges of the electric load of the generator is characterized by increasing the rotational speed of rotor. As a result, the speed controller of the automatic control system stops supply of fuel to the combustion chamber, but the compressor having a large moment of inertia continues to supply air to the power turbine. As a result, the speed of rotation of the free power turbine and the generator can increase so much that the technological protection for exceeding the speed of rotation will work and turn off the GU [7].

The limits of the dynamic stability of generators at short-circuits are reduced for small values of the moments of inertia. However, the overall reduction in the power system's dynamic stability (DS) is not significant, as the total power of the GU from a power turbine is low.

In accordance with the guidelines on stability, groups of normative disturbances are established under which remote control is to be provided. GU must satisfy these requirements but as a rule these do not. Low dynamic stability is a serious problem. Constructive tricks (creating a control similar to the effect of pulsed discharge of steam turbines) - is currently impossible. Now it is necessary to solve the problem of liquidating AR of such GU in competitive conditions.

The features of the AR of the GU operating in distribution networks [7]:

- In case of synchronism failure, the generators reach the large slip but a sufficiently high speed of the speed regulators increases the probability of spontaneous resynchronization of the generators. In addition, resynchronization is facilitated by the fact that the oscillation amplitude of the oscillators due to small values of the mechanical inertia constant is large. However, due to the large frequency difference, the duration of the AR can be significant - a few seconds (5-10 turns or more). It is known that as a result of short circuit the generators go to AR. The attempt at resynchronization with the power system is unsuccessful, and the AR goes into multi-frequency. Resynchronization can occur only after 9 seconds;
- AR in a distributed network leads to deep voltage drops in consumer substations. Asynchronous running has a great influence on the operation of electric receivers - primarily synchronous and asynchronous electric motors. Stalling a large number of electric motors leads to additional voltage drops and significantly complicates the process of resynchronization. This is typical for industrial enterprises with a high proportion of motor loads;
- The probability that the AR on the midget power plant will go to multifrequency is large because of the significant difference in the values of the mechanical inertia constants of the GTU and the steam turbine unit (STU). In addition, multifrequency AR is most often observed in industrial load nodes, especially when there is a large proportion of an asynchronous motor. For such a regime, the moving

electric center of oscillations is characteristic. It makes difficult to identify the AR and eliminate it.

1.4 Problems of ensuring the technical re-equipment of electric grids in the process of technological connection of power districts with midget power plant to electric grids

Connecting power plants to the distribution network leads to a change in the main characteristics of the power system. At the level of the distribution network the multi-functional feeding of the damage site becomes possible, new types of disturbances and accidents that have not been characteristic before, the characteristics of electromagnetic and electromechanical transients change. The problem of constructing the RP (relay protection) significantly broadens and becomes more complicated; it involves the solution of two groups of problems [8]:

- Related to ensuring the required technical perfection of the RP electrical networks adjacent to the point of connection of the midget power plant;
- Related with the creation of relay protection and automation (RP) installed at the point of connection of the midget power plant to the power grid.

The midget power plant units have characteristics that distinguish them from those of large power plants. It affects their behavior in static and dynamic modes [9]:

- Gas-turbine plants with a free power turbine (two-, three-shaft), installations based on internal combustion engines (diesel and gas piston) are characterized by small values of mechanical inertia - from 1-2 seconds (2-4 times less than for steam turbine units of the same power) [4];
- Installations with internal combustion engines have limitations in terms of permissible power outbursts;
- A significant increase in frequency at large (close to 100%) power drops (due to the large mass and the moment of inertia of the compressor located on a shaft separate from the power turbine) is typical for gas turbine plants with a free power turbine;

- Modern generation plants do not always meet the requirements of the existing and the earlier standards. According to such standards, synchronous machines must withstand short circuits on the terminals; this increases the risk of their mechanical damage in external short circuits and in modes of non-synchronous inclusions.

The change of modes becomes typical for distribution networks when implementing midsize power plant. The new features cause a change in regime properties; this is most evident at the level of the distribution network. The change in the characteristics of steady-state conditions occurs in these conditions. The directions of power flows in the network change: it becomes possible to transfer energy from the nodes of consumers (with their own power plants) to the grid of the power system. Directions and values of power flows become unstable.

The changing characteristics of transient [9]:

1. The values and distribution of short-circuit currents change: the levels of short-circuit currents increase in the network; the component of the fault current from the higher-level network due to connection of the "intermediate" source is reduced. Multilateral power supply of the fault location becomes possible. With short circuits on network elements of the network. The effective values of the short-circuit currents can be significantly changed during the emergency mode via the electrical proximity of the midsize power plant generators to the network elements. The periodic component of the short-circuit current from low-power generators falls off quite rapidly (closer to steady-state value in 0.1 ... 0.5 s) [4]. The components of the short-circuit current from the midsize power plant are changed depending on the type of the excitation system. Generators equipped with a self-excitation system do not maintain a steady-state short-circuit current at close constant when close faults occur; the component of the short-circuit current from such generators can be reduced to the level of nominal values and lower in a time of less than 0.5 s [4].

2. There is a risk of the appearance of modes of non-synchronous inclusions under the action of network automatic reclosing devices (ARD) and automatic reserve

switching (ATS) [8]. Similar modes can also occur when switching off adjacent fault lines associated with a rupture / significant attenuation during the time of the electrical connection between parallel sources. Modes of nonsynchronous inclusions lead to the appearance of large currents and to the effect on the generators of midget power plant of significant electromagnetic moments and increased electrodynamic forces that threaten the mechanical strength of the generator [5].

3. The synchronous swings and the asynchronous modes become possible at the level of the distribution network. In view of the small values of the inertia constant of the midget power plant aggregates, it is possible to expect a violation of its synchronous dynamic stability with a relatively short duration of the short-circuit regime. We can expect a breakdown of synchronous dynamic stability with a relatively short duration of the short-circuit regime because of the small values of the inertia constants of the midget power plant units.

4. The emergency separation of the midget power plant from the power system that occurs when power lines or other network elements linking midget power plant to external power system sources are disconnected becomes possible. The mode in the detached fragment will be determined by the ratio of the load power and the power generated by the power plants. The midget power plant "covers" only a small part of the local load and due to the resulting power shortage the post-separation mode will be characterized by a significant decrease in frequency and / or voltage.

If the generated power and load power are approximately equal, there will be no significant deviations of the mode parameters in the detached fragment. Nevertheless, the mode of loss of communication with the external network can be accompanied by the following negative manifestations in the absence of the necessary decisions to ensure the autonomous work of the fragment that has separated [9]:

- Asynchronous inclusions with the action of automatic reclosing devices from the side of the external power system;

- A short-circuit infeed connected to the external power system by the current, which causes the impossibility of operative restoration of electrical communication with the centralized power system;
- A significant decrease in the sensitivity of the relay protection to damage in the fragment detached from the external network due to a reduction in the values of the short-circuit currents;
- A decrease in the quality of the supply voltage; the breakdown of the normal operation of electric receivers when the electrical parameters deviate from the permissible values; risk of midget power plant shutdown not intended for offline operation, technological automation of generators or their sensitive relay protection.

The settings of relay protection and automation devices are chosen without taking into account the principle of selectivity and with unjustifiably overstated requirements for the admissibility of the parameters of electrical regimes for GU. Such protections operate to disable the GU. Resulting in repeated occurrences when relay protection devices disconnect generators in the absence of a threat of mechanical or thermal damage. Generators are disconnected by relay protection devices in the absence of a threat of mechanical or thermal damage. Generator protection must be tuned out in time from external faults eliminated by relay protection devices of power grid facilities. The settings of relay protection and automatic equipment devices for GU midget power plant are determined and set up by the manufacturing plants and are not subject to change in order to maintain warranty obligations on the generating set. The excessive triggering of relay protection devices (at short-circuit in the network eliminated by relay protection devices of network elements with rated time delays), especially in the modes of maximum network loads, create prerequisites for the development of dangerous cascading accidents in the adjacent network.

For example, the work of the gas engine power plant. The choice of RPA settings leads to frequent disconnections of the GU in modes not dangerous for generators [9]:

- The minimum voltage protection switches off the generator with a time delay of 0.3 s. and with a voltage setpoint of 0.9 from nominal value. At the same time, it is possible to shutdown the GU even with permanently erased remote faults in the adjacent network. It should be noted that such a voltage drop cannot in any way affect the piston engine of the gas engine power plant and diesel power plant. The generators of other types and the same powers are protected from overload modes and external short-circuit protection modes by current protectors built up from external short-circuits. The current determines the heating of the generator. The permissible duration of the abnormal regime is determined by the magnitude of the overload, not by the voltage level. The low voltages the excitation current is boosted but on those generators where protection against overheating of the rotor is necessary. It does not affect the switching off of the generator but reduces the excitation current. Disconnection of the GU occurs before the automatic control of the voltage reduction is activated. It is making the operating mode of the network heavier.

- The frequency-reduction protection switches off the generator with a time delay of 0.3 s, a set point frequency is 49 Hz. If there is an emergency power shortage in the network (separation of the section of the network with insufficient generation of active power from the power system), the disconnection of the GU will occur before the operation of the frequency unloading is activated. It is making the development of the accident heavier. In addition, the selected settings do not allow the occurrence of synchronous oscillations.

Thus, one of the important properties of the RPA-selectivity is broken down due to such factory settings.

1.5 Conclusion to chapter A

The characteristic of the object of research is given; it is shown that the properties of the energy system will be changed due to: an increase in the variety of the generation technologies, a wider use of gas turbines, diesel (DES) and gas piston units; the expansion of the functionality of distribution networks; the complication of the

operating modes of distribution networks: the emergence of conditions for multi-power supply of network elements, the possibility of oscillations and AR. In addition, the aspects of the introduction and development of small generation objects are given.

The midget power plants with the adjacent power area are connected to the power system. The problems typical for large power systems become relevant for them: the normalized value of the voltage on the buses and the frequency at the network.

The problems of constructing the relay protection and automation system of the distribution network were considered. The lack of selectivity at the operating of the RPA GU was shown.

Thus, serious changes in the energy system connected with the development of the principles of decentralized energy production require the solution of a whole range of research goals.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Исходные данные по оборудованию энергорайона

Таблица Б1 – Параметры генераторов турбоагрегатов электростанций ЭЭС

Тип генератора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$P_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{гном}}$, кВ	n , об/мин	$\cos \varphi$	T_J , с	X''_d , о.е.	X''_q , о.е.	X'_d , о.е.	X'_q , о.е.	X_d , о.е.	X_q , о.е.	T_{d0} , сек
Т-12	15	12	6,3	3000	0,8	2,6	0,114	0,114	0,2	0,114	1,85	1,85	7,93

Таблица Б2 – Параметры регуляторов скорости турбоагрегатов

Тип генератора	Статизм	Зона	$T_{\text{откр}}$, сек	$T_{\text{закр}}$, сек	$P_{\text{т min}}$	$P_{\text{т max}}$	$D_{\text{по}}$	$T_{\text{по}}$
Т-12	5	0,015	1,5	0,5	0	150		1,5

Таблица Б3 – Параметры регуляторов возбуждения турбоагрегатов

Тип генератора	$T_{\text{рв}}$	$U_{\text{рв+}}$	$U_{\text{рв-}}$	K_u	K'_u	K'_{if}	K_f	K'_f	T_f
Т-12	0,04	6	-6	50	5	5	2	5	0,9

Таблица Б4 – Параметры возбудителей системы возбуждения турбоагрегатов

Тип генератора	T_v	E_{qe+}	E_{qe-}	E_{q+}	E_{q-}	K_l
Т-12	0,04	2	-1,6	2	0,6	0,7

Таблица Б5 – Параметры трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Пределы регулирования	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_t , Ом	X_t , Ом	ΔQ_x , квар
ТД-16000/35	16	ПБВ на стороне ВН $\pm 2 \times 2,5\%$	38,5	-	6,3	8	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДН -16000/35	16	РПН на стороне ВН $\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	-	6,3	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТМН -10000/35	10	РПН на стороне ВН $\pm 9 \times 1,3\%$	36,75	-	6,3	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Таблица Б6 – Параметры проводов воздушных линий

Участок	Марка провода	$N_{\text{ц}}$	L , км	Каталожные данные			Расчетные данные	
				r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{\text{доп}}$, А	$R_{\text{л}}$, Ом	$X_{\text{л}}$, Ом
ГТЭС – Отпайка на ПС-1	АС-120	2	4	0,244	0,414	390	0,98	1,66
Отпайка на ПС-1 – ПС-1	АС-120	2	2	0,244	0,414	390	0,49	0,83
Отпайка на ПС-1 – Отпайка на ПС-2	АС-120	3	3	0,244	0,414	390	0,73	1,24
Отпайка на ПС-2 – ПС-2	АС-120	2	3	0,244	0,414	390	0,73	1,24
Отпайка на ПС-2 – Отпайка на ПС-3	АС-120	2	5	0,244	0,414	390	1,22	2,07
Отпайка на ПС-3 – ПС-3	АС-120	2	2	0,244	0,414	390	0,49	0,83
Отпайка на ПС-3 – ШБМ	АС-120	2	4	0,244	0,414	390	0,98	1,66

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Результаты расчёта установившегося режима

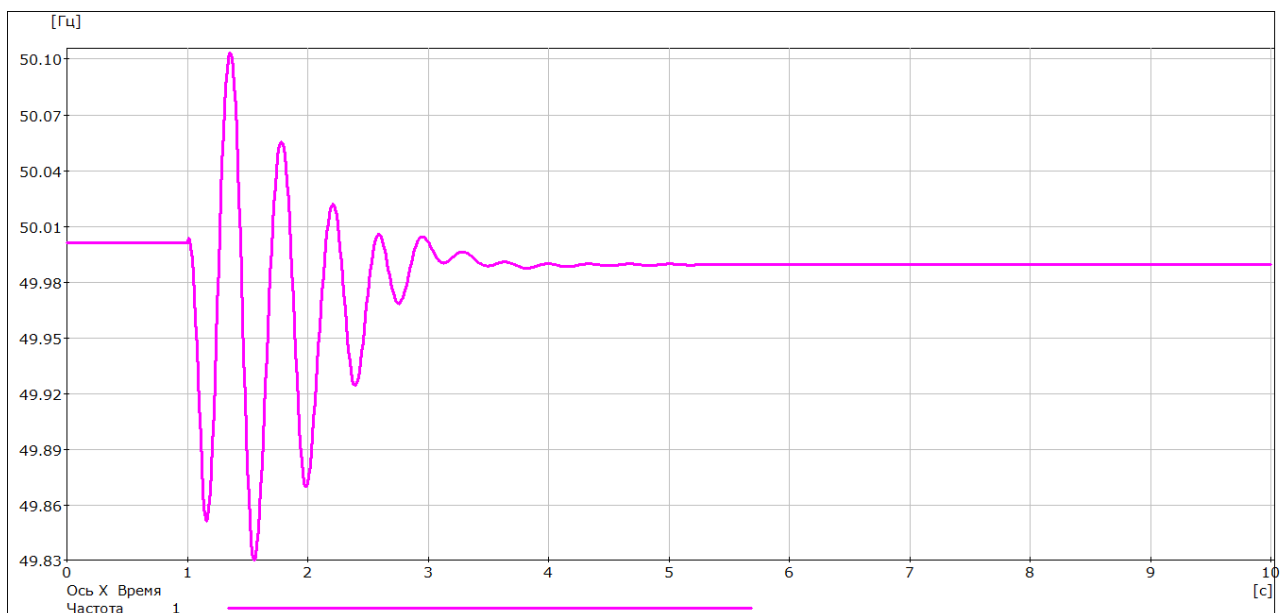
Таблица В.1 – Параметры узлов установившегося режима

Название узла	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВт	P _г , МВт	Q _г , МВт
Шины НН 1 ЭСТ	6,3	6.1	–	–	12	9
Шины НН 2 ЭСТ	6,3	6.1	–	–	12	9
Шины ВН 1 ЭС	35	35.33	–	–	–	–
Шины ВН 2 ЭС	35	35.33	–	–	–	–
Отпайка 1-1	35	34.64	–	–	–	–
Отпайка 1-2	35	34.64	–	–	–	–
Отпайка 2-1	35	34.39	–	–	–	–
Отпайка 2-2	35	34.39	–	–	–	–
Отпайка 3-1	35	34.57	–	–	–	–
Отпайка 3-2	35	34.57	–	–	–	–
ШБМ	35	35.00	–	–	9	12,7
Шины ВН ПС-1	35	34.47	–	–	–	–
Шины ВН ПС-1	35	34.47	–	–	–	–
Шины ВН ПС-2	35	34.02	–	–	–	–
Шины ВН ПС-2	35	34.02	–	–	–	–
Шины ВН ПС-3	35	34.44	–	–	–	–
Шины ВН ПС-3	35	34.44	–	–	–	–
Шины НН ПС-1	6	6.38	5	3,75	–	–
Шины НН ПС-1	6	6.38	5	3,75	–	–
Шины НН ПС-2	6	6.37	7	5,25	–	–
Шины НН ПС-2	6	6.37	7	5,25	–	–
Шины НН ПС-3	6	6.42	4	3,04	–	–
Шины НН ПС-3	6	6.42	4	3,04	–	–

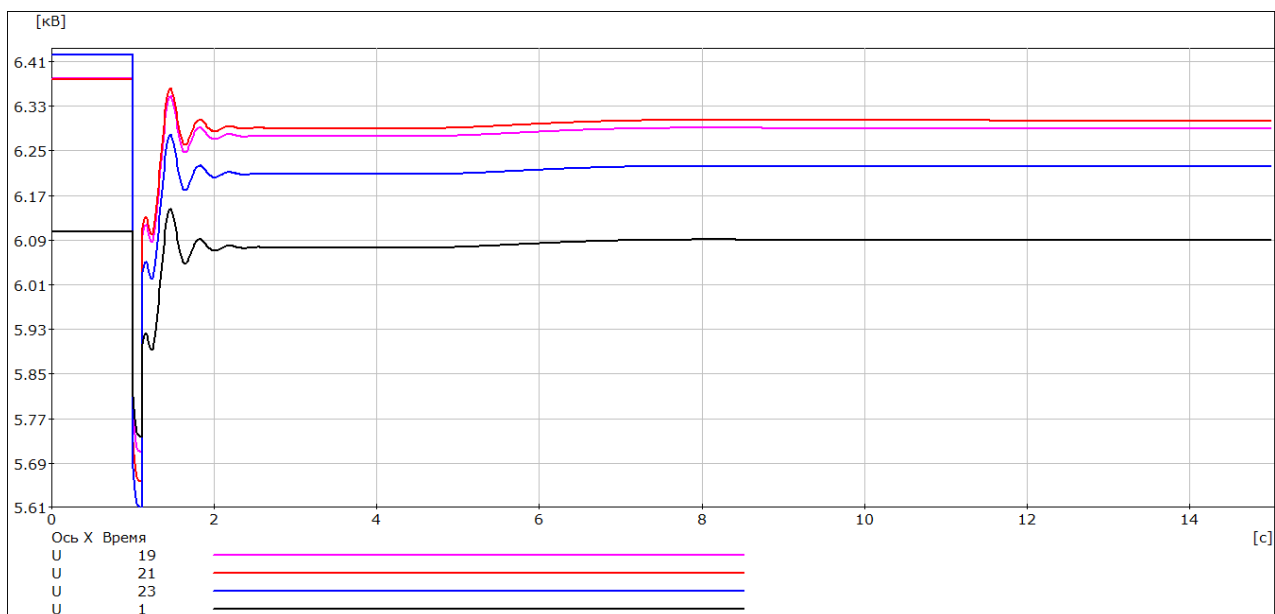
Таблица В.2– Параметры ветвей установившегося режима

Название ветви	$P_{нач},$ МВт	$P_{кон},$ МВт	$Q_{нач},$ МВар	$Q_{кон},$ МВар	$I_{max},$ А
Шины ВН 1 ЭСТ - Шины НН 1 ЭСТ	12	12	4	5	192
Шины ВН 2 ЭСТ - Шины НН 2 ЭСТ	12	12	4	5	192
Шины ВН 1 ЭСТ - Отпайка 1-1	-12	-12	-4	-4	192
Шины ВН 2 ЭСТ - Отпайка 1-2	-12	-12	-4	-3	192
Отпайка 1-1 - Отпайка 2-1	-7	-7	1	1	106
Отпайка 2-1 - Отпайка 3-1	0	0	7	7	102
Отпайка 3-1 - ШБМ	4	4	10	10	168
Отпайка 1-2 - Отпайка 2-2	-7	-7	1	1	107
Отпайка 2-2 - Отпайка 3-2	0	0	6	7	101
Отпайка 3-2 - ШБМ	4	4	10	10	165
Отпайка 1-2 - Шины ВН ПС-1-1	-5	-5	-4	-4	102
Отпайка 1-1 - Шины ВН ПС-1-2	-5	-5	-4	-4	102
Отпайка 2-2 - Шины ВН ПС-2-1	-7	-7	-6	-6	144
Отпайка 2-1 - Шины ВН ПС-2-2	-7	-7	-6	-6	144
Отпайка 3-2 - Шины ВН ПС-3-1	-4	-4	-3	-3	81
Отпайка 3-1 - Шины ВН ПС-3-2	-4	-4	-3	-3	81
Шины ВН ПС-1-1 - Шины НН ПС-1-1	-5	-5	-4	-4	101
Шины ВН ПС-1-2 - Шины НН ПС-1-2	-5	-5	-4	-4	102
Шины ВН ПС-2-1 - Шины НН ПС-2-1	-7	-7	-6	-5	144
Шины ВН ПС-2-2 - Шины НН ПС-2-2	-7	-7	-6	-5	144
Шины ВН ПС-3-1 - Шины НН ПС-3-1	-4	-4	-3	-3	81
Шины ВН ПС-3-2 - Шины НН ПС-3-2	-4	-4	-3	-3	81

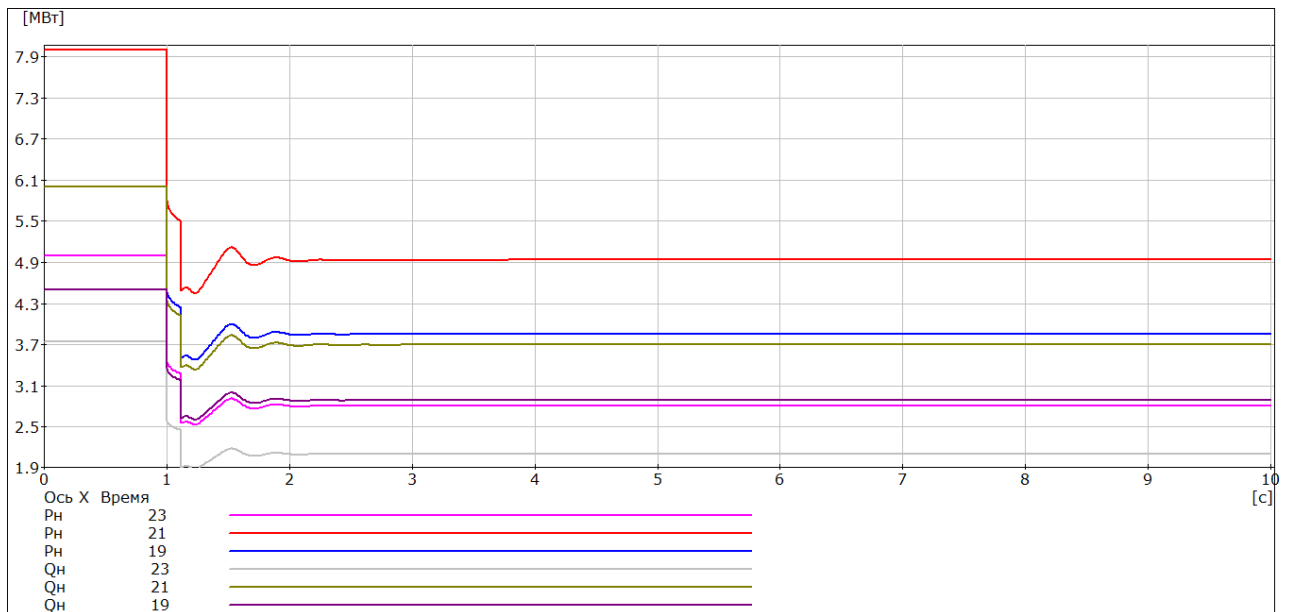
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (рекомендуемое)



а)



б)

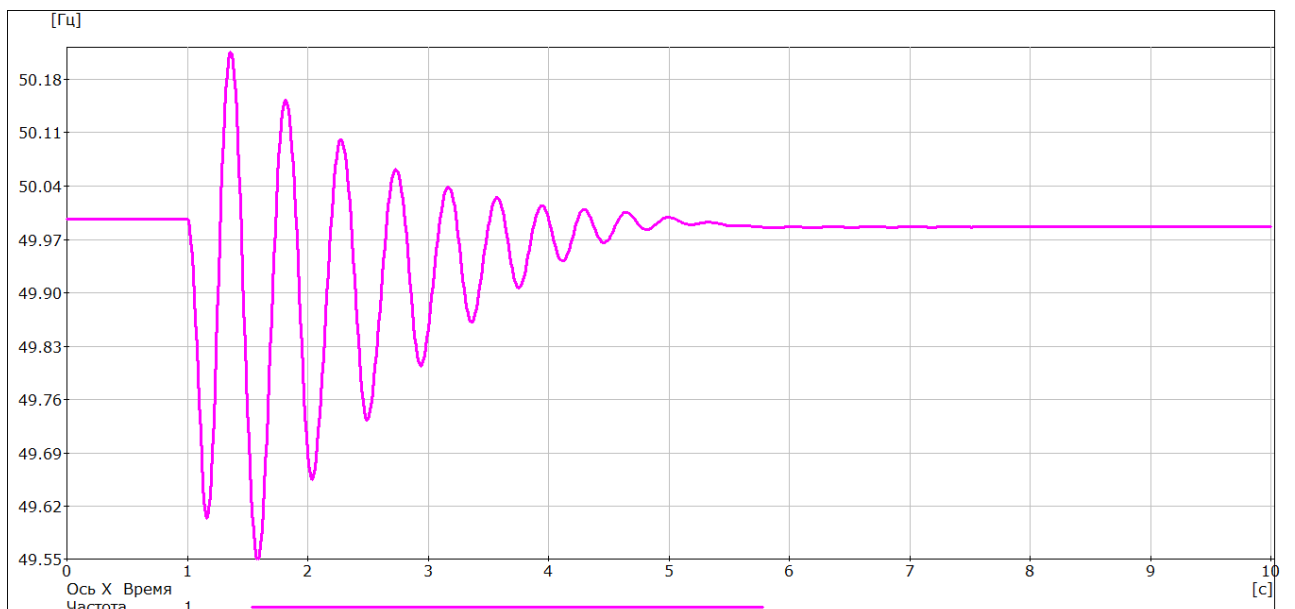


в)

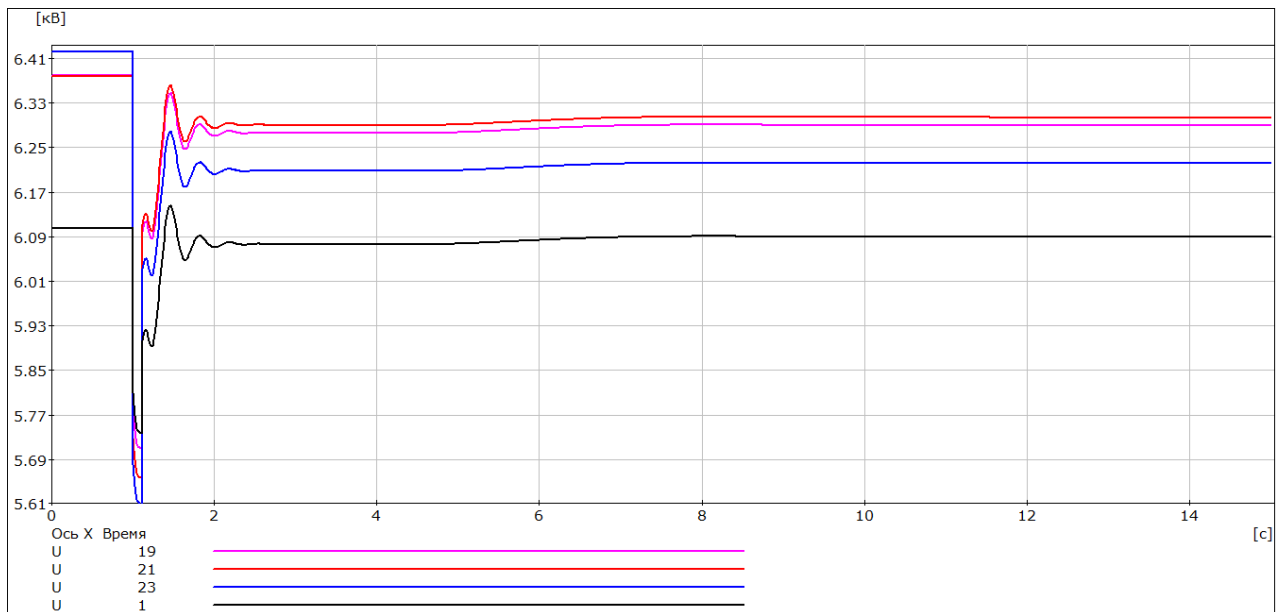
Рисунок Г.1 – Изменение частоты (а), напряжений (б) и мощности нагрузки (в) при её отключении в узлах 19,21,23 на 2,1 МВт, 3 МВт, 2 МВт соответственно.

При этом величина небаланса в выделенном районе составляет – 15,3 МВт.

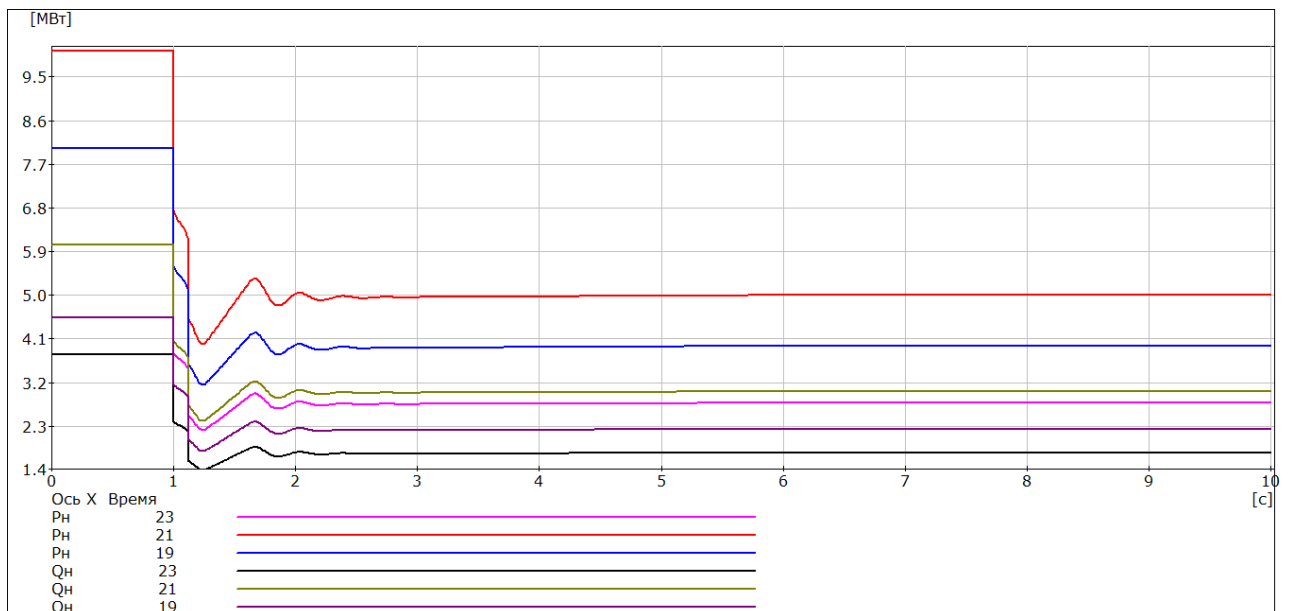
Время отключения нагрузки 0,12 с



а)



б)



в)

Рисунок Г.2 – Изменение частоты (а), напряжений (б) и мощности нагрузки (в) при её отключении в узлах 19,21,23 на 4,3 МВт, 5,3 МВт, 3,2 МВт соответственно. При этом величина небаланса в выделенном районе составляет – 25,8 МВт. Время отключения нагрузки 0,12 с