## Министерство образования и науки Российской Федерации Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования

НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. Р.Е. Алексеева

На правах рукописи

### Лоскутов Антон Алексеевич

# РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТОПОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор **Лоскутов А.Б.** 

# СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Исследование особенностей построения интеллектуальных	
распределительных электрических сетей в системах	
электроснабжения городов. Постановка цели и задач исследования	12
1.1 Анализ мировых тенденций в области формирования и	
интеллектуализации распределительных сетей среднего напряжения	12
1.1.1 Мировой опыт эксплуатации, состояние и перспективы	
развития городских распределительных сетей 6-20 кВ	12
1.1.2 Анализ существующих схемно-топологических и технических	
решений	20
1.1.3 Технические и эксплуатационные проблемы существующих	
распределительных сетей	25
1.2 Анализ опыта применения напряжения 20 кВ для	
электроснабжения крупных населенных пунктов и мегаполисов	34
1.2.1 Применение напряжения 20 кВ в России и в мире	34
1.2.2 Оценка оптимальности напряжения городской	
распределительной сети	37
1.2.3 Анализ потерь электроэнергии в сетях 6, 10, 20 кВ	39
1.2.4 Анализ режимов заземления нейтрали в сети 20 кВ	43
1.3 Разработка принципов формирования интеллектуальной городской	
распределительной сети 20 кВ	47
1.3.1 Требования к интеллектуальным городским	
распределительным сетям	47
1.3.2 Гексагональная топология интеллектуальной городской	
сети	50
Выводы по первой главе	51
2 Теоретические основы построения гексагональной	
распределительной сети, исследование свойств и режимов работы	52

<b>0</b> 1	п	U	~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~ ~
21	Принципы постр	рения гексагональной распре	лепительной сети 🦷 🤈 🤈
<b>—</b> •••	i ipiniquinbi novip	ennin i ekedi endibilen puenpe,	

2.4 Исследование нормальных и аварийных режимов работы
электросетевого района, построенного по гексагональному принципу......
77
2.5 Инженерная методика расчета тока короткого замыкания в ГРС.....
81

- 2.5.1 Задачи инженерной методики расчета ТКЗ...... 82

91

# З Разработка электротехнических решений по организации гибкого

функционирования сети.....

3.1 Схемотехнические решения формирования универсальных узлов

3.2.1 Требования к системам автоматизации и управления

интеллектуальными городскими сетями	98
3.2.2 Разработка прототипа системы управления ГРС	102

3.2.3 Структура интеллектуальной системы управления узла

нагрузки...... 113

3.4 Разработка алгоритмов оценки состояния интеллектуальной ГРС... 119

3.4.1 Синхронизированные векторные измерения..... 120

3.4.2 Оценка состояния ГРС методом наименьших 121

квадратов...... 121 3.4.3 Предварительная обработка данных на основе медианной

фильтрации...... 124

Выводы по третьей главе..... 128

4 Разработка алгоритмов функционирования гексагональнойраспределительной сети 20 кВ.....129

- 4.1 Классификация адаптивных алгоритов функционирования..... 129
- 4.2 Алгоритм переконфигурации ГРС в течение суток...... 130

4.2.1 Алгоритм поиска рационального разреза единой ГРС ..... 130

4.3 Автономный алгоритм принятия решения по оперированию присоединениями узла нагрузки при изменении динамики потребления... 135

4.4.1 Алгоритм централизованной дифференциальной защиты	
ГРС	140
4.4.2 Алгоритм децентрализованной дифференциальной защиты	
ГРС	145
4.4.3 Имитационное моделирование ДЗЛ в программном комплексе	
PSCAD	148
Выводы по четвертой главе	151
Заключение	152
Библиографический список	154
Приложение А.	171
Приложение Б	176
Приложение В.	197
Приложение Г.	211
Приложение Д.	219

#### введение

Актуальность темы. В настоящее время большинство городских напряжения распределительных сетей среднего В России являются консервативными и однонаправленными, выполняют функции пассивного транспорта и распределения электроэнергии. Они имеют большой износ оборудования, низкий процент автоматизации, устаревшую релейную защиту автоматику, большие потери электроэнергии, высокий процент И неперспективных напряжений (6 и 35 кВ). Существующая конфигурация распределительных сетей не всегда удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения более широкого И применения источников распределенной генерации электроэнергии [96].

В энергетической стратегии России на период до 2030 года [62] поставлена задача перевода нашей электроэнергетики на инновационный путь развития. В соответствии с этой стратегией разработана Программа инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016-2020 годов [79]. В качестве модели развития энергетической системы предлагается модель «Умная энергетика», в основе которой лежит построение интеллектуальной энергетической системы на основе активно-адаптивной сети (ИЭС ААС) [28,29]. В данной программе также предусмотрено развитие систем электроснабжения городов с использованием технологий ИЭС АСС. За рубежом эта технология имеет название Smart Grid - интеллектуальные (или умные) сети. Она внедрена в ряде энергосистем Северной Америки, Европы и Азии. Интеллектуальная сеть представляет собой распределительную сеть, которая сочетает комплексные инструменты контроля и мониторинга информационные состояния eë элементов, технологии И средства коммуникации, обеспечивающие автоматическое энергоэффективное управление производством, распределением и потреблением электроэнергии, способную автоматически адаптироваться, самовосстанавливаться и менять

свою конфигурацию в зависимости от режимов и возмущений в сети [23, 82, 138].

проблемы разработки и внедрения интеллектуальных Решению электрических сетей посвящено значительное количество публикаций в нашей стране и особенно за рубежом. Среди них можно отметить работы В. В. Волобуева[8], Н. И. Воропая [9], А. П. Апостолова [110, 141], В. В. Дорофеева [20, 72], В. П. Куприяновского [22, 106], С. Л. Кужекова [30], Б. Б. Кобеца [25], Е. Н. Сосниной [23, 89-91], П. В. Глущенко[11,12], В. И. Гуревича [17], Р. Пелисье [71], Н. Хаджсаида, Ж.-К. Сабоннадьера [115-121, 137], S. M. Amina, B. F. Wollenberga [109], C. W. Gellingsa [114], T. Shono, K. Fukushima, T. Kase, H. Sugiura, S. Katuyama [131], B. Renza [136], F. Balalingera, T. Jansen, M. Rieta [111] и др. [108, 127, 135]. Большинство работ посвящено основам построения ИЭС AAC энергоситем И интеллектуальных подстанций. Вопросы интеллектуальных городских электрических сетей в России проработаны еще недостаточно. Нет научно обоснованных технических решений по топологии интеллектуальных городских распределительных сетей, их режимов работы, управления и защиты, сдерживающих их широкое применение. Решению этих вопросов и посвящена настоящая диссертация

Объект исследования: городские распределительные сети среднего напряжения.

**Предмет исследования:** топология интеллектуальных городских распределительных сетей, принципы её формирования, моделирование нормальных и аварийных режимов.

**Цель диссертации:** разработка и исследование научно-технических решений по созданию интеллектуальных активно-адаптивных городских распределительных сетей среднего напряжения.

Для достижения поставленной цели в диссертации решаются следующие научные и практические задачи:

1. Разработка основ построения городских распределительных сетей по гексагональному принципу.

2. Разработка имитационной модели гексагональной распределительной сети (ГРС) и исследование нормальных и аварийных режимов её работы.

Разработка интеллектуальной системы управления узла нагрузки
 (УН) гексагональной распределительной сети.

4. Разработка автономных алгоритмов функционирования узлов нагрузки и динамического деления ГРС на гексозоны.

Связь работы с научными программами. Работа выполнялась в рамках ряда государственных контрактов с Министерством образования и науки РФ: ГК № 16.516.11.6063 от 28.04.2011 «Разработка технологии распределения электрической энергии в электроэнергетических системах (Распределенные электрические сети)»; ГК № 16.526.12.6016 от 11.10.2011 «Разработка и создание типового ряда трансформаторно-тиристорных регуляторов напряжения и мощности с расщепленной первичной обмоткой трансформатора и ключами однонаправленного тока»; ГК № 14.516.11.0104 от 14.10.2013 «Исследование режимов функционирования и разработка алгоритмов управления узлов нагрузки в гексагональной распределительной электрической сети»; ГК № 14.577.21.0124 от 20.10.2014 «Разработка интеллектуальной релейной защиты с характеристиками, не зависящими от режимов работы активно-адаптивной электрической сети».

Методы научных исследований. Для решения поставленных научных задач использовались методы структурного анализа, математического и имитационного моделирования с применением программ Matlab/Simulink, PSCAD, сравнение, синтез, верификация, классификация, методы цифровой обработки сигналов и компьютерных технологий.

Научная новизна диссертационной работы состоит в том, что в ней:

1. Разработан новый способ и система передачи и распределения электрической энергии (патенты РФ № 2475918 и № 2484571), основанные на

гексагональном принципе, позволяющем строить интеллектуальные распределительные сети.

2. Разработана имитационная модель гексагональной распределительной сети, позволяющая проводить расчеты токов и моделировать нормальные и аварийные режимы работы интеллектуальных городских распределительных сетей.

3. Предложены принципы и алгоритмы управления элементами сложно замкнутой и ГРС по агентной технологии, а также определены виды адаптивной релейной защиты с абсолютной селективностью для сети с инвариантным направлением мощности.

4. Разработана классификация основных алгоритмов функционирования распределенной электрической сети и созданы универсальные алгоритмы функционирования «трехлучевого» узла нагрузки.

#### Практическая ценность и реализация результатов работы

1. Разработанный способ организации топологии городских распределительных сетей 20 кВ как хорошо связанной сети, образующей в вершинах шестиугольника трех- или четырехлучевой УН, позволяет: снизить потери мощности; создать системность и упорядочить построение и развитие городских распредсетей, внедрять перспективный класс напряжения 20 кВ; перераспределять нагрузку между источниками, выравнивая их суточные эффективно расходовать энергоресурсы, графики нагрузки, повысить электроснабжения потребителей, надежность И качество что дает возможность реализовать концепцию «гибких» активно-адаптивных распределительных сетей с интеграцией в них возобновляемых источников энергии схемным, топологическим путем.

2. Созданные инженерные методики расчета токов короткого замыкания, определения рационального расстояния между узлами нагрузки, а также оптимального сечения проводников в сети с заданными номинальными нагрузками в узлах могут использоваться для оценочных расчетов, при проектировании новых районных ГРС.

3. Разработана программа для определения токов, напряжений и фаз, расчета нормальных и аварийных режимов в районной ГРС (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2014610176), а также программа для оценки и выбора сечений проводников в ГРС.

4. Создано схемотехническое решение и основные алгоритмы функционирования универсального узла нагрузки ГРС, сформулированы основные принципы управления и защиты, архитектуры обмена пакетов информации с применением протокола МЭК 61850, что является основой эффективного функционирования ГРС.

5. Материалы и результаты работы использованы в учебном процессе кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» НГТУ им. Р. Е. Алексеева при чтении лекций, проведении научно-исследовательских работ по дисциплинам «Автоматизация и управление систем электроснабжения», «Системы электроснабжения», «Электроэнергетика» и в дипломном проектировании. Также результаты работы были внедрены в проектную практику ООО «ЭТС-Проект» и ОАО «НИПОМ».

полученных Достоверность результатов подтверждается адекватностью верификацией результатов И теоретических И исследований, экспериментальных имитационным моделированием С диапазоном погрешности не более 10%.

#### Основные положения, выносимые на защиту:

1. Способ и система передачи и распределения электрической энергии, основанные на гексагональном принципе.

2. Результаты сравнительного анализа электрических параметров различных топологий распределительных сетей.

3. Имитационные модели и методики определения токов короткого замыкания, нормальных и аварийных режимов, уровней напряжений в узлах при перераспределении нагрузок и рационального расстояния между узлами нагрузки.

4. Алгоритм агентной системы управления ГРС, типовые алгоритмы функционирования разработанной схемы универсального распределительного узла нагрузки и алгоритм деления ГРС на зоны.

работы. Апробация результатов Основные теоретические И практические положения и результаты диссертации докладывались на международных, всероссийских, межрегиональных конференциях: IX, X, XII, XIII, XVI Международных молодежных НТК «Будущее технической науки» (Н. Новгород, НГТУ, 2010, 2011, 2013-2015гг.); форумах «Великие-реки» (Н. Новгород, 2012 - 2015гг.); 9-й Всероссийской научной молодежной школе «Возобновляемые источники энергии» (г. Москва, МГУ, 2014г.); XV-XX Нижегородских региональных конференциях «Сессия молодых ученых. Технические науки» (2010-2015 гг.); 26-28 НТК «Актуальные проблемы электроэнергетики» (H. Новгород, НГТУ, 2012-2015 гг.); XLIV Всероссийской научно-практической конференции «Федоровские чтения» (г. Москва, МЭИ, 2014г.); 10-й международной НТК «Энергия-2015» (г. Иваново, ИГЭУ, 2015г.); XVIII международной НТК «Бенардосовские чтения» (г. Иваново, ИГЭУ, 2015г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 19 печатных работ, 6 из которых опубликованы в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

# 1 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ. ПОСТАНОВКА ЦЕЛИ И ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

Интеллектуальная электроэнергетическая система представляет собой качественно новую совокупность генерации, электрических сетей и потребителей, объединенных на основе принципов саморегулирования и самовосстановления, с управлением через единую сеть информационноуправляющих систем в режиме реального времени.

# 1.1 Анализ мировых тенденций в области формирования и интеллектуализации распределительных сетей среднего напряжения

Многие мировые энергосистемы переживают значительные изменения под влиянием возрастающих потребностей в интеграции возобновляемых видов энергии, старения оборудования, требований энергоэффективности И возрастающей обеспокоенности по поводу уязвимости системы при увеличении количества самостоятельных субъектов В условиях либерализации энергетических рынков. Эксплуатация электросетевых объектов становится и требует более сложной внедрения новых автоматизированных И обеспечения интеллектуальных систем для интересов безопасности, экономичности и эффективности, что создает предпосылки возникновения «умных энергосистем» - Smart Grid [96].

# 1.1.1 Мировой опыт эксплуатации, состояние и перспективы развития городских распределительных сетей 6-20 кВ

Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, имеющие характерные особенности. Среди них: высокая плотность электрических нагрузок (от 5 до 15-20 МВт/км<sup>2</sup> в центральных районах городов); большое количество

потребителей, расположенных на ограниченной территории; высокая стоимость земли под застройку ПС, РП, ТП; канализация электроэнергии выполняется преимущественно подземными кабельными линиями; высокие требования к надежности и категорийности электроснабжения городских потребителей; непрерывный рост электропотребления (1-2% в год) [56, 61, 86], требующий систематического развития электрических сетей (рис. 1.1) и др.



Рис. 1.1. Прогнозы динамики электропотребления с 2011 по 2020 годы

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории города и предназначенных для электроснабжения его потребителей. Различают электроснабжающие сети напряжением 35-110 кВ и распределительные сети напряжением 0,38 и 6-20 кВ [27]. Особого внимания требуют структура и топология сети среднего напряжения 6-20 кВ, поскольку они максимально приближены к потребителю и имеют большую протяженность по сравнению с магистральными сетями.

Результаты исследований за рубежом показали, что учет всех факторов и связанных с ними рисков развития электроэнергетики в будущем требует

пересмотра традиционных подходов, принципов и механизмов ее функционирования, выработки новых, способных обеспечить устойчивое развитие, прорывное повышение потребительских свойств и эффективности использования энергии [25].

Это решение потребовало разработки новой концепции инновационного развития электроэнергетики, которая, с одной стороны, соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемым потребностям людей и общества в целом, а с другой - максимально учитывала основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества. Такой концепцией стала технология Smart Grid (SMART - Self Monitoring Analysisand Reporting Technology – технология самодиагностики, анализа и отчета, GRID (англ.) – энергосистема, электросеть, энергосеть) [12], которой посвящены многие публикации [13, 20, 65, 72, 74, 87, 138 и др.].

На основании анализа информации, посвященной вопросам создания Интеллектуальных электрических сетей, была предложена классификация указанных сетей (рис. 1.2).



Рис. 1.2. Классификация Интеллектуальных электрических сетей (технологий Smart Grid):

- подразделы классификации

разделы классификации;

Исследование и анализ технологий Smart Grid отечественных и зарубежных компаний [13, 20, 65, 72, 74, 87, 138 и др.] позволили определить основные направления разработок: управление режимами ЭЭС; мониторинг, интеллектуальный учет, передача данных (АСУ ТП); информационное, программное обеспечение; распределенная генерация, накопители энергии; электротехническое оборудование.

В табл. 1.1 представлены основные направления и разработки в области Интеллектуальных электрических сетей, а также перечислены отечественные и зарубежные производители высокоэффективного оборудования.

#### Таблица 1.1

Цанрар нания	Оборудование и	Компании					
паправления	разработки	Зарубежные	Отечественные				
Управление режимами ЭЭС	СТАТКОМ, управляемый шунтирующий реактор, вставки постоянного тока, устройства FACTS	ABB, Siemens, General Electric	ВНИИЭ, НИИПТ, ОАО «Электрозавод»				
Удаленный мониторинг, интеллектуальный учет, передача данных (АСУ ТП)	Цифровые ПС, биллинговая система, устройства комплексной автоматизации технологических процессов подстанций	ABB, General Electric	ОАО «Электропромавтомати- зация»				
Информационное, программное обеспечение	иационное, имное Система SCADA, Web-технологии						
Распределенная генерация, накопители энергии	УСИЭ, комбинированные ветросолнечные (гибридные) установки, литий-ионные батареи	AlternEnergy, N-Power, SolarInnTech, Ener1	НПО «Квант», ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, ГРЦ-Вертикаль, Гидроэнергопром				
Электротехническое оборудование	ктротехническое рудование Интеллектуальные трансформаторы, сверхпроводящие кабели		ОАО «Электрозавод», ОАО ВНИИНМ				

#### Основные направления разработок технологий Smart Grid

В России данная концепция имеет название – Интеллектуальная электрическая система с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) [28, 29].

В концепции ИЭС ААС представлены три основных направления развития электроэнергетики (рис. 1.3):

1. Создание и применение улучшающей, новой и прорывной техники, обеспечивающей экономичность и управляемость электрической сети, разработка и использование технологий мониторинга и диагностики сетей.

2. Развитие современных И создание новых систем управления электроэнергетикой; проработка принципов информационного новых взаимодействия энергообъектов, включая и «информационное облако»: обеспечение их кибербезопасности.

3. Разработка принципов вовлечения в управление энергопотреблением как отдельных активных потребителей, так и интеллектуальных распределительных и микросетей.

Идеология ИЭС АСС предусматривает развитие интеллектуальных систем электроснабжения городов и мегаполисов [29].



Рис. 1.3. Основные направления концепции ИЭС АСС

В табл. 1.2 приведено сравнение традиционной сети и ИЭС АСС.

## Таблица 1.2

0	U	U	U
Спявнение т	рялиционной элек	тпическои сети и як	тивно-яляптивнои сети
Cpublichine I	paginginomion shere	iph icenon cern n an	and again and the corn

Наименование показателя	Традиционная	Активно-		
	сеть	адаптивная сеть		
Сети потреоит	гелеи			
Автоматизированная система управления энергопотреблением со стороны ЭЭС, в т.ч. с вовлечением потребителей-регуляторов к участию в режимном управлении	нет	есть		
Автоматизированная система учета электропотребления	недостаточно	повсеместно		
Система регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности	недостаточно	в необходимом объеме		
Местные (резервные) источники генерации	практически отсутствуют	широко применяется малая генерация + накопители ээ		
Наличие интерфейса связи с единым центром управления	нет	есть		
Интеллектуальные энергосберегающие технологии в системах электроснабжения, в т.ч. «умный дом» - «умный город»	нет	есть		
Распределительные сети об	щего пользования	1		
Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности	незначительно	повсеместно		
Системы контроля качества электроэнергии в узлах сети	незначительно	есть		
Системы централизованного автоматического управления нагрузкой потребителей	нет	есть		
Наличие управляемых сетевых элементов, изменяющих параметры сети	незначительно	есть		
Наличие систем управления для поддержания баланса при выделении узлов на изолированную работу	нет	есть		
Системы контроля и управления надежностью электроснабжения	нет	есть		
Системообразующи	е сети ОЭС			
Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности, потерь электрической энергии	нет	есть		
Системы контроля напряжения в контрольных точках сети	не развита	повсеместно		
Системы оценки текущего состояния (режима) сети	есть пассивная	есть активная		
Наличие сетевых элементов, изменяющих топологию сети по управляющим воздействиям	практически нет	есть		
Система автоматического контроля загрузки критических сечений и выдачи управляющих воздействий для их разгрузки	есть	Дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети		
Система регулирования частоты и поддержания баланса активной мощности в отделившихся энергорайонах при аварийных ситуациях	не развита	автоматическое управление		
Автоматизированная технология реконфигурации электрических сетей	локальное применение в распределительных сетях	есть		
Системы мониторинга переходных процессов на базе синхронизированных векторных измерений	локальное применение	повсеместно		
Межсистемные межгосуд	арственные сети			
Системы оценки текущего состояния (режима) передачи	есть пассивная	есть активная		
Система автоматического контроля загрузки передачи и выдачи управляющих воздействий для ее разгрузки (при перегрузке)	есть	дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфирурацией сати		
		и копфиі урацией сети		

Понятие интеллектуализации городских распределительных сетей неразрывно связано с системой управления технологическими процессами. На сегодняшний день уже недостаточно только контролировать и управлять. Работу сети необходимо оптимизировать, полученные данные анализировать, также необходимо снизить потери электрической энергии, повысить ее безопасность и эффективность.

В мире существует программные продукты, которые удовлетворяют данным требованиям. Их разрабатывают такие крупные компании, как Schneider Electric, Siemens, ABB, Alstom и т.д.

Schneider Electric ADMS (Advanced Distribution Management System) [107] является инновационной системой, объединившей в себе все современные средства: подсистему управления распределительной сетью (DMS); подсистему диспетчерского управления и сбора данных (SCADA); подсистему управления аварийными отключениями (OMS); геоинформационную систему (GIS). Все эти подсистемы реализованы на базе единой надежной платформы с единым пользовательским интерфейсом. Отличительными чертами данной системы являются самовосстанавливающиеся характеристики, распределённая генерация энергии, децентрализация управления, метеорологические данные в режиме реального времени

Департамент производства и распределения электроэнергии компании Siemens разработал систему SICAM PAS [102]. Модульная структура аппаратуры и программного обеспечения SICAM PAS обеспечивает высокую степень адаптируемости системы к специфике конкретных предприятий. Другим достоинством SICAM PAS является бесшовная интеграция с любыми системами управления на базе техники SIMATIC. Это дает возможность объединения автоматизированной системы (АСУ) ТП и систем диспетчерского уровня управления и устранения избыточных взаимодублирующих элементов. Станция полностью необслуживаемой является за счет отсутствия изнашивающихся и вращающихся элементов. Программное ядро реализует

функции конфигурирования, отладки и диагностики системы, сбора данных и преобразования протоколов.

Компания Alstom Grid разработала новую серию интеллектуальных электронных устройств P60 Agile [133]. Это универсальное решение для полной защиты, контроля, учета и измерения электроэнергетических систем. Главное преимущество серии P60 Agile состоит в том, что она представляет собой компактное устройство широкого назначения, выполненное в одном корпусе. Серия P60 Agile включает в себя такие интеллектуальные электронные устройства, как ненаправленные токовые защиты фидера, направленные токовые защиты фидера от замыканий на землю и защиты по напряжению.

Таблица 1.3

Функции	Schneider Electric	Siemens	ABB	Alstom
Расчет и анализ параметров сети	+	+	+	+
Прогноз и моделирование режимов сети	+	+	+	+
Определение места повреждения цепи	+	-	+	-
Автоматическое восстановление электро-	+	-	+	-
снабжения при аварийных отключениях				
Хронологическая запись режимов работы	+	+	+	+
основного оборудования				
Анализ топологии сети	+	+	+	+
Передача информации на верхние уровни	-	+	+	-
управления				
Расчёт потокораспределения	+	+	+	-
Распределённая генерация энергии	+	-	+	+
Географическая привязка местности	+	-	+	+
Интеграция метеосистем в реальном времени	+	-	-	-
Средства создания отчётов	-	+	+	-
Самодиагностика	+	+	+	+

Сравнительная таблица по функциям автоматизированных систем управления различных фирм производителей.

Решения компании АВВ в области систем связи и управления сетями контролировать, позволяют управлять защищать энергосистемы. И MicroSCADA Pro DMS 600 выполняет управление коммутациями И электрическим режимом сети в реальном масштабе времени с помощью графического пользовательского интерфейса, позволяет моделировать сеть. Программный пакет может работать как в локальной вычислительной сети по технологии клиент - сервер с резервированием, так и на одной рабочей станции.

Графическая система представления данных распределительных сетей использует реляционные базы данных и географические карты. Включены также функции планирования и оптимизации режимов. Система содержит функции планирования коммутаций, управления оперативно-выездными бригадами, а также гибкую систему для составления отчетов. Сравнительный анализ по основному функционалу и реальному применению систем управления приведен в табл. 1.3 и 1.4.

## Таблица 1.4

производителей								
Параметры сравнения Schneider Electric		Siemens	ABB	Alstom				
Программное обеспечение	Windows 2003 или 2008 Server	Windows XP Embedded	Windows XP, Opera	Windows XP				
Класс напряжения	0,4-110 кВ	110-220 кВ	0,4-110 кВ	6-35 кВ				
Реализованные проекты	Реализованные проекты ОАО МРСК Центра – филиал «Белгородэнерго», Elektro Celje, (Словения)		DynaPeaQ (Англия)	-				
Протоколы МЭК 60870-5-104		МЭК 60870- 5-104	IEC 60870-5-101, 104,IEC 61850, МЭК 61850	МЭК 61850				

# Сравнительная таблица автоматизированных систем управления различных произволителей

# 1.1.2 Анализ существующих схемно-топологических и технических решений

Проблема выбора структуры имеет важное значение для городских сетей, поскольку предопределяет условия непрерывности электроснабжения электроэнергией потребителей.

В соответствии с действующими правилами и нормами населенные места подразделяются на группы в зависимости от количества населения (табл. 1.5) [27].

одразделение городов и поселков на групп								
	Горон посоном	Население	, тыс. чел.					
	тород, поселок	города	поселка					
	Крупнейший	>1000	-					
	Крупный	500-1000	>10					
	Большой	100-250	5-10					
	Средний	50-100	3-5					
	Малый	<50	<3					

Таблица 1.5 Подразделение городов и поселков на группы

Используемые в настоящее время системы электроснабжения городов в зависимости от их размера и исторического развития представлены на рис. 1.4 - 1.6 [27].



Рис. 1.4. Система электроснабжения малого города: 1 – питание; 2 – потребители



Рис. 1.5. Система электроснабжения среднего города Знергосистема



Рис. 1.6. Система электроснабжения крупного города



Рис. 1.7. Распространенные схемные решения в городах [71]:

*a* - петлевая сеть, питающейся от одной ПС А: □ – выключатели на отходящей линии (один – замкнут, другой – разомкнут); ○ – транзитные ПС; ● – тупиковые ПС; б - петлевая сеть, питающаяся от одной системы сборных шин: □ – выключатели на отходящей линии (один – замкнут, другой – разомкнут); ○ – транзитные ПС; ● – тупиковые ПС; *в* - разомкнутая петлевая сеть (г. Лион); *г* - петлевая сеть с ответвлениями: □ – замкнутый вык-ль в норм. режиме;
– разомкнутый вык-ль в норм. режиме; --- - дополнительная запроектированная линия; ○ - место, предусмотренное для сооружения дополнительной ПС ВН/СН; *д* - петлевая сеть, питающаяся от двух различных источников; *e* - многолучевая сеть с резервированными ответвлениями: подстанции СН/НН; — - существующие кабельные линии; --- - кабели для усиления сети

Анализ существующих в России и за рубежом схемно-топологических решений в городах показал, что в сетях с напряжением 6-20 кВ с кабельными линиями чаще всего применяются двухлучевые и петлевые схемы (рис. 1.7) [27, 56, 66, 71], разомкнутые в нормальном режиме.

При обычной двухлучевой схеме (рис.1.8) разные секции каждой двухтрансформаторной ТП включены в разные лучи, каждый из которых присоединен к разным секциям распределительного пункта (РП). В нормальном режиме лучи и секции каждой ТП работают раздельно и подключены к независимым источникам. В данной схеме реализовано требование по резервированию каждого элемента сети, причем число поврежденных элементов в такой схеме может быть и неравным одному. Недостаток такой схемы – при одновременном повреждении головных кабельных линий (КЛ) в каждом луче все потребители окажутся обесточенными [57].



Рис. 1.8. Двухлучевая схема построения распределительной сети 10 кВ

В последние годы электрические нагрузки жилой застройки в городах стабильно растут в среднем на 2–3% в год. Возможна ситуация, когда конкретный участок сети не сможет пропускать требуемую мощность. Двухлучевая схема имеет возможность развития путем прокладки дополнительных параллельных КЛ к ближайшей ТП (подключенной также по двухлучевой схеме) и выполнения разрывов в каждом луче.

Двухлучевая встречная схема. В случае присоединения «концов» лучей к разным секциям другого РП получим возможность взаимного резервирования части нагрузок этих РП. Если же подобные связи организовать между территориально расположенными рядом РП, подключенными от разных независимых источников, то можно резервировать не только нагрузки РП, но и нагрузки этих источников (рис. 1.9).



Рис. 1.9. Встречная двухлучевая схема построения распределительной сети 10 кВ

Описанная схема называется двухлучевой встречной. Для ее реализации необходимо тщательно оценивать требуемую пропускную способность КЛ для различных режимов работы сети, т.е. возможность развития ограничена.

Как видно из рис. 1.8 – 1.9, в электрических сетях 6-10 кВ промышленных объектов и городов широко применяются РП. Основной и наиболее широко РΠ является рабочая используемой схемой «одна секционированная выключателем система шин». К достоинствам данной схемы относится: простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность. Однако имеется ряд недостатков: при ремонте одной секции ответственные потребители, которые нормально питаются с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта; при аварии на секционном выключателе или при его отказе в момент короткого замыкания на одной из секций происходит отключение обоих источников питания. В последнее время с ростом требований по надежности электроснабжения более широко стали применяться схемы с применением третьего независимого источника питания (рис. 1.9, перемычка).

# 1.1.3 Технические и эксплуатационные проблемы существующих распределительных сетей

В настоящее время топология городской распределительной сети, движение мощности в ней, законы защиты и управления достаточно понятные и устойчивые. Радиальные, магистральные и петлевые схемы, показанные в п. 1.1.2, используются с времен плана ГОЭЛГО до настоящего времени и хорошо зарекомендовали себя в практическом использовании. Однако, по мнению многих экспертов, электросетевой комплекс находится на пике своего жизненного цикла и требует модернизации. Об этом свидетельствуют современная конъюктура жизнедеятельности людей, сбои в существующей системе управления технологическими процессами производства и передачи электроэнегрии, а также тенденции в энергетике [84].

Появление новых и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) открыло новые возможности получения «чистой» энергии и развития малой и

распределенной энергетики [85]. Обладатели ВЭИ имеют возможность продавать излишки энергии в сеть во время профицита, получая преференции от энегроснабжающих организаций. Прогнозируемое внедрение электрического зарядного транспорта (электромобилей) внесет существенные возмущения в режимы энергосистемы, поскольку нагрузки будут путешествовать в течение суток, создавая пиковые режимы в разных частях распределительной сети. В моменты полной зарядки и без движения электромобильный транспорт может являться накопителем электрической мощности и при необходимости отдавать ее в сеть. Современные технологии информационно-коммуникационных систем, методы цифровой обработки сигналов и вычислительные мощности современных процессоров открывают дорогу новым управляющим системам, способным работать в режиме реального времени, и цифровым устройствам интеллектуальной адаптивной релейной защиты, быстро анализирующим текущую ситуацию в сети и превентивно принимающим управляющее решение.

Таким образом, тенденции развития электроэнергетики свидетельствует о том, что движение мощности в распределительных электрических сетях будет *«двунаправленным»*, что вносит технологические сложности в ведение режимов городской сети.

Вопросы полноценной интеграции ВИЭ, цифровых технологий В энергосистему, управление потоками мощности в условиях существующих традиционных топологических решений, элементной базы, нормативнотехнической документации, тарифной политики сбытовых И компаний сдерживают распределенной распределительных развитие энергетики и интеллектуальных городских распределительных сетей.

Существующие городские распределительные сети характеризуются рядом существенных проблем. Физический и моральный износ основных фондов составляет 20-40%. Доля изношенного оборудования, находящегося в эксплуатации 1,5-2 нормативных срока, увеличивается и составляет порядка 20 % для подстанций 110-35/6/10 кВ и 35% для подстанций 6-10/0,4 кВ [4].

Потери электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ составляют до 30% [76, 77]. Сетевая инфраструктура электрохозяйств городов отстает от роста нагрузки и потребности в электрической мощности. По оценкам US Army Corps of Engineers [25], в ближайшие 40 лет потребление энергии в городах увеличится в три раза. Возникают трудности сохранения технологической целостности системы и ее эффективного и надежного развития, поскольку в сетевых компаниях отсутствует единая политика построения распределительных сетей. В городе сети развиваются неупорядоченно, что ведет к усложнению эксплуатации и затрудняет расчет режима данных сетей.



Рис. 1.10. Участок схемы распределительной сети Нагорной части г. Нижнего Новгорода

Существующие распределительные сети (рис. 1.10) имеют сложно разветвлённую структуру, имеющую множество резервных связей между ТП и РП, находящихся в холодном резерве. Однако нет единой унификации сети, что делает дорогостоящим и затруднительным алгоритмизацию элементов узлов нагрузки (РП, ПС) и управление режимами из-за множества возможных состояний самой распределительной сети.

Анализ аварийности и отказов на объектах Производственного отделения «Центральные электрические сети» филиала Нижновэнерго – ОАО МРСК Центра и Приволжья» (ПО ЦЭС) г. Н. Новгорода за 2013-2014 г. представлен на рис. 1.12 - 1.13 и в табл. 1.6.



Рис. 1.11. Анализ основных причин внезапных отключений за 2013 г. [39]



Рис. 1.12. Отключения в сети 6-10 кВ и сети абонентов за 2014 г.

## Таблица 1.6

## Фрагмент ведомости учета аварийных отключений в сети 6-10 кВ ПО ЦЭС.

		сое ис овки	ия ой овки и N <u>o</u>	в в (Б]	я інии ей)	цикл	Я	П	Погашенные объекты			объе	кты	од::	я сть ие	е БІВ, 161 И	Вт ч
№ п/п	Сети	Диспетчерсь наименован электроустанс	Центр питан отключеннс электроустанс (Подстанция СШ)	Дата, врем отключени (повреждени	Дата, врем включения ли (потребителе	Работа защит, АПВ	Причина отключени	ШТ	нас/п	Котель-е в ОП	больницы	школы, д/сады	потребители 1 категории	Улицы в рай попавшие п погашение	Балансова принадлежно (ВЛ, КЛЈ) наименован абонента	Примечани (причина, обр виновник, принятые мер т.д.)	Недоотпуск к
1	ЦЭС	РП-29 ф.294 (Сормовский РЭС)	Канавинская	01.09.2014 05-22	01.09.2014 06-46	MT3	Дефектная КЛ РП 29 ф.294-ТП 2433(1)	1	0	0	0	0	0	ул. Гордеевская	ЦЭС	Обесточено 1 ТП	20
2	ЦЭС	ПС Канавинская л.614 (РП-95-Сормовский РЭС, ТП-2820-аб.)	Канавинская	01.09.2014 05-28	01.09.2014 16-08	MT3	Дефектная КЛ к ТП-2820	0	0	0	0	0	0	-	абонент	В РП-95 успешно сработала схема АВР, ТП-2820- погашено-порт	
3	ЦЭС	РП-1 ф.14 (Заречный РЭС)	Канавинская	01.09.2014 05-30	01.09.2014 06-47	MT3	Дефектные КЛ РП 1 ф.14- ТП 2406(1), ТП 2406(1)- ТП 2763	3	0	0	0	0	0	ул.Чкалова	абонент	Обесточено 3 ТП (из них 1 ТП ЦЭС)	90
4	ЦЭС	ПС Ковалиха ф.1002	Ковалиха	01.09.2014 12-11	-	MT3	-	-	0	0	0	0	0	-	абонент		
5	ЦЭС	РП-74 ф.744 (Сормовский РЭС)	Канавинская	01.09.2014 20-19	01.09.2014 21-43	MT3	Дефектная КЛ ТП 2003- ТП 2003А	0	0	0	0	0	0	Сормовское шоссе	абонент	Обесточено 3 ТП (из них 1 ТП ЦЭС)	47
6	ЦЭС	РП-55 ф.555 (Сормовский РЭС)	Левинка	03.09.2014 01-42	03.09.2014 03-01	MT3	Дефектная КЛ РП 55 ф.555-ТП 3504	4	0	0	0	0	0	ул. Коминтерна	ЦЭС	Обесточено 4 ТП (из них 3 ТП ЦЭС)	287
7	ЦЭС	ПС Левинка ф.622 (Сормовский РЭС)	Левинка	03.09.2014 01-42	-	MT3	Дефектная КЛ РП-58	0	0	0	0	0	0	-	ЦЭС	В РП-58, РП-55 успешно сработала схема АВР	0
8	ЦЭС	РП-1 ф.12 (Заречный РЭС)	Канавинская	03.09.2014 11-11	03.09.2014 13-19	MT3	Дефектная КЛ ТП 2423- ТП 2702	8	0	0	0	0	0	ул.Литвинова, Прокофьева, Канавинская	абонент	Обесточено 8 ТП (из них 3 ТП ЦЭС)	653
9	ЦЭС	РП-21 ф.219 (Нагорный РЭС)	Свердловская	03.09.2014 15-38	03.09.2014 17-10	MT3	Дефектная КЛ ТП 199(2)- ТП 444(2)	2	0	0	0	0	0	-	абонент	Обесточено 2 ТП- аб.	
10	ЦЭС	РП-23 ф.232 (Сормовский РЭС)	Мещерская	03.09.2014 17-16	03.09.2014 18-50	MT3	Дефектная КЛ ТП 2366(2)-ТП 2367(2)	3	0	0	0	0	0	ул. Акимова, Пролетарская	ЦЭС	Обесточено 3 ТП	240
11	ЦЭС	РП-36 ф.362 (Сормовский РЭС)	Мещерская	03.09.2014 21-16	03.09.2014 23-08	Руч.	Дефектная КЛ ТП 2965- ТП 2805	2	0	0	0	0	0	ул. Куйбышевская, Нефтегазовая, Тореза	абонент	Обесточено 2 ТП- аб.	164
12	ЦЭС	ПС Светлоярская ф.612	Светлоярская	03.09.2014 22-34	-	Руч.	-	-	0	0	0	0	0	-	ВЭС, ТТУ		
13	ЦЭС	Слрмовская ТЭЦ ВЛ Гранит 2	Сормовская ТЭЦ	03.09.2014 22-58	-	Д3	Неселективная работа защит	-	0	0	0	0	0	-			
14	ЦЭС	ПС Ольгино 2 СШ	Ольгино	04.09.2014 10-06	04.09.2014 12-15	Земл	Дефект ф.604	-	0	0	0	0	0	-	Водоканал		
15	ЦЭС	РП-47 ф.477 (Приокский РЭС)	Кузнечиха	04.09.2014 10-35	04.09.2014 11-15	MT3	Дефектная КЛ ТП 4608- ТП 4813(1)	8	0	0	0	0	0	-		Обесточено 8 ТП- аб.	725
16	ЦЭС	ПС Свердловская ф.610 (Нагорный РЭС)	Свердловская	04.09.2014 12-19	04.09.2014 18-39	MT3	Дефектная КЛ к РП-205	0	0	0	0	0	0	-			

Наблюдается высокий уровень аварийности и отказов на объектах распределительных электрических сетей 6-10 кВ, а следственно, и высокий уровень экономических потерь. Из графиков на рис. 1.11 и рис. 1.12 видно, что основное количество аварий приходится на летний период, когда температура окружающей среды увеличивается, снижая пропускную способность кабелей и увеличивая вероятность пробоя изоляции. Это указывает на то, что сети перегружены и испытывают дефицит мощности, инфраструктура сетей не справляется с потребностью в мощности, как следствие, - частые аварии.

Недоотпуск электроэнергии за 2014 г. в результате внезапных аварийных отключений в ПО ЦЭС определяется по выражению

$$\delta W_{\text{HEGOOTTI. }\Gamma} = \sum_{i=1}^{n} \delta W_{i} , \qquad (1.1)$$

где n - количество отключений в год;  $\delta W_i$  - количество недоотпущенной электроэнергии из-за *i*-го аварийного отключения электроэнергии.

Годовой ущерб, наносимый городским потребителям в результате недоотпуска электоэнергии, определяется по выражению

$$Y_{\Gamma} = Y_0 \delta W_{\text{Hegootfi.}\Gamma}, \qquad (1.2)$$

где У<sub>0</sub> - удельный ущерб от недоотпуска потребителям 1 кВт электроэнергии -18,3 руб./кВт·ч (по состоянию на 01.01.2014г.).

Динамика недоотпуска электроэнергии и									
ущерба от него за 2014г.									
Наблюдаемый	Varant nut								
период	(бW <sub>недоотп.</sub> ), кВт∙ч	у щеро, руо.							
Январь	14 179	259 475,7							
Февраль	11 738	214 805,4							
Март	8 281	151 542,3							
Апрель	10 485	191 875,5							
Май	16 382	299 790,6							
Июнь	21 079	385 745,7							
Июль	17 099	312 911,7							
Август	21 642	396 048,6							
Сентябрь	17 771	325 209,3							
Октябрь	9 986	182 743,8							
Ноябрь	15 875	290 512,5							
Декабрь	8 525	156 007,5							
ИТОГО:	173 042	3 166 669							

Таблица 1.7

Указанная величина удельного ущерба рекомендована научнотехническим советом Минэнерго как исходная при экономическом обосновании решений, связанных с повышением надежности электрических сетей, в распределительных том числе при расчетах народнохозяйственного эффекта от внедрения мероприятий по повышению надежности в проектируемые и действующие электрические сети при разработке новых технических решений.

На основании данных о количестве и продолжительности отключений в ПО ЦЭС рассчитаны усредненные международные показатели надежности электроснабжения потребителей - индексы SAIDI и SAIFI [5].

Индекс средней продолжительности отключений в системе

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{m} n_i \cdot T_i}{N_c} , \qquad (1.3)$$

где m - количество участков сети;  $n_i$  - количество потребителей на i-м участке;  $T_i$  - ежегодное время перерыва электроснабжения потребителей i-го участка;  $N_c$  - общее количество потребителей.

Индекс средней частоты отключений в системе

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{m} n_i \cdot \lambda_i}{N_c},$$
(1.4)

где  $\lambda_i$  - интенсивность отказов на *i*-м участке.

В качестве потребителей принимались трансформаторные подстанции.

Сравнительный анализ полученных показателей SAIDI и SAIFI показал отставание ПО ЦЭС г. Нижнего Новгорода от большинства европейских сетевых распределительных компаний (рис. 1.13) [84, 113, 123, 140].



a - индексы SAIDI;  $\delta$  - индексы SAIFI

Тоблино 1 8

Основными причинами низких индексов SAIDI и SAIFI являются: устаревшее оборудование, технология эксплуатации распредсетей, низкий уровень автоматизации и устаревшие схемно-топологические решения (табл. 1.8) [77].

Гаолица									
Эксплуатационные показатели в сетях 6-20 кВ в России									
Показатель	%								
Телесигнализация	38								
Телеуправление	16								
Наличие диспетчерских пунктов	78								
Диспетчерские пункты, оснащенные диспетчерскими щитами	60								
РЗ на электромеханическом реле	~91								
Оборудование в эксплуатации более 30 лет	60								
АСКУЭ	20								

6-10 Эксплуатируемые электрические сети κВ являются слабоуправляемыми. В отличие от сетей высокого напряжения 110-500 кВ, в 6-10 κВ сетях недостаточный уровень развития И интеграции автоматизированных систем оперативно-технологического управления И мониторинга. Все переключения и переконфигурация схемы сети происходят вручную оперативным персоналом, после трудоемких режимных расчетов.

Зачастую городские распределительные сети построены так, что отсутствует возможность компенсации дефицита электроэнергии в некоторых районах города. Для существующих городских сетей характерен неравномерный суточный график электрической нагрузки (СГН), что ведет к

потребления повышению топлива на электростанциях, ухудшению экологических показателей энергосистем, снижению качества энергии и ее воздействиям удорожанию, динамическим на трансформаторное И генераторное оборудование и, как следствие, к сокращению срока службы. Следует отметить, что СГН в разных районах города выглядит по-разному. Например, селитебная зона новой городской застройки – «спальный» микрорайон на городской периферии и центральный офисный район города (рис. 1.14) [27].



Из графика на рис. 1.14 видно, что максимум нагрузки в центральном районе наблюдается в то время, когда нагрузка спального района не значительна. В существующей топологии распределительной сети выполнение перетоков мощности из профицитного района в дефицитный трудно или не возможно.

На городской территории с каждым годом происходит увеличение требований к надежности электроснабжения. Отключение электроэнергии, даже потребителей 3-й категории электроснабжения, часто приводит к фатальным потерям ценных данных, экономическим убыткам в бизнесе. Поэтому ответственные потребители часто устанавливают дополнительно автономные дизель-генераторы или источники бесперебойного питания.

#### 1.2 Анализ опыта применения напряжения 20 кВ для

#### электроснабжения крупных населенных пунктов и мегаполисов

#### 1.2.1 Применение напряжения 20 кВ в России и в мире

Напряжение 20 кВ широко используется в странах Евросоюза и США (табл. 1.9) [14, 55]. В нашей стране 20 кВ было введено в стандарт еще в начале 60-х годов, однако исторически широкого применения не получило. Отечественной энергетике были ближе напряжения 6, 10 и 35 кВ.

Таблица 1.9

Величины номинальных напряжений в различных странах мира															
Страна	Величины номинальных напряжений сетей трехфазного														
Страна	переменного тока, кВ														
Россия	-	3	6	10	-	20	35	-	-	-	110	154	220	330	500
Франция	-	3,2	5,5	10	15	20	30	45	60	90	110	150	150	380	-
Германия	1и2	3	6	10	15	<b>20</b> (27)	30	45	60	90	110	150	150	380	-
США	2,4	-	4,8 (7,8)	12	14,4	23	31,5	46	69	-	115 (138)	161	161	-	-
Бельгия	-	3	6	10	15	20	30	45	60	80	100	150	150	380	-
Австрия	-	3	5(6)	10	15	<b>20</b> (25)	30 (35)	45	60	-	110	-	-	380	-
Чехия	-	3	6	10	15	<b>20</b> (22)	30 (35)	45	60	80	100	150	150	-	-
Венгрия	-	2,7	5,4	9	13,5	18	31,5	-	54	90	125	180	180	-	-
Англия	-	-	6	11	-	12	33	_	66	88	110	165	165	-	-

применения напряжения 20 κВ Вопросы В различных странах рассмотрены в [6, 34, 54, 94, 98, 99, 112]. Отмечается, что в настоящее время в мире уже десятки стран и регионов используют напряжение 20 кВ как среднее напряжение распределительных сетей. В 1948 г. впервые были использованы участки сетей этого напряжения в Соединенных Штатах Америки, Франции и Германии. Начиная с 60-х годов 20-го столетия переход на напряжение 20 кВ начали и многие европейские страны – Италия, Австрия, Болгария, Польша, Венгрия и т.д. (80% площади всей Европы). В настоящее время сети данного напряжения активно используются и в странах Азии, включая Китай, Корею, Тайвань, Сингапур и т.д. Повсеместно напряжение 20 кВ используется в Финляндии и Эстонии.

Во многих крупнейших городах мира, например в центральных районах Парижа, с большой плотностью застройки используют подстанции глубокого ввода с вторичным напряжением 20 кВ. Однако управление электрическими сетями Парижа отмечает, что отсутствие твердого плана застройки жилых районов, а также очередности освоения и характера предприятий, размещаемых в промышленных зонах, создает трудности при развитии распределительной сети 20 кВ.

20 κВ Сегодня начинает активно распространяться крупных В России. Правительство Москвы мегаполисах утвердило схему электроснабжения столицы на период до 2020 г., предполагающую переход к массовому применению напряжения 20 кВт и постепенной ликвидации напряжения 6 кВт [63]. В Постановлении N 344-ПП «О Концепции Городской целевой программы по повышению надежности электроснабжения объектов городского хозяйства Москвы на 2010-2012 гг.» [64] отмечается, что «преимущества передачи и распределения электрической энергии повышенным напряжением способствуют снижению потерь мощности в электрических сетях и установках, увеличению пропускной способности оборудования, сокращению потребляемой электрической энергии». По мнению большинства специалистовэнергетиков, основным направлением развития сетей среднего напряжения в столице является именно применение напряжения 20 кВ. Первыми районами, в которых применены сети напряжением 20 кВ, стали ММДЦ «Москва-Сити» и Ходынское поле. В ближайшее время оно будет применяться при застройке Щербинки и других районов города. ОАО «Объединенная энергетическая компания» является инвестором – застройщиком пяти подстанций (ПС) 220/20 кВ: «Герцево», «Сити-2» («Магистральная»), «Мневники», «Ново-Измайлово» («Абрамово») и «Новая» («Горьковская»). Согласно Генеральной схеме энергоснабжения города Москвы на первом этапе до 2015 г. предполагается строительство 100 распределительных и соединительных кабельных линий. В целях повышения надежности 800 км пунктов, электроснабжения потребителей Москвы, планируется осуществлять развитие

сетей 20 кВ с сооружением распределительных или соединительных пунктов с присоединением их к двум разным центрам питания (рис. 1.15). Согласно документу, предусмотрено сооружение 276 новых распределительных и соединительных пунктов напряжением 20 кВ. При развитии электрических сетей будет применяться современное малогабаритное оборудование с вакуумной или элегазовой изоляцией и кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Примером опорной сети 20 кВ, указанной в методических указаний по «МОЭСК» основных решений OAO технических применению в ПО эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов, является схема электроснабжения комплексной высотной застройки Ходынского поля с общей нагрузкой более 80 000 кВА [56]. Электроснабжение Ходынского поля (рис. 1.15) выполнено по двухлучевой схеме питания трансформаторных подстанций (ТП), но без РП. Вместо РП применены соединительные пункты (СП) на выключателях нагрузки [52].



Рис. 1.15. Принцип построения схемы сети 20 кВ для электроснабжения застройки Ходынского поля
От каждой из двух подстанций 110/20 кВ прокладываются по четыре магистральные линии одножильными кабелями с отбором нагрузок через СП. Через СП магистрали 20 кВ образуют кольцо по периферии застройки, между пунктами включаются цепочки ТП распределительной сети. АВР в СП не предусматривается, однако выполняется телеуправление.

### 1.2.2 Оценка оптимальности напряжения городской распределительной сети

Преимущества более высоких классов напряжения для крупных городских сетей очевидны. В [27, 98] приводятся различные техникоэкономические оценки выбора оптимальных напряжений для распределительных сетей.

На рис. 1.16 показано изменение удельных затрат в зависимости от напряжения подземной линии и её сечения для кабелей 6-35 кВ с алюминиевыми жилами.



Рис. 1.16. Зависимость удельных приведенных затрат от напряжения и сечения КЛ

При изменении сечения линии от 50 до 150 мм<sup>2</sup> уменьшение удельных затрат составляет для кабелей 6 кВ - 1,63; для кабелей 10 кВ - 1,55; для кабелей 20 кВ - 2,06 и для кабелей 35 кВ - 2,35 раза. Таким образом, с увеличением

напряжения линии передачи эффективность применения кабелей больших сечений увеличивается. В табл. 1.10 показано повышение эффективности использования проводникового материала кабелей с увеличением напряжения.

Удельный расход металла в кабельных линиях, кг/(кВА·км)						
Материал жил	Напряжение, кВ					
	6	10	20	35		
Алюминий	0,58	0,34	0,17	0,10		
Медь	1,10	0,62	0,32	0,18		

Таблица 1.10 /дельный расход металла в кабельных линиях, кг/(кВА·км)

Напряжение 35 кВ имеет неоспоримые преимущества по эффективности передачи электроэнергии. Однако есть ряд недостатков, сдерживающих его развитие в городах с высокой плотностью застройки:

• РУ 35 кВ, чаще всего, выполняют открытыми, а ЛЭП воздушными. Это требует отчуждения значительной территории, что делает невозможным использование этого напряжения в городских условиях с большой плотностью застройки и высокой стоимости земельных участков под ПС, РП, ТП;

• выполнение комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и кабельных линий на 35 кВ ведет к большим капитальным затратам и неоправданному удорожанию узлов нагрузки (табл. 1.11);

• габариты до токоведущих частей в 2,46 раз больше, чем у 10 кВ, и в 1,6 раз больше, чем у 20 кВ, что увеличивает габариты оборудования в 2-2,5 раза. Следствие: трудности использования во внутрицеховых сетях и высотных зданиях;

• повышенные требования к обслуживающему персоналу и трудность эксплуатации по сравнению с 10-20 кВ.

Оборудование 20 кВ, фактически, мало отличаются от сетей 10кВ. Они являются сетями одного класса с точки зрения схем и компоновки РУ. Оборудование на 20 кВ (трансформаторы, выключатели, шкафы КРУ) является комплектным, компактным и по размерам сопоставимо с оборудованием на 10 кВ. Отличие заключается только в уровне изоляции.

Оценка стоимости основного оборудования для разных классов напряжения							
Оборудов	ание	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ		
	Manka	АПвПг	АПвПг	АПвПг	АПвПг		
Кабали	Марка	1x240/70-6	1x240/70-10	1x240/70-20	1x240/70-35		
Каоели	Стоимость, руб./км	584 550,75	602 128,50	646 128,65	720 594,60		
Шкафы КРУ с РЗА	Марка	D-12P	D-12P	D-24P	D-40P		
	Стоимость, руб.	950 000	950 000	1 500 000	2 400 000		
Трансформаторы -/0,4 кВ	Марка	ТМГ-1000/6	ТМГ-1000/10	ТМГ-1000/20	ТМГ-1000/35		
	Стоимость, руб.	595 000	607 000	1 028 000	998 000		

Таблица 1.11

Развитие напряжение 35 кВ для распределительных сетей целесообразно в городах с исторически развитой электросетевой инфраструктурой на 35 кВ. (например, Санкт-Петербург).

### 1.2.3 Анализ потерь электроэнергии в сетях 6, 10, 20 кВ

Потери электроэнергии – один из важнейших экономических показателей электросетевого предприятия. Их величина отражает техническое состояние и уровень эксплуатации всех передаточных устройств, состояние систем учета и метрологическое обеспечение парка измерительных приборов, эффективность энергосбытовой деятельности.

Нагрузочные потери электроэнергии в линии определяют по одной из двух формул в зависимости от того, какая информация о нагрузке головного участка имеется - активная  $W_P$  и реактивная  $W_O$  энергия, переданная за время T, или максимальная токовая нагрузка *I*<sub>max</sub>:

$$\Delta W_{\rm H} = \frac{W_{\rm P}^2 k_{\phi \rm P}^2 + W_{Q}^2 k_{\phi Q}^2}{U_{_{\rm 3K}}^2} R_{_{\rm 3K}} T_{_{\rm MJM}} \Delta W_{_{\rm H}} = 3I_{_{\rm max}}^2 T R_{_{\rm 3K}}, \qquad (1.5)$$

где  $W_P$  - активная нагрузка головного участка;  $W_Q$  - реактивная нагрузка головного участка;  $k_{\phi P}$  и  $k_{\phi Q}$  - коэффициенты формы графиков активной и реактивной мощности; U<sub>эк</sub> - эквивалентное напряжение сети, учитывающее изменение фактического напряжения как во времени, так и вдоль линии; сопротивление Τ- $R_{_{3K}}$  эквивалентное линии; период времени; *I*<sub>max</sub> - максимальная токовая нагрузка.

Эквивалентное напряжение определяют по эмпирической формуле

$$U_{_{\mathcal{H}}} = \sqrt{k_1 U_1^2 + (1 - k_1) U_2^2} , \qquad (1.6)$$

где  $U_1$ ,  $U_2$  - напряжения в центре питания в режимах наибольших и наименьших нагрузок;  $k_1 = 0.9$  для сетей 6-10-20 кВ.

Автором выполнен анализ удельных потерь мощности и электроэнергии в кабелях и оборудовании 6,10 и 20 кВ [34]. При расчетах был использован кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена марки 3хАПвПг-1х95/16.



Рис. 1.17. Зависимости удельных потерь мощности (*a*) и удельных потерь электроэнергии от передаваемой мощности (*б*)

Таблица 1.12

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, измерительных трансформаторах тока и напряжения и устройствах присоединения ВЧ-связи

D 1-связи					
Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/г., при напряжении оборудования, кВ				
	6	10	20		
Вентильный разрядник	0,009	0,021	0,047		
Ограничитель перенапряжения	0,001	0,001	0,004		
Трансформатор тока	0,06	0,1	0,2		
Трансформатор напряжения	1,54	1,9	2,7		
Устройство присоединения ВЧ- связи	0,01	0,01	0,02		

### Таблица 1.13

### Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций

Вид оборудования	Удельные потери энергии при напряжении, кВ			
	6	10	20	
Шунтирующий реактор, тыс.кВт ч/МВА в год	84	84	65	
Соединительные провода и сборные шины				
распределительных устройств подстанций, тыс.кВт ч/	1,3	1,3	1,3	
подстанцию в год				

#### Таблица 1.14

Потери электроэнергии в изоляции кабелей						
$C_{\rm employ} = M M^2$	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт ч/км в год,					
Сечение, мм	При	номинальном напряж 10	снии, КD 20			
	0	10	20			
25	0,26	0,55	1,18			
35	0,29	0,68	1,32			
50	0,33	0,75	1,52			
70	0,42	0,86	1,72			
95	0,55	0,99	1,92			
120	0,60	1,08	2,05			
150	0,67	1,17	2,25			
185	0,74	1,28	2,44			
240	0,83	1,67	2,80			

Результаты анализа показывают потери электроэнергии в оборудовании 20 кВ в 2,7 раза меньше, чем в оборудовании 10 кВ, и в 7,5 раз меньше, чем в оборудовании 6 кВ.

Аналитическим путем была определена максимальная длина передачи единицы мощности по условиям 10% потерь напряжения для сетей 6, 10 и 20кВ. Исследование показало, что 1 МВт мощности по кабелю 3хАПвПг-1х95/16 с потерями менее 10% в сети 6 кВ можно передать на максимальное расстояние 4 км, в сети 10 кВ - 9 км, а в сети 20 кВ - 34 км (рис. 1.18). Таким образом, сети 20 кВ позволяют в 3-8 раз увеличить площадь обслуживания потребителей и снизить количество ячеек на центрах питания.



Рис. 1.18. Зависимость дальности передачи мощности от напряжения

Определена пропускная способность линий различных видов изоляции в зависимости от сечения (рис. 1.19). Рассмотрены кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (АПвПг), с бумажной изоляцией (АОСБ) и самонесущие изолированные провода (СИПЗ).



Сравнительный анализ показал, что пропускная способность линий 20 кВ в три раза превышает пропускную способность линий 6 кВ и в 1,9 раз - 10 кВ.

#### 1.2.4 Анализ режимов заземления нейтрали в сети 20 кВ

Вопросы выбора наилучшего режима заземления нейтрали распределительных электрических сетей 6-20 кВ рассматривался во многих работах [7, 10, 32, 101, 104]. В СССР и России, согласно ПУЭ [78], основным режимом является изолированная нейтраль. Данный режим получил широкое распространение, поскольку может допускать работу сети с однофазным замыканием на землю (O33). Способ заземления нейтрали через дугогасящий резистор находит в России применение в разветвленных кабельных сетях с большой емкостью фаз. Анализ опыта эксплуатации данных режимов нейтрали показывает большую удельную повреждаемость элементов распредсетей.

Мировой опыт свидетельствует, что применение нейтрали, заземленной через резистор, - наиболее широко применяемый способ в сетях 20 кВ [7, 10, 32, 101]. Возможны два варианта реализации резистивного заземления – высокоомный и низкоомный. При высокоомном заземлении нейтрали резистор выбирается таким образом, чтобы ток, создаваемый им в месте однофазного повреждения, был равен или больше емкостного тока сети. Это гарантирует отсутствие дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях. Соответственно высокоомное заземление нейтрали может применяться только в сетях с малыми собственными емкостными токами - до 5-7 А.

В городских распределительных сетях характерны большие емкостные токи, поэтому в них допустимо применение только низкоомного заземления нейтрали. При низкоомном заземлении нейтрали используется резистор, создающий ток в пределах 10-2000 А. Величина тока, создаваемого резистором, выбирается исходя из нескольких конкретных условий: стойкости оболочек и экранов кабелей к протеканию такого тока однофазного замыкания; наличия в сети высоковольтных электродвигателей и генераторов; чувствительности

релейной защиты. В настоящее время в ОАО «МОЭСК» применяется способ зеземления нейтрали через низкоомный резистор 12 Ом для сетей 20 кВ [10].

Проведено имитационное моделирование в программном комплексе PSCAD различных режимов заземления нейтрали [42, 134]. Модель состоит из источника бесконечной мощности, двухобмоточного трансформатора, кабельной линии и нагрузки (рис. 1.20). PSCAD позволяет точно задать параметры кабеля и способа прокладки: геометрическое расположение кабелей, структуру слоев проводящих жил и изоляции, способ заземления экранов, сопротивление грунта и пр. (рис. 1.21). В приложении А (рис. А.1 - А12) приведено полное описание компонентов имитационных моделей.



Рис. 1.20. Модель участка сети 20 кВ в PSCAD



Моделировались трёх-, двух- и однофазное короткие замыкания для изолированной, заземленной нейтралей и нейтрали, заземленной через низкоомный резистор 12 Ом [44]. Полученные величины токов представлены в табл. 1.15, а совмещенные осциллограммы для токов и напряжений при ОЗЗ на рис. 1.22.



Рис. 1.22. Осциллограммы токов (a) и напряжения (б) при  $I_k^{(1)}$ 

Таблица 1.15

Тип замыкания	Изолированная нейтраль, кА	Заземленная нейтраль, кА	Нейтраль, заземленная через низкоомный резистор, кА
$I_{k}^{(3)}$	6,2020	5,564	5,564
$I_{k}^{(2)}$	5,8031	5,1631	5,2137
$I_{k}^{(1)}$	0,3273	1,19	0,8287

Значения токов короткого замыкания при различных типах нейтрали

Из полученных результатов видно, что однофазный ток короткого замыкания в сети с заземленной нейтралью и сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, имеет большую величину по сравнению с этим же током в сети с изолированной нейтралью в 2,5-3,6 раза, что обеспечивает высокую чувствительность защит от однофазных коротких замыканий. Поэтому можно сделать выводы в пользу преимущества сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, для городских сетей 20 кВ:

• быстрое отключение при ОЗЗ поврежденного элемента, исключение развития повреждения;

• отсутствие феррорезонансных явлений, вызываемых кратковременными ОЗЗ из-за широкого диапазона настройки ДГР, необходимого для разветвленных городских сетей с часто изменяющейся конфигурацией по отношению к питающему центру;

 исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное;

• уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц за счет быстрого отключения поврежденной линии;

• перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, могут достигать всего 1,9-2,2 Uф,. их длительность ограничена временем работы защиты (менее 1с.);

• отсутствие длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что ведет к накоплению дефектов, снижению срока службы и увеличению ущерба.

# 1.3 Разработка принципов формирования интеллектуальной городской распределительной сети 20 кВ

### 1.3.1 Требования к интеллектуальным городским распределительным сетям

В большинство своем нынешнем состоянии магистральных И распределительных сетей не способно обеспечить эффективное подключение большого количества малых электростанций (распределенная генерация), работающих на ВИЭ [25]. Исторически системы распределения не были интеграции большого количества предназначены для производящих электроэнергию установок, а именно децентрализованных и распределенных источников энергии [96]. Вырабатываемая этими электростанциями энергия на сегодня, как правило, не обеспечена должным образом диспетчерским управлением, а мощность отдаваемой в сеть электроэнергии зависит от природных условий либо желания владельца электростанции. По ряду политических и экономических причин в Европе ожидается значительный рост мощностей за счет распределенной генерации. Ввод новых мощностей с распределенной генерацией потребует роста мощности как магистральных, так и распределительных сетей [25].

В будущем возможны два сценария развития энергетики (рис. 1.23):

Сценарий А: Структура электроэнергетической сети остается неизмененной. Централизованная генерация и магистральные сети остаются на том же уровне, но увеличивается доля малой и возобновляемой энергетики, которая охватывает распределительные сети. Однако они составляют пассивную часть эксплуатации (нерегулируемая генерация) и не участвуют в

централизованном управлении. При этом увеличивается уровень вырабатываемой мощности.

*Сценарий Б:* Уровень вырабатываемой мощности остается примерно на том же уровне, что и сейчас, за счет более эффективной интегрированной распределенной генерации, системы управления и распределительных сетей нового поколения. Увеличивается доля малой и возобновляемой (М и В) энергетики, охватывающая распределительные сети.

Интегрированная распределенная генерация и активизированная система управления потреблением конечными потребителями позволят взять на себя часть системных услуг, снижая роль централизованной генерации. Это поможет более эффективно организовать передачу и распределение электроэнергии (рис. 1.23).





Для этого необходима смена парадигмы управления энергосистемой от концепции централизованного управления к концепции распределенного управления. Данные обстоятельства не отвергает подавляющую часть технических и технологических разработок, существующих в настоящее время и не снижает требований к основному энергетическому оборудованию. Большая часть активов (выключатели, генераторы, кабели, провода, трансформаторы и др.) остаются на службе, подвергаясь модернизации [25].

Новые условия и требования к системам электроснабжения и сетевой инфраструктуре города формируют потребность в разработке и внедрении новых технологий и элементов, обеспечивающих:

• движение потоков электроэнергии и информации от энергетических компании к потребителям и обратно;

• постоянный контроль за всеми элементами сети - от работы электростанций до потребления электроэнергии индивидуальными устройствами;

• интеграцию распределенных источников электроэнергии (в том числе возобновляемых) и средств хранения электроэнергии;

 эффективное распределение электроэнергии от децентрализованных и централизованных источников, оптимизируя экономические и технические показатели;

• приспособленность топологии сети к перераспределению потоков мощности между городскими районами;

• превентивное управление режимами распределительной сети и локализацияю аварийных ситуаций, с целью недопущения развития каскадной аварии.

Назревает необходимость смены парадигмы построения распредсетей и организации новой интеллектуальной системы управления и регулирования потоков мощности. Поэтому актуальной задачей, указанной в [29], является создание интеллектуальной, «гибкой», саморегулируемой распределенной сети среднего напряжения, обеспечивающей автоматическое энергоэффективное управление производством, распределением и потреблением электроэнергии, способной автоматически адаптироваться, самовосстанавливаться и менять свою конфигурацию в зависимости от режима и возмущений в сети.

### 1.3.2 Гексагональная топология интеллектуальной городской сети

Предложен новый, альтернативный автоматизированный способ передачи и распределения электроэнергии для городов с высокой плотностью нагрузки - гексагональная распределительная сеть 20 кВ [35-51, 53, 69, 70, 90].

*Гексагональная распределительная сеть (ГРС)* - гибкая интеллектуальная электрическая сеть в виде совокупности территориально распределенных узлов нагрузки (УН), соединенных между собой проводниками унифицированного сечения, и имеющая топологию в виде шестиугольников, стремящихся к правильной форме (рис. 1.24).



Рис. 1.24. Принцип построения гексагональной распределительной сети

Единая технологическая и информационная платформа позволяет перейти от жесткой радиально-магистральной архитектуры сети к более гибкой адаптивной, равномерно распределенной сети, при этом каждый ее узел является активным элементом, позволяющим переконфигурировать сеть в соответствии с оптимальным режимом работы.

### ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ

1. Проведенный анализ технических и эксплуатационных проблем, мирового опыта, тенденций в распределительных сетях свидетельствует о том, что развитие интеллектуальных городских сетей в тех же параметрах с использованием устаревшей элементной базы и схемно-топологических решений нецелесообразно.

2. Выполнена оценка целесообразности построения распределительных сетей 20 кВ для новых районов городской застройки и реконструкции старых. Определены численные технологические и эксплуатационные преимущества в виде увеличения пропускной способности в 2-3 раза при сохранении трансформаторной мощности, увеличении дальности обслуживания потребителей в 3-8 раз, уменьшении потерь электроэнергии и мощности в оборудовании в 3-7 раз.

3. Показаны преимущества использования низкоомного заземления нейтрали в городских распредсетях 20 кВ, подтвержденные имитационным моделированием в программном комплексе PSCAD.

4. Установлено, что необходим системный подход к ликвидации указанных недостатков городских распределительных сетей и реализации новых энергоэффективных, автоматических, самовосстанавливающихся распределительных сетей 20 кВ.

5. Разработан новый способ организации топологии интеллектуальных городских сетей, позволяющий перераспределять нагрузку между районами и реализовать концепцию «гибких», адаптивных сетей.

### 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ ГЕКСАГОНАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ, ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Топология ГРС является равномерно-распределенной и включает в себя большинство положительных аспектов существующих мировых сетей: унифицированное сечение сети, способность многократного резервирования электроснабжения потребителя, гибкость, уменьшение потерь, улучшение качества напряжения, способность к автономному автоматическому управлению.

### 2.1 Принципы построения гексагональной распределительной сети

Построение ГРС основано на использовании типовых элементов (КЛ, типовых РП) и единого информационного пространства средств телемеханики и измерения.

Выбор фигуры шестиугольника можно рассматривать с нескольких позиций. С точки зрения химии такие минералы, как алмаз, графит, карбон обладают высокой твердостью благодаря прочной связи атомов углерода, имеющих гексагональную структуру. С точки зрения геометрии еще пифагорейцам было известно, что существует только три вида правильных многоугольников, способных закрыть определенную плоскость без пробелов и перекрытий, - треугольник, квадрат и шестиугольник. Среди этих фигур (при равенстве всех сторон) правильный шестиугольник покрывает наибольшую площадь. Например, если мы хотим покрыть городскую территорию площадью 10 км<sup>2</sup> равномерно распределенной сетью, чтобы на взаимные связи между узлами ушло как можно меньше материала по длине, то наиболее рациональным графом будет правильный шестиугольник (табл. 2.1).

Таблица 2.1

і сомстрические своиства правильных многоугольников							
Фигура	Площадь	Длина ребра фигуры площадью 1 км <sup>2</sup> (м)	Топология территории площадью 10 км <sup>2</sup>	Кол-во ветвей, <i>n</i> (шт.)	Кол-во узлов, <i>m</i> (шт.)	Суммарная длина ветвей L = n · a (м)	
a	$S = \frac{3 \cdot \sqrt{3} \cdot a^2}{2}$	$a = \sqrt{\frac{2}{3 \cdot \sqrt{3}}}$	NNCO O O O O O O O O O O O O O O O O O O	41	31	≈25,42	
a	$S = \frac{\sqrt{3}}{4} \cdot a^2$	$a = \sqrt{\frac{4}{\sqrt{3}}}$	IKM	19	10	≈28,88	
a	$S = a^2$	<i>a</i> = 1		27	18	27	

К примеру, разрез пчелиных сот тоже выглядит как плоскость, покрытая правильными шестиугольниками. Пчелы инстинктивно стремятся строить более вместительные соты, чтобы запасти больше меда.

ГРС является инвариантной. Возможна переконфигурация узла и смена направления мощности в ветвях сети (рис. 2.1) [46]. Территориальная конфигурация зависит от потребности в УН (рис. 2.2). Например, имеется какая-то область в городе, где нет электрической нагрузки (парк, озеро). В этом случае на этой территории не строятся узлы потребления энергии.

УН является универсальным и имеет 3-4 ветви (луча). Питающий луч может стать (при необходимости) транзитным или резервным, транзитный может стать питающим, резервный – транзитным и т.п. (рис. 2.1) [90].

Данная концепция распределительной сети позволяет осуществить принцип распределенной генерации. В отдельных узлах нагрузки можно установить различного рода генераторные установки. Они могут быть выполнены как на традиционном топливе (газ, уголь, мазут и пр.), так и на возобновляемых источниках энергии (солнечные, ветровые, энергия малых

рек и др.). В итоге распределенная генерация снизит потери электрической энергии, так как источник электроэнергии будет находиться вблизи потребителей. Выход из строя одного из узлов нагрузки не приедет к разрушению сети, благодаря жесткой связи всех узлов.



Рис. 2.1. Варианты состояния типового узла нагрузки 20 кВ



Рис. 2.2. Территориально распределенная сеть

Возможна многоуровневая организация ГРС, в зависимости от распределяемой мощности и напряжения. В распределительной сети первого уровня узлы нагрузки представляют собой распределительные пункты 20 кВ, в сети второго уровня узлы являются подстанциями 220 кВ, третий уровень - 500 кВ. Такую сеть можно представить в виде «компланарной» структуры, в которой сеть каждого напряжения представлена в виде плоскости (рис. 2.3). Плоскости имеют соединения в узлах нагрузки 500/220/20 кВ.



Рис. 2.3 Компланарное представление распределительных сетей

# 2.2 Сравнительный анализ традиционной древовидной сети и гексагональной распределительной сети

Среднестатистическая топология городского центра выглядит, как показано на рис. 2.4, *а*. В нормальном режиме это древовидная структура распределения мощности, перемычки в которой отключены и находятся в горячем или холодном резерве (рис. 2.4,  $\delta$ ).



Рис. 2.4. Существующая древовидная топология городского центра

Целесообразность применения сетей гексагональной структуры требует предварительного изучения ее свойств и их сравнения с традиционной древовидной топологией [51].

# 2.2.1 Программная реализация математических моделей сетей различных топологий

Для удобства сравнительного анализа идеальной<sup>1</sup> гексагональной и существующей древовидной топологий распредсетей написана программа на языке MatLab [21, 24, 58] под названием Compare prototype model. Для нее разработан графический интерфейс GUI (рис. 2.5). Фрагмент текста программы на исходном языке приведен в приложении Б.

Функционал программы Compare prototype model позволяет:

1) формировать сети различного типа (древовидную, гексагональную), различных размеров;

 производить оценку уровней напряжения в узлах нагрузки при определенном количестве итераций (*N*) перераспределения нагрузки в узлах в диапазоне от 0 до 100%. Построение гистограмм распределения

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Идеальная гексагональная сеть - сеть, состоящая из правильных шестиугольников, что не возможно при реальном проектировании и строительстве.

напряжений в узлах, среднего квадратичного отклонения, дисперсии напряжений в узлах сети;

3) производить изменение места и количества источников<sup>2</sup>;

4) изменять расстояния между узлами нагрузки (шаг сети);

5) визуализировать двухмерное и трехмерное изображение распределения токов и напряжений по сети с указанием величин;

6) индицировать параметры токов в ветвях и напряжения в узлах;

7) определять потребляемую мощность, мощность, выдаваемую источником, потери в линиях, длину и объем проводникового материала.



Рис. 2.5. Графический интерфейс программы Compare prototype model

В качестве критериев сравнения приняты:

1) равномерность и стабильность уровней напряжения при перераспределении нагрузок в сети;

- 2) суммарные потери мощности (активной, реактивной, полной);
- 3) плотность тока в ветвях;
- 4) суммарная длина ветвей распредсети;

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Под источником понимается питающая линия заданного класса напряжения, приходящая от шин РУ подстанции. Условно - это точка приложения потенциала.

5) суммарный объем затрачиваемого проводникового материала (меди, алюминия).

Программная реализация математических моделей имеет допущения:

• расположение потребительских УН в вершинах правильных шестиугольников для всех видов топологии;

• сравниваемые сети всех видов топологии являются однофазными и имеют одинаковое сечение;

• построение несвязанных графов древовидной сети по различным алгоритмам теории графов [97].

# 2.2.2 Алгоритм модели формирования, расчёта и получения сравнительных характеристик электрических сетей

Процесс формирования и расчета сетей разных типов в программе Compare prototype model состоит из нескольких этапов.

### Этап 1. Описание графа электрической сети 20 кВ

Граф электрической сети описывается с помощью двух матриц:

• матрица координат вершин графа - |*XY*<sub>*i*x2</sub>| (2.1), *i*-я строка которой – двумерная координата *i*-й вершины графа;

• матрица инцидентности вершин (vertex incidence matrix) - |A<sub>ij</sub>| (2.2), *j*-я строка которой содержит описание *j*-го ребра (номер вершины, из которой выходит и в которую входит *j*-е ребро), ), *i*-й столбец которой описывает номер вершины. Матрица инцидентности определяет топологию сети.

$$|XY_{ix2}| = \begin{pmatrix} x_1 & y_1 \\ x_2 & y_2 \\ \dots & \dots \\ x_m & y_m \end{pmatrix}, \quad \text{где } i = \overline{1, m}, \quad (2.1)$$

$$|A_{ij}| = \begin{pmatrix} a_{11} \cdots a_{1m} \\ a_{21} \cdots a_{2m} \\ \cdots \\ a_{n1} \cdots a_{nm} \end{pmatrix}, \ \Gamma \exists e i = \overline{1, m}; \ j = \overline{1, n}.$$

$$(2.2)$$

Граф электрической сети формируется автоматически на основании заданных пользователем размера и формы области покрываемой графом электрической сети, топологии электрической сети. Форма области покрываемой графом может быть в виде: прямоугольника (rectangle); круга (circle); некой цепи (chain); произвольного вида (random); шестиугольника (hexagon). Размер области формирования сети задается характеристическим числом от 1 до *n*, которое определяет количество узлов, входящих в выбранную область.

Варианты задания топологии сети:

• гексагональная топология в виде графа, состоящего из правильных шестиугольников;

- древовидная топология по алгоритму Прима;
- древовидная токовая топология;
- древовидная геодезическая топология;
- древовидная минимально-остовная.

Описание используемых алгоритмов задания древовидных сетей приведено в приложении Б.

#### Этап 2. Выбор узлов для подключения источников напряжения 20 кВ

Программа позволяет пользователю задавать количество источников питания (напряжения). Пользователь вручную может задать номера вершин с источником или программа автоматически выберет узлы для их подключения случайным образом. При случайном выборе узлов подключения источников напряжения введено ограничение – данные узлы не должны быть инцидентны одному ребру.

#### Этап 3. Выбор электрических параметров сети

В качестве исходных данных, задаваемых в программу, выступают: диапазон изменения нагрузки в узле от 0 до 100% (Δ<sub>min</sub>; Δ<sub>max</sub>), частота сети (*f*,Γц); напряжение распредсети (*Uвн*, кВ); напряжение потребителей (*Uнн*, кВ); активное и реактивное сопротивление линии (Ом); активная и

реактивная мощность нагрузки (P, Вт; Q, вар); сечение проводника (S, мм<sup>2</sup>); длительно допустимый ток в линии ( $I_{\partial\partial}$ , A). В зависимости от версии программы возможен ввод дополнительных параметров. Интерфейс ввода исходных данный показан на рис. 2.6.

Чижний диапазон 0	изменения нагрузок, %:
Зерхний диалазон 100	н изменения нагрузок, %
łастота в сети, Г 50	ʻų:
Напряжение потр 400	ебительской сети, В:
Напряжение расп 20000	ред. сети, В:
Активное сопрот 0.0804	ивление (R) линии, Ом:
Реактивное сопро 0.089	отивление (Н) линии, Ом
Активная мощнос 6000000	сть нагрузки, Вт:
Реактивная мощн -2400000	юсть нагрузки, Вт:
Допустимый ток 615	в линии, А
Допустимый запа 5	ac, %
Сечение проводні 500	ика, мм2

Рис. 2.6. Исходные данные для расчета сети в программе Compare prototype model

# Этап 4. Дополнение графа электрической сети понижающими трансформаторами 20/0,4 кВ

К каждому узлу сети, сформированной на этапе 1 алгоритма, подключается дополнительное ребро – входная обмотка ВН понижающего трансформатора 20/0,4 кВ, один конец которой является точкой приложения нулевого потенциала. Также в сеть добавляется заземлённый контур, состоящий из двух рёбер: выходной обмотки НН трансформатора и нагрузки.

#### Этап 5. Расчет электрической сети

На основании сформированного на этапе 1 графа и матричного описания электрической сети производится расчёт токов и напряжений в ней методом узловых потенциалов (2.3) [3, 18].

$$\left|A_{ij}\right| \cdot \left|Y\right| \cdot \left|A_{ij}\right|^{T} \cdot \left|U_{0}\right| = -\left|A_{ij}\right| \cdot \left(\left|J\right| + \left|Y\right| \cdot \left|E\right|\right),$$

$$(2.3)$$

где  $|A_{ij}|$  - матрица инцидентности вершин; |Y| - диагональная матрица проводимостей;  $|U_0|$  - вектор-столбец узловых потенциалов; |J| - вектор-столбец источников ЭДС.

### Этап 6. Получение сравнительных характеристик сетей разных типов

Сравнительными характеристиками разных сетей являются: гистограммы распределения минимальных напряжений; математическое ожидание значений напряжений в сети (2.4); среднее квадратическое отклонение (2.5); суммарные потери активной мощности в ветвях (2.6); объем проводникового материала (2.7).

$$m_{u} = \frac{1}{N+m} \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{m} \frac{U_{ij}}{M}, \qquad (2.4)$$

где N - количество итераций; m - количество узлов; <u>U<sub>ij</sub></u> - массив напряжений.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (u_i - m_u)^2} , \qquad (2.5)$$

где *N* - количество итераций (объем выборки); *u<sub>i</sub>* - *i*-й элемент строки матрицы напряжений; *m<sub>u</sub>* - математическое ожидание.

$$\sum_{j=1}^{n} \Delta P_{\kappa n} = \operatorname{Re}(\Delta \overline{S_{\Sigma}}) = \operatorname{Re}(\Sigma I_{j}^{2} \cdot Z_{j}) = \operatorname{Re}(\Sigma \overline{U}_{j} \cdot \overline{I}_{j}), \qquad (2.6)$$

где  $I_j$  - расчетный ток данного участка линии, A;  $Z_j$  - полное сопротивление линии, OM;  $\overline{U}_j$  - комплексное значение напряжений на ветви j, кB;  $\overline{I}_j$  - комплексное значение тока в ветви j, A.

$$V = \pi R^2 \cdot \sum L = S \cdot \sum L, \qquad (2.7)$$

где *S* - поперечное сечение проводника, м<sup>2</sup>; Σ*L* - суммарная длина ветвей в графе, м.

Данные характеристики выводятся в меню программы после расчета.

Для анализа напряжения в узлах и построения гистограмм распределения минимальных напряжений в УН использовались *N* (500) выборок состояний сети. Моделирование нагрузок в УН выполнялось по равномерному закону (рис. 2.7) по выражению

$$S_{\text{var }i} = \frac{S_{\text{HOM }i}}{\Delta_{\min} + (\Delta_{\max} - \Delta_{\min})r},$$
(2.8)

где *i* – номер узла (*i*=1,...,*m*);  $S_{HOM}$  - номинальная мощность УН;  $\Delta_{\min}$  и  $\Delta_{\max}$  - диапазон изменения нагрузок от 0 до 100%; *r* - случайное число от 0 до 1.



Рис. 2.7. Распределение нагрузок по равномерному закону

Расчёт электрической сети осуществлялся с заданными выше значениями потребляемых мощностей узлами нагрузок (2.8). В сети производится поиск потребителя с минимальных уровнем напряжения (на обмотках НН и ВН понижающего трансформатора 20/0,4кВ). Найденное значение запоминалось. Описанные выше шаги повторялись *N* раз. Результатом является массив из *N* значений минимальных напряжений сети. Для данного массива строится гистограмма.

Математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение значений напряжений в узлах строятся для текущего состояния сети без перераспределения нагрузок.

Блочное изображение линейного алгоритма работы программы по сравнительному анализу различных типов топологий сети представлено на рис. 2.8.



Рис. 2.8. Алгоритм работы программы Compare prototype model

### 2.2.3 Анализ полученных результатов математической модели

На рис. 2.9 - 2.11 и в табл. 2.2 показаны получаемые результаты моделирования и сравнительные характеристики для графов гексагональной топологии и различных древовидных топологий с количеством узлов, равным 35.

Результаты моделирования для сетей различных размеров приведены в приложении Б (рис. Б.12 - Б.15).



**Рис. 2.9. Распределение токов в графах различной топологии:** *а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима); *в* - древовидный токовый граф; *г* - древовидный минимально-остовный граф



Рис. 2.10. Распределение напряжений в узлах нагрузки графов различной топологии – 3D – визуализация: *а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима); *в* - древовидный токовый граф; *г* - древовидный минимально-остовный граф

На рис. 2.11 построены гистограммы распределения минимальных напряжений в УН для потребительского напряжения НН (0,4 кВ) на обмотках трансформаторов.



Рис. 2.11. Гистограммы минимальных напряжений в узлах графов различной топологии при перераспределении нагрузок:
 *а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима);
 *в* - древовидный токовый граф; *г* - древовидный минимально-остовный граф

Таблица 2.2

Топология сети	Математическое ожидание напряжений в УН, В ( <i>m<sub>U</sub></i> )	Среднее квадрати- ческое отклонение напряжений в УН, В ( <i>σ</i> <sub>U</sub> )	Потери активной мощности, кВт ( $\sum_{i=1}^{m} \Delta P_{33n}$ )	Общая длина распред -сети, км (L)	Объем проводни- кового материала, м <sup>3</sup> (V)
Гексагональная	19051,4	10,2	271	45	34,5
Древовидная (алгоритм Прима)	19047,2	39,1	335	51,517	49,553
Древовидная (токовый алгоритм)	19050,6	27,8	277	45,053	42,821
Древовидная (мин остовный алгоритм)	19048,2	23,0	307	54,517	52,053

Характеристики распределительных сетей 20 кВ разных топологий

Анализ полученных результатов показывает:

• среднее минимальное напряжение ( $U_{cpmin}$ ) или математическое ожидание ( $m_U$ )для ГРС выше, чем у различных типов древовидной сети;

• характеристика рассеивания или среднее квадратическое отклонение (*σ*<sub>*U*</sub>) для узлов нагрузки ГРС меньше, чем у различных типов древовидной сети;

• плотность тока в ветвях ГРС на 6-8% ниже, чем в древовидных сетях;

• потери активной мощности в ГРС на 7-15 % ниже, чем в древовидных сетях;

• суммарная длина ветвей и объем проводникового материала в ГРС на 4-13% меньше, чем в древовидных сетях.

### 2.3 Способ определения рационального расстояния между узлами нагрузки ГРС

При проектировании ГРС особо актуальной является задача определения рационального расстояния между узлами нагрузки - шага сети 20 кВ. Разработано два подхода для определения шага сети.

### 2.3.1 Аналитический метод определения шага сети

Данный метод определяет оптимальный шаг между УН 20 кВ на основании численного моделирования в зависимости:

- от среднего тока нагрузки;
- среднего расстояния между потребителями 0,4 кВ;
- допустимого отклонения (падения) напряжения (±10%) [16];
- расхода проводникового материала (меди, алюминия);
- размера сети.

Для этого в программном комплексе Matlab разработана математическая модель, определяющая искомые параметры [50].

### Описание построения модели

В качестве допущения принято, что: потребители 0,4 кВ распределены равномерно и расположены в вершинах сетки, образованной правильными треугольниками, правильными четырёхугольниками (рис. 2.12) или точками со случайными координатами; узлы сети 20 кВ расположены в узлах сетки, образованной правильными шестиугольниками. Общее количество потребителей *N*=2878. Проводниковый материал - медь.

На рис. 2.13 условно показано, что сеть 20 кВ имеет два идентичных «слоя»:

- верхний «слой», к одной точке которого приложен потенциал 20 кВ;
- нижний «слой», к одной точке которого приложен потенциал 0 В.

Каждый узел верхнего «слоя» сети 20 кВ соединён с одним узлом нижнего «слоя» входной обмоткой понижающего идеального трансформатора, расположенного в узле нагрузки 20 кВ.



Рис. 2.12. Топология распределительной сети из двух уровней



Рис. 2.13. Моделирование распределительной сети 20 кВ



Рис. 2.14. Отдельный кластер потребителей 0,4 кВ

К выходной обмотке каждого понижающего трансформатора ближайшие потребители κВ. подключаются параллельно все 0.4 Потребители, подключенные к обмотке НН, образуют кластер 0,4 кВ (рис. 2.14), гальванически не связанный с остальными элементами двухуровневой электросети.

Каждая нагрузка представляет собой активное сопротивление обеспечивающее протекание среднего тока потребления (200 A) при разности потенциалов не менее  $0,9U_{\text{ном}}$  (выбрано предельно допустимое падение напряжения 10%). Сопротивления нагрузок во всей сети 0,4 В одинаковые.

Сечения всех проводников сети 0,4 кВ задавались одинаковыми. Выбор сечения производился по двум критериям:

• значения экономической плотности тока  $j_3 = 2,7$ . А/мм<sup>2</sup> [78];

• максимально допустимого падения напряжения самого удалённого потребителя 0,4 кВ (не более 10% от  $U_{\text{ном}}$ ).

В качестве окончательного сечения выбиралось наибольшее из двух.

При выборе сечения провода на основании  $j_3$  максимальное расстояние от выходной обмотки до потребителя сети 0,4 кВ, при котором падение напряжения не превысит 10%, определяется по формуле

$$L_{10\%} = \frac{0.1U_{\text{HOM}}}{2\rho j_2}, \qquad (2.9)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение (0,4 кВ);  $\rho$  – удельная проводимость меди (0,0175·10<sup>-6</sup> Ом/м).

При шаге сети 20 кВ  $L < L_{10\%}$  сечение проводников сети 0,4кВ выбиралось исходя из первого критерия. При шаге сети 20 кВ  $L > L_{10\%}$  – исходя из второго критерия.

Сечения всех проводников сети 20 кВ выбирались исходя из первого критерия. На рис. 2.13 видно падение напряжения с удалением от точки приложения потенциала 20 кВ, но за счёт изменения коэффициента трансформации напряжения каждого из понижающих трансформаторов обеспечивается 0,4 кВ на каждой обмотке НН (рис. 2.14).

### Описание результатов моделирования

Моделирование показало, что ТИП распределения координат потребителей сети 0,4 κВ (случайный, в узлах треугольной ИЛИ четырёхугольной сетки) практически не влияет на результаты моделирования. Среднее расстояние между потребителями сети 0,4 кВ, расположенными в узлах сетки, отличной от прямоугольной, вычислялось по формуле

$$l_{0,4} = \sqrt{\frac{\Theta}{N}}, \qquad (2.10)$$

где  $\Theta$  - площадь, покрываемая распределительной сетью, м<sup>2</sup>; *N* - число потребителей 0,4 кВ.

Выявлены два существенных параметра, влияющих на результат моделирования: среднее расстояние между потребителями (2.10) и размер распредсети (число потребителей - *N*)

Результаты моделирования, приведенные к мощности потребления 1 МВт, приведены на рис. 2.15. В качестве анализируемых параметров рассматривались объём затраченной меди и активные потери мощности.



Рис. 2.15. Объем проводникового материала, приведенный к мощности потребления 1 МВт

Была определена линия оптимального соотношения шага сети 20 кВ, расстояния между потребителями и размера сети.

Поверхность на рис. 2.15 и линия оптимального соотношения L и l  $(L(l) = 455 \text{м} + 2.6 \cdot l)$  получены для электросети на  $\approx 3000$  потребителей. Линия оптимального соотношения для электросетей другого размера может быть приближённо вычислена введением дополнительного множителя

$$L(l,N) = \left(455M + 2,6l\sqrt{\frac{N}{2878}}\right),$$
(2.11)

Проводилось моделирование для сетей различного размера. Результаты приведены на рис. 2.16. Штрихпунктирной линией выделены прямые, вычисленные по формуле (2.11).



Рис. 2.16. Линии оптимально соотношения l и L для сетей различного размера

Представленные на рис. 2.15 результаты моделирования, приведённые к общей потребляемой мощности, не зависят от среднего тока потребления. Это обусловлено тем, что изменение среднего тока потребления в *K* раз (при
сохранении остальных параметров модели неизменными) приводит к изменению в *K* раз общей потребляемой мощности активных потерь, а также площади поперечного сечения каждого из проводников сетей 20 и 0,4 кВ и, соответственно, к изменению в *K* раз объёма израсходованной меди.

Для точек данной поверхности, расположенных слева от линии оптимального соотношения l и L (рис. 2.15), соблюдается следующая закономерность: чем больше расходуется меди, тем меньше относительные активные потери в сети. Для точек, расположенных справа от линии оптимального соотношения, верно следующее: чем больше расходуется меди, тем больше потери активной мощности.

Установлено, что при заданном расстоянии между потребителями выбирать шаг сети 20 кВ, превышающий оптимальное соотношение (область неэффективного использования меди на рис. 2.15), неэффективно.

В приложении Б (рис. Б.16) приведены результаты моделирования, показывающие зависимость относительных потерь мощности от размера сети. Определено, что относительные потери мощности определяются, главным образом, шагом сети 20кВ (*L*). Такой параметр, как число потребителей практически не влияет на относительные потери мощности и сильно влияет на нормированный объём израсходованной меди. Это обусловлено тем, что изменение количества потребителей в *n* раз (при сохранении остальных параметров модели неизменными) приводит к изменению:

• в *n* раз тока в каждой из трех ветвей инцидентных точке приложения потенциала 20 кВ;

• в *n* раз площади сечения проводников сети 20 кВ (1-й критерий выбора сечения);

- в *n* раз общей длины проводников сети 20 кВ;
- в  $n^2$  раз общего объёма проводников сети 20 кВ;
- в n раз приведённого объёма проводников в сети 20 кВ.

В приложении Б (рис. Б.17) приведены результаты моделирования, показывающие изменение приведённого объёма меди с увеличением размера сети. Определено, что рост приведённого объёма меди пропорционален росту числа потребителей.

Установлено, что если исходными данными при проектировании электрической сети являются число потребителей с одинаковыми нагрузками, среднее расстояние между потребителями, а также количество источников напряжения 20 кВ ( $N_{3}$ ) и их расположение, то в первом приближении выбор оптимального варианта вычисления шага между УН 20 кВ будет на основании нормированного объёма затраченной меди (рис. 2.14) и относительных потерь мощности (приложение Б, рис. Б.17).

#### 2.3.2 Геометрический метод определения шага сети

Данный метод основан на расчетной плотности нагрузки проектируемой территории и является усовершенствованием метода, изложенного в [91].

Необходимое число УН - распределительных пунктов определяется

$$n_{\rm p\pi} = \frac{S_{\rm pacu}}{S_{\rm p\pi}},\tag{2.12}$$

где  $n_{pn}$  – число распределительных пунктов (УН);  $S_{pacy}$  - расчетная мощность потребителей, MBA;  $S_{pn}$  – мощность единичного распределительного пункта (УН), MBA.

Если в центр правильного треугольника разместить УН, то расстояние до вершин треугольника (D) будет соответствовать ребру правильного шестиугольника (рис. 2.17).

Площадь правильного треугольника вычисляется по формуле:

$$\Theta_{\Delta} = \frac{1}{2} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot h \cdot h = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot h^2 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{3}{2}D\right)^2 = \frac{3\sqrt{3}}{4}D^2, \qquad (2.13)$$

где *h* – высота равностороннего треугольника, км; *D* – расстояние между вершинами шестиугольника.



Рис. 2.17. Длина шага сети 20 кВ для ГРС

Приняв, что  $\Theta_{\Delta}$  - площадь с нагрузкой одного РП, получаем, что площадь проектируемого городского района равна (км<sup>2</sup>)

$$\Theta_{\rm rop} = \Theta_{\Delta} n_{\rm pn}, \qquad (2.14)$$

Мощность УН определяется по формуле

$$S_{\rm yH} = S_{\rm rp} n_{\rm rp},,$$
 (2.14)

где  $S_{\rm тp}$  – номинальная мощность одного трансформатора на РП (УН), MBA;  $n_{\rm тp}$  – количество трансформаторов, подключенных к УН.

На основе изложенного выведена формула шага ГРС 20 кВ [47]:

$$D = \sqrt{\frac{4\Theta_{\rm rop}S_{\rm YH}}{3\sqrt{3}S_{\rm pacy}}} = \sqrt{\frac{4S_{\rm Tp}n_{\rm Tp}}{3\sqrt{3}\gamma_{\rm cp}}},$$
(2.15)

где *S*<sub>расч</sub> - расчетная мощность потребителей, MBA; *у*<sub>ср</sub> - средняя плотность нагрузки рассматриваемой зоны.

ГРС. Данная разработана для идеализированной методика образованной правильными шестиугольниками, И не учитывает неоднородность городской застройки, места расположения распределительных пунктов и трассы прокладки кабелей 20 кВ. Прокладка КЛ 20 кВ между УН по прямой линии не представляется возможной из-за условий городской застройки. Прокладка трасс КЛ производится, чаще всего, вдоль автомобильных дорог и по территории, на которой отсутствует жилые и общественные здания и не планируется застройка. С учетом этого в

формулу (2.15) вводится дополнительный эмпирический коэффициент  $K_{\text{октл}}$ , определяющий среднее отклонение от идеального шага сети:

$$\mathcal{K}_{\text{откл}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} x_i, \qquad (2.16)$$

где N - количество ветвей; x<sub>i</sub> - отклонение *i*-й ветви от идеальной.

Формула (2.15) принимает вид

$$D = K_{\text{откл}} \cdot \sqrt{\frac{4\Theta_{\text{гор}} S_{\text{уH}}}{3\sqrt{3}S_{\text{расч}}}} = K_{\text{откл}} \cdot \sqrt{\frac{4S_{\text{тр}} n_{\text{тр}}}{3\sqrt{3}\gamma_{\text{ср}}}}, \qquad (2.17)$$

где Коктл - коэффициент среднего отклонения от идеального шага сети (1.3-1.4).

На рис. 2.18 представлены этапы проектирования ГРС на примере части Советского района г. Нижнего Новгорода.



Рис. 2.18. Этапы построения ГРС

*а* - построение идеальной ГРС; *б* - корректировка расположения узлов нагрузки в радиусе 100-170 м; *в* - корректировка шага с учетом реальной местности

## 2.4 Исследование нормальных и аварийных режимов работы электросетевого района, построенного по гексагональному принципу

Для анализа нормальных и аварийных режимов в среде графического программирования Simulink Matlab разработана имитационная модель ГРС 20 кВ [43, 88]. Моделирование выполнялось для реальных районов г. Нижнего Новгорода (Советский, Нижегородский и часть Приокского) с использованием разработанных в п. 2.3 методик. В качестве источников питания были выбраны существующие городские распределительные подстанции: ПС 220/110 кВ Нагорная, ПС 110 кВ Свердловская, ПС 110 кВ Мызинская, ПС 110 кВ Печерская, ПС 110 кВ Кузнечиха. В табл. 2.3 показаны исходные данные для разработки модели ГРС 20 кВ [60].

При разработке имитационной модели приняты допущения:

• сеть моделируется в однофазном исполнении;

• источники питания (ИП) задаются источниками ЭДС (равными по модулю) с собственными сопротивлениями;

- в ИП установлен один понижающий трансформатор;
- схема замещения участка кабельной сети представлена на рис. 2.19.



Рис. 2.19. Схема замещения участка кабельной линии

Таблица 2.3

Параметр	Единица измерения	Значение параметра
1	2	3
Площадь рассматриваемой городской территории, $\Theta_{rop}$	км <sup>2</sup>	70,06
Расчетная мощность потребителей	MBA	308,7
Число узлов	ШТ.	121
Число ветвей	ШТ.	164
Число питающих узлов	ШТ.	5
Шаг сети	КМ	0,6
Мощность питающих узлов	MBA	401,3

Данные для разработки имитационной модели ГРС 20 кВ

#### Окончание табл. 2.3

	· · · · · · ·	
1	2	3
Установленна номинальная мощность нагрузки на РП	MBA	5
Коэффициент загрузки РП	-	0,51
Сечение КЛ, отходящих от источника (ПС 110 кВ) - «первый круг»	MM <sup>2</sup>	3x500
Сечение КЛ «второго круга»	MM <sup>2</sup>	2x500
Сечение основных КЛ	MM <sup>2</sup>	500

## На рис. 2.20 представлен граф модели ГРС 20 кВ





На рис. 2.21 - 2.23 показаны фрагменты Simulink модели из шести линий, шести узлов нагрузки и питающего узла [88, 100, 130].



Рис. 2.21. Участок SIMULINK модели из шести линий (Z), шести узлов нагрузки (L) и питающего узла (S)



Рис. 2.22 Модель питающего узла и его сабсистема (S)

	🙀 Block Parameters: Load74	23
	Subsystem (mask)	Â
Conn1	Parameters	
Ţ	Nominal voltage Vn (Vrms):	
į	20000/sqrt(3)	
ş	Nominal frequency fn (Hz):	-
RL Load _	50	
Ę	Active power P (W):	
1 1	1837000	
	Inductive reactive power QL (positive var):	
<u> </u>	790000	
-		~
	OK Cancel Help Ap	oply

Рис. 2.23. Модель нагрузочного узла и его сабсистема (L)



Рис. 2.24. Модель устройства для создания ТКЗ в ГРС

Результаты моделирования нормальных установившихся режимов ГРС 20 кВ представлены в приложении Б (табл. Б.1) результаты моделирования установившихся значений металлических токов короткого замыкания (ТКЗ) в УН представлены в том же приложении Б (табл. Б.2).

Анализ результатов моделирования ТКЗ показывает, что величины металлического ТКЗ при числе питающих источников более двух и работающих параллельно превышают коммутационную способность имеющихся на рынке выключателей 20 кВ (рис. 2.25, 2.26).



Рис. 2.25. Уровни тока короткого замыкания в модели сети 20 кВ



В связи с высокими уровнями ТКЗ в ГРС выдвинута рекомендация по делению единой ГРС на гексозоны, имеющие связи в горячем резерве. При этом каждая зона питается от одного или двух источников. Пример деления ГРС был представлен на рис. 2.3. Деление ГРС на гексозоны позволяет подойти гибкой регулировке к загрузки питающих источников (трансформаторов синхронных генераторов) и автоматическому управлению распределением электроэнергии, благодаря возможности алгоритмизирования сети.

Результаты, полученные на имитационной модели ГРС 20 кВ, подтверждают исследования, проведенные в работе [91].

## 2.5 Инженерная методика расчета тока короткого замыкания в ГРС

Расчет ТКЗ производится для выбора параметров электрооборудования по динамической устойчивости, а также уставок релейной защиты и

автоматики [68]. При этом в руководящих указаниях по расчёту ТКЗ и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98 указано, что расчет ТКЗ допускается проводить приближенно, но при условии, что погрешность не должна превышать 5-10% [83].

Так как процедуры расчета ТКЗ в различных точках сложных замкнутых электрических сетей достаточно сложны и трудоемки, задача их приближённой оценки представляется весьма актуальной.

#### 2.5.1 Задачи инженерной методики расчета ТКЗ

В [91] была предложна оценочная методика расчета установившегося ТКЗ. Разработана усовершенствованная инженерная методика расчета периодической составляющей ТКЗ максимального значения В гексагональной распределительной сети произвольной конфигурации. Методика основана на быстром определении полного сопротивления сложно идеальной ГРС ТКЗ замкнутой относительно по эмпирическим коэффициентам. Данная методика может оказаться полезной для сетей конфигурация, уставки которых меняются в режиме реального времени.

Расчет ТКЗ в ГРС большой размерности с большим числом питающих источников (трансформаторов), работающих параллельно, показал невозможность сегодня организации единой гексагональной сети по ограничению коммутационной способности выключателей и динамической стойкости силового оборудования. В результате выдвинута рекомендация деления гексагональных сетей на зоны, работающие изолированно (каждая питается от одного или двух питающих трансформаторов), но имеющие связи в горячем резерве.

Произведено численное моделирование в программном комплексе Matlab, при котором ГРС содержит два источника напряжения, все ветви сети имеют одинаковые полные сопротивления Z<sub>ветви</sub> [53]. Заданы два узла с источниками напряжения и узел, в котором произошло короткое замыкание. В качестве источников напряжения выступают две системы с

сопротивлением  $Z_c$ . Рассмотрен наиболее частый тип короткого замыкания (80% всех случаев) – однофазное короткое замыкание на землю  $(I_{\nu}^{(1)})$ .

#### 2.5.2 Алгоритм определения верхней границы тока КЗ

Предлагается в качестве оценки верхней границы (максимального) ТКЗ использовать ТКЗ, возникающий в ГРС бесконечной протяжённости при аналогичном взаимном расположении источников напряжения и ТКЗ. Так как добавление дополнительных гексагональных ячеек вокруг имеющейся сети не может увеличивать сопротивление между узлами, вычисленный для бесконечной сети ТКЗ может быть использован в качестве приблизительной верхней границы ТКЗ, имеющейся электросети. Данная задача решается в несколько этапов.

## Этап 1. Оценка сопротивления между двумя любыми узлами бесконечной гексагональной сети

Оценка бесконечной сопротивления между двумя узлами гексагональной сети была получена на основании численного моделирования. Был проведён вычислительный эксперимент следующего вида. Генерировалась гексагональная сеть, образованная одинаковыми резистивными ветвями длиной L<sub>ветви</sub> и сопротивлением Z<sub>ветви</sub>, ограниченная окружностью достаточно большого диаметра (Ø) (рис. 2.27). Далее, попарно вычислялись сопротивления между узлом А (расположенном в центре сети) и каждым из остальных узлов. Сопротивление между узлом А и произвольным узлом В определялось с помощью метода узловых потенциалов [18], реализованного на языке Matlab [50]. К узлам А и В подключались выходы источника напряжения и вычислялось распределение токов в сети. Сопротивление между узлами А и В определялось на основании тока, протекающего через источник напряжения.



Результаты одного из экспериментов представлены на рис. 2.27. По оси абсцисс отложен натуральный логарифм длины *N* минимального пути

(маршрута) между двумя узлами сети (узлом A и некоторой вершиной B), а по осям ординат и аппликат отложены активная и реактивная составляющие вычисленного сопротивления  $Z_{AB}$  ( $N_{AB}$ ). Длина маршрута  $N_{AB}$  – минимальное количество ветвей, которые необходимо пройти, чтобы попасть из узла A в узел B. Например, на рис. 2.27 все узлы, отмеченные «о», находятся от узла A на расстоянии N = 6.





Сопротивление Z<sub>ветви</sub> выполняет роль масштабного коэффициента, поэтому можно исследовать действительный безразмерный коэффициент, представляющий собой отношение

$$K(N_{AB}) = \frac{Z_{AB}(N_{AB})}{Z_{gemen}}$$
(2.18)

Результаты моделирования с рис. 2.27, представленные в виде зависимости  $K_{AB}$  от длины маршрута между точками A и  $B - N_{AB}$ , приводятся на рис. 2.28. Результаты многократных моделирований с возрастающими значениями «диаметра» сети показали, что все значения коэффициента  $K(N_{AB})$  лежат «внутри коридора», верхняя и нижняя границы которого на интервале  $3 \le N \le 0,5 \cdot \emptyset$  асимптотически (при увеличении  $\emptyset$ ) приближаются к прямым, достаточно просто описываемым аналитически. При этом нижние

границы коэффициента *K*(*N*<sub>*AB*</sub>) для чётных и нечётных *N*<sub>*AB*</sub> несколько отличаются и описываются двумя различными прямыми.

Проводилось моделирование для равномерных гексагональных сетей, ограниченных окружностями с диаметром  $50 \cdot L_{\text{ветви}}$ ,  $100 \cdot L_{\text{ветви}}$ ,  $200 \cdot L_{\text{ветви}}$  и  $400 \cdot L_{\text{ветви}}$ . Результаты моделирований представлены на рис. 2.29 (отображены только  $K_{\min}(N_{AB})$  и  $K_{\max}(N_{AB})$ ).

После обработки по методу наименьших квадратов (МНК) [130] наборов значений  $K_{\min}(N_{AB})$  и  $K_{\max}(N_{AB})$ , полученных для ГРС максимального размера ( $\emptyset = 400 \cdot L_{\text{ветви}}$ ), были получены следующие уравнения:

$$K_{\max}(N) = 0,56 \cdot \ln N + 0,61, \ \Gamma \text{де} \ N = 3, 4, 5, \dots,$$
  
$$K_{\min}(N) = 0,56 \cdot \ln N + 0,49, \ \Gamma \text{де} \ N = 3, 5, 7, \dots, \qquad (2.19)$$

$$K_{\min}(N) = 0,56 \cdot \ln N + 0,53$$
, где  $N = 4, 6, 8, \dots$ 

Для N = 1 и N = 2 значения  $K_{\min}(N)$  и  $K_{\max}(N)$  выводятся аналитически и равны:

для 
$$N = 1$$
:  $Z_{\min} = Z_{\max} = 2/3$ ,  
для  $N = 2$ :  $Z_{\min} = Z_{\max} = 1$ . (2.20)



Рис. 2.30. Результаты расчётов для трёх гексагональных сетей с диаметром ограничивающей окружности 50, 100, 200 и 400 L<sub>ветви</sub>: N - длина кратчайшего пути между двумя вершинами в ребрах

Для оценки верхней границы ТКЗ потребуется минимальное сопротивление

$$Z_{\min}(N) = Z_{\text{ветви}} \cdot K_{\min}(N) = Z_{\text{ветви}}(a \cdot \ln N + b), \qquad (2.21)$$

где *а* и *b* – безразмерные коэффициенты, заданные в (2.19).

# Этап 2. Определение верхней границы ТКЗ для бесконечной гексагональной сети с двумя источниками напряжения

В данном случае бесконечную сеть, соединённую с двумя источниками напряжения  $U_1$  и  $U_2$  (узлы 1 и 2) и одной точкой короткого замыкания  $U_3 = 0$ В (узел 3), можно рассматривать как трёхполюсник с эквивалентными схемами замещения треугольник/звезда (рис. 2.31).

На основании значений сопротивлений между узлами сети 1, 2 и 3 можно вычислить  $Z_{13}$ ,  $Z_{23}$  и рассчитать ток в узле 3. Для этого определим длины кратчайших путей (в рёбрах) между узлами 1, 2 и 3:  $N_{12}$ ,  $N_{13}$  и  $N_{23}$ . Воспользуемся формулой (2.21) для оценки минимального сопротивления  $Z_{\min}(N)$  и найдём  $Z_{\min}(N_{12})$ ,  $Z_{\min}(N_{13})$  и  $Z_{\min}(N_{23})$  – оценки сопротивлений между узлами 1, 2 и 3.



Рис. 2.31. Эквивалентные схемы замещения ГРС

Для эквивалентной схемы замещения звезда решаем систему уравнений

$$\begin{cases} Z_1 + Z_2 = Z_{\min} (N_{12}), \\ Z_1 + Z_3 = Z_{\min} (N_{13}), \\ Z_2 + Z_3 = Z_{\min} (N_{23}), \end{cases}$$
(2.22)

и находим:

$$Z_{1} = 0,5\left(+Z_{\min}\left(N_{12}\right) + Z_{\min}\left(N_{13}\right) - Z_{\min}\left(N_{23}\right)\right) = 0,5 \cdot Z_{\text{ветви}}\left(a \cdot \ln \frac{N_{12}N_{13}}{N_{23}} + b\right),$$

$$Z_{2} = 0,5\left(+Z_{\min}\left(N_{12}\right) - Z_{\min}\left(N_{13}\right) + Z_{\min}\left(N_{23}\right)\right) = 0,5 \cdot Z_{\text{ветви}}\left(a \cdot \ln \frac{N_{12}N_{23}}{N_{13}} + b\right),$$

$$Z_{3} = 0,5\left(-Z_{\min}\left(N_{12}\right) + Z_{\min}\left(N_{13}\right) + Z_{\min}\left(N_{23}\right)\right) = 0,5 \cdot Z_{\text{ветви}}\left(a \cdot \ln \frac{N_{13}N_{23}}{N_{12}} + b\right).$$
(2.23)

Далее, на основании известного преобразования звезда-треугольник находим искомые оценки сопротивлений:

$$Z_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_2} = Z_{\text{ветви}} \left( a \cdot \ln N_{13} + b \right) + \frac{Z_1 Z_3}{Z_2},$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1} = Z_{\text{ветви}} \left( a \cdot \ln N_{23} + b \right) + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1}.$$
(2.24)

Оценку максимального ТКЗ можно вычислить как

$$I_{\kappa_3}^{\max} = \frac{U_1(Z_2 + Z_{c2}) + U_2(Z_1 + Z_{c1})}{\sqrt{3} \cdot ((Z_1 + Z_{c1}) \cdot (Z_2 + Z_{c2}) + Z_3(Z_1 + Z_{c1} + Z_2 + Z_{c2}))}$$
(2.25)

## 2.5.3 Экспериментальная проверка

Проверка предлагаемой методики проводилась численным моделированием. Генерировался отдельный «изолированный сектор» (рис. 2.32) ГРС (от 40 до 100 «ячеек») с параметрами:

 $L_{\text{ветви}} = 340$  м,  $Z_{\text{ветви}} = 0,034872$  Ом,  $Z_{\text{с.}} = 0,449876$  Ом,  $U_1 = U_2 = 20$  кВ.

Форма сети выбиралась случайным образом. Пример одного из сгенерированных изолированных секторов представлен на рис. 2.32. Выделялось множество «внутренних» узлов (расположенных на расстоянии  $\geq L_{\text{ветви}}$  от границы сети). На рис. 2.32 «внутренние» узлы отмечены «о».

Перебирались все возможные варианты взаимного расположения двух источников напряжения и ТКЗ, с единственным ограничением – источник напряжения может быть подключен только к «внутреннему» узлу. Для сети на рис. 2.32 число таких вариантов составило ≈ 8000. Для каждого варианта вычислялся ТКЗ (методом узловых потенциалов) и оценка максимального ТКЗ по формуле (2.25). Результаты моделирования сети с рис. 2.32 представлены на рис. 2.33 и 2.34 По оси абсцисс изменяются номера вариантов взаимного расположения точки короткого замыкания И источников напряжения. На рис. 2.33 варианты расположения источников напряжения и ТКЗ упорядочены в соответствии со значениями оценки верхней границы ТКЗ.





89

## ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

1. Сформулированы основные теоретические основы построения гексагональных распределительных сетей.

2. В результате сравнительного анализа гексагональной сети и древовидных сетей установлено, что ГРС ведет себя более стабильно по уровню напряжения при перераспределении нагрузки между узлами, что говорит об устойчивом качестве электроэнергии во всех частях ГРС. Эффективность ГРС подтверждается меньшими потерями мощности в ветвях и меньшим количеством расходуемого проводникового материала, чем в древовидных.

3. Разработанные методики определения оптимального шага ГРС, взаимно дополняя друг друга, позволяют приближённо оценить максимальный шаг ГРС 20 кВ на основе расчетной плотности нагрузки, не приводящий к нерациональному расходу проводникового материала, на основании среднего расстояния между потребителями сети 0,4 кВ и общего количества потребителей. Разработанная модель позволяет также рассчитать при известном расположении потребителей площади поперечного сечения проводников сети, величину относительных активных потерь в любом участке сети.

4. В связи с высокими величинами ТКЗ в единой ГРС с числом питающих источников более двух выдвинута рекомендация деления ГРС на гексозоны, имеющие связи в горячем резерве, с целью ограничения величин ТКЗ.

5. Предложенная методика оценки максимального ТКЗ для равномерно распределённой ГРС достаточно проста и позволяет для небольшой гексагональной сети диаметром 8-10 ветвей дать оценку ТКЗ с погрешностью менее ±10%.

# З РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ГИБКОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЕТИ

Одним ГРС ИЗ основных преимуществ по сравнению С является существующими городскими распределительными сетями соответствие требованиям активно-адаптивных сетей, благодаря возможности менять свою конфигурацию в зависимости от текущего режима [23]. Однако для этого необходима разработка принципиальных первичных электротехнических решений и систем управления, отвечающих требованиям гибкости распределительных сетей.

## 3.1 Схемотехнические решения формирования универсальных узлов нагрузки

Узлы нагрузки в ГРС в большинстве случаев являются одинаковыми, поэтому целесообразно выполнять распределительные устройства трехлучевых УН унифицированными и типовыми.

## 3.1.1 Разработка универсальной электрической схемы узла нагрузки

Спроектирована универсальная электрическая схема распределительного устройства узла нагрузки (рис. 3.1) [52, 82]. Схема имеет две взаимозаменяемых системы шин (К1Н, К2Н), что делает надежным и эффективным распределение и транзит электрической мощности. Системы шин соединены секционным выключателем с системой АВР. Линии опорной сети 20 кВ подключаются к распределительному устройству (РУ) 20 кВ через развилку из двух выключателей, обеспечивая надежность и резервируемость схемы в моменты аварий или ремонтов. Распределительное устройство рассчитано на присоединение трех линий и (при необходимости) четвертой, доставляющей электрическую мощность от источника.



Рис. 3.1. Универсальная электрическая схема узла нагрузки ГРС

Потребительские фидеры подключаются к шинам К1Н и К2Н и питают трансформаторные подстанции, находящиеся у потребителей и встроенные в PΠ. Наличие узловой резервных элементов В схеме делает eë многовариантной, а значит, гибкой и устойчивой к различным режимам работы сети. Принципиальная электрическая схема включает вторичное оборудование в виде трансформаторов тока и напряжения или датчиков тока и напряжения, основанных на катушке Роговского [26] или эффекте Холла разомкнутого контура (TA и TV). Они служат для питания систем автоматики, АВР, устройств релейной защиты, устройств учета переданной и потребленной электроэнергии. Выключатели в схеме снабжены моторамиредукторами, что позволяет оперировать ими дистанционно или посредством системы управления.

Схема УН основана на современной элементной базе, включающей интеллектуальные электронные устройства (IEDs) [93]. IEDs включают в себя цифровые устройства защиты, управления и измерения. Оно содержит процессор, способный получать и передавать данные или управляющие воздействия от внешнего источника или на внешний источник, имеющий свой алгоритм работы. Организация структуры обмена информации между устройствами РТП и между отдельными УН осуществляется на основе стандарта МЭК 61850 [15, 124].

Принципиальная схема УН ГРС (рис. 3.1) простая, наглядная, имеет ограниченное количество вариантов состояния, поэтому легко алгоритмизируется. В приложении В (табл. В.1) приведены всевозможные варианты состояния коммутационных аппаратов в зависимости от состояния УН и направления мощности [49].

На рис. 3.2 представлен проект компоновки электротехнического и информационно-коммуникационного оборудования универсального УН – распределительной трансформаторной подстанции (РТП).

Универсальное модульное исполнение РТП дает возможность изготовления УН с высокой заводской готовностью и компактность. Тем

самым снижаются затраты на изготовление, проектирование, монтаж и наладку оборудования, что даст быстрый толчок развитию предложенной системы электроснабжения городских потребителей по гексагональному принципу.



Рис. 3.2. Компоновка универсального распределительного пункта ГРС

## 3.1.2 Технико-экономическое сравнение разработанной схемы УН

## ГРС 20 кВ и типовой схемы существующего РП 10 кВ

Произведено технико-экономическое сравнение разработанной схемы универсального УН ГРС 20 кВ и наиболее часто встречающейся схемы РУ 10 кВ – «одна рабочая секционированная выключателем система шин» [92].

В качестве расчетных параметров были выбраны число выключателей, ТТ и ТН (TA, TV), трансформаторов 20/0,4 кВ и 10/0,4 кВ и длины кабельных линий. На рис. 3.3 и 3.4 представлены сравниваемые схемы РУ 20 кВ УН и РУ 10 кВ существующей распределительной сети.



Рис. 3.3. Стандартная схема УН ГРС 20 кВ



Рис. 3.4. Типовая схема существующего РП 10 кВ

Расчет капитальных затрат на единицу оборудования, амортизационных отчислений на основе существующих норм амортизации, структуры ремонтного цикла, трудоемкости текущих и капитальных ремонтов, численности ремонтного и обслуживающего персонала, фонда заработной платы, затрат на материалы и запасные части, стоимости потерь электроэнергии приведены в Приложении В (табл. В.2 - В.22).

Годовые приведенные затраты определяются по формуле

$$K_{\rm r} = r K_{\rm obm}, \qquad (3.1)$$

где *r* - реальная ставка дисконтирования.

$$r = \frac{E_{\rm H} - b}{1 + b} = 0, 1 \frac{1}{\Gamma O \mathcal{A}}, \tag{3.2}$$

где *E*<sub>н</sub> =20% - номинальная процентная ставка; *b* - 9,4% - уровень инфляции [95].

Годовые издержки эксплуатации определяются по формуле

$$C = C_{a} + C_{3} + C_{M} + C_{3}, \qquad (3.3)$$

где  $C_a$  – амортизационные отчисления (руб/год);  $C_3$  – затраты на заработную плату (руб./г.);  $C_{\rm M}$  – стоимость материалов (руб./г.);  $C_3$  – стоимость потерь электроэнергии (руб./г.).

Годовые приведенные затраты складываются из годовых приведенных капитальных затрат и годовых издержек производства:

$$3 = C + K_r \tag{3.4}$$

Расчёт технико-экономических показателей для основного оборудования УН 10 кВ и УН ГРС 20 кВ приведён в табл. 3.1.

Таблица	3.1
---------	-----

<u> </u>				
Показатели	Условное обозначение	Единицы измерения	Численное значение для сети 10 кВ	Численное значение для сети 20 кВ
Капитальные затраты	K	руб.	4726423,00	9539985,00
Годовые приведённые капитальные затраты	K <sub>r</sub>	руб./г.	567170,76	1144798,20
Амортизационные отчисления	C <sub>a</sub>	руб./г.	202511,04	458138,65
Зарплата ремонтного персонала	<i>C</i> <sub>3.p</sub>	руб./г.	366934,89	531108,81
Зарплата обслуживающего персонала	<i>C</i> <sub>3.0</sub>	руб./г.	40696,72	56441,99
Общие затраты на заработную плату	$C_{_3}$	руб./г.	407631,60	587550,80
Стоимость материалов на обслуживание и ремонт	С <sub>м</sub>	руб./г.	225070,00	330750,00
Стоимость годовых потерь электроэнергии	C <sub>9</sub>	руб./г.	417067,56	382609,61
Годовые издержки эксплуатации	С	руб./г.	1252280,22	1759049,07
Годовые приведённые затраты	3	руб./г.	1819450,97	2903847,27

Анализ полученных показателей свидетельствуот о том, что затраты на сооружение РП 20 кВ для ГРС в 2,02 раза больше, чем сооружение традиционного РП 10 кВ, а его обслуживание обойдется в 1,47 дороже. Это объясняется тем, что конфигурация схемы РП 20 кВ содержит больше оборудования и оно дороже. Однако это не снижает преимуществ ГРС 20 кВ, описанных выше.

#### 3.2 Организация системы управления гексагональными сетями

Распределительные электрические сети городов с гексагональной топологией представляют собой сложную систему систем, в которой гетерогенные устройства различной сложности и динамики взаимодействуют для достижения единственной цели – обеспечения бесперебойного и эффективного электроснабжения потребителей. Задачи управления, мониторинга и взаимодействия элементов УН, источников электроэнергии являются ключевыми при создании динамической ГРС. Её функциональная структура представлена на рис. 3.5.



Рис. 3.5. Блок-схема организации управления электрической сетью

Разработка и координирование системы управления ГРС и УН требую применения методов системной инженерии. Интеллектуальные системы электроснабжения городов должны предусматривать использование прорывных разработок в области распределенных алгоритмов на основе мультиагентных технологий [108, 127].

## 3.2.1 Требования к системам автоматизации и управления интеллектуальными городскими сетями

Разработка передовых систем автоматизации в энергетике основываются на ряде промышленных стандартов. Главное внимание уделяется: МЭК 61499 [122, 127, 132, 142] и МЭК 61850 [15, 110, 124].

С введением стандарта МЭК 61850 [15] становится регламентированным построение систем связи и обмена информацией на подстанциях (ПС). На рис. 3.6 показана архитектура системы автоматизации на ПС по МЭК 61850. Данный стандарт осуществляет содействие в понимании основных концепций и информационных моделей систем автоматизации, связи на подстанции и между подстанциями (т.е. УН).



Рис. 3.6. Модель логического интерфейса системы автоматизации подстанции (узла нагрузки) по МЭК 61850

Подстанционные системы разделяются на три уровня:

*Уровень процесса (Process Level)*:

• первичные датчики для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты;

• первичные датчики для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

*Уровень устройства (Bay/Unit Level)* состоит из интеллектуальных электронных устройств (IEDs):

• устройств управления и мониторинга (контроллеров присоединения, многофункциональных измерительных приборов, счётчиков АСКУЭ, систем мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.);

• терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Подстанционный уровень (Substation Level):

• серверы верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., концентратор данных);

• АРМ персонала подстанции.

Принятие стандарта МЭК 61850 является одним из ключевых индикаторов развития системы автоматизации электрических сетей. Он дает ряд преимуществ для цифровых интеллектуальных подстанций:

• взаимодействие между интеллектуальными электронными устройствами (IEDs) различных производителей;

 упрощенное построение системы автоматизации и ввода в эксплуатацию;

• снижение цены инсталляции путем замены проводных соединений между (IEDs) на посылку GOOSE сообщений;

• снижение стоимости проектирования и эксплуатации;

• простое расширение системы автоматизации при ее развитии.

МЭК 61499 представляет собой открытый стандарт распределенных систем управления и автоматизации и описывает требования к методам инкапсуляции И интеграции программного обеспечения в реальных [142]. Распределенная **v**стройствах структура системы управления достигается размещением функциональных блоков на различных ресурсах нескольких устройств. Основные идеи применения архитектуры МЭК 61499 были предложены и исследованы в [122, 126, 127, 132, 142]. Потенциальные эффективность преимущества включают: процесса разработки, производительность, мобильность, гибкость и совместимость программного обеспечения.

Стандарты МЭК 61499 и МЭК 61850 имеют ряд идеологических сходств:

- предназначены для решения схожих вопросов проектирования;
- применяют XML-формат для описания системы;

 поддержка совместимости, мобильности и повторного использования дизайна.

Оба стандарта определяют желаемую функциональность системы в абстрактной форме без ссылки на используемое оборудование (рис. 3.7).

Таким образом, стандарты дополняю друг друга.



Рис. 3.7. Конфигурация системы по МЭК 61850 и МЭК 61499: LN - логический узел; LD - логическое устройство; FB - функциональный блок

ГРС предполагает параллельную работу информационнокоммуникационной сети (ИКС) с высокой степенью быстродействия, которая поддерживает стандарты МЭК 61850 и МЭК 61499. Их возможности способствуют реализации распределенной системы управления - DGI (Distributed Grid Intelligence) [127], которая представляет собой сеть распределенных узлов, выполняющих «умное» управление на местном (узловом) уровне и участвующих в контроле и управлении сетью на системном уровне. Предполагается параллельно силовой кабельной трассы прокладка оптоволоконной линии связи, как наиболее приемлемой по характеристикам скорости передачи информации и выполнения стандарта МЭК 61850 (табл. 3.2, рис. 3.8).

Таблица 3.2

Тип	Приложение	Функциональный класс	Требования времени передачи
1A	Быстрые сообщения (trip)	P1	10 мс
		P2/P3	3 мс
1B	Быстрые сообщения (другие)	P1	100 мс
		P2/P3	20 мс
2	Средней скорости		100 мс
3	Низкой скорости		500 мс
4	Исходные данные P1 P2/P3	P1	10 мс
		3 мс	
5	Передача файлов		>100 мс
6	Время синхронизации		(точность)

Продолжительность передачи сообщений по МЭК 61850



Рис. 3.8. ИКС для функционирования ГРС

## 3.2.2 Разработка прототипа системы управления ГРС

Возможно несколько сценариев развития системы управления ГРС (рис.3.9). Их описание можно выполнить, используя агентный подход [161].



Рис. 3.9. Классификация систем управления ГРС

#### Централизованное управление

Централизованная адаптивная система управления предполагает наличие ИКС между элементами ГРС и сбор информации с применением протокола МЭК 61850 в центральный вычислительный блок (рис. 3.10). К каждому узлу сети прикреплена аппаратно-программная система – агент [143]. Он занимается сбором информации:

- о векторах напряжения в узле ( $\underline{U}_1$ ,  $\underline{U}_2$ ,  $\underline{U}_3$ ,  $\underline{U}_{K1H}$ ,  $\underline{U}_{K2H}$ );
- векторах токов в подключенных линиях к узлу ( $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_3$ ,  $I_{n1}$ ,  $I_{n2}$ ...);
- состоянии коммутационных аппаратов;
- количестве фидеров подключенных потребителей;

• категории электроснабжения потребителей (прописанной в договоре);

• нагрузке каждого потребителя.

К источникам, питающим ГРС (генераторы, трансформаторные подстанции), прикреплен агент, собирающий информацию о его состоянии и загрузке. Данные агентов определяют состояние элементов в сети. Например, включен или отключен генератор, нагрузка в узле, силовая кабельная линия и др. Эта информация от агентов по каналам связи с применением протокола МЭК 61850 поступает в центральный вычислительный блок (ЦВБ). Посредством принятой информации определяется конфигурация сети и производится ее сравнение с ранее сохраненными вариантами таких

конфигураций. Если конфигурация сети изменилась (например, изменилась нагрузка в ряде узлов), то из базы данных, сформированной по результатам предварительного моделирования, выбирается оптимальный вариант нового состояния сети, отвечающий требованиям по допустимой загрузке оборудования и динамической устойчивости к токам короткого замыкания. При этом центральный вычислительный блок посылает необходимым агентам сигналы переключения коммутационных аппаратов на другое положение. Состояние элементов сети меняется.

Управляющие воздействия центрального вычислительного блока должны быть скоординированы по времени и графику нагрузки потребительских УН, поскольку частые коммутирующие операции с выключателями приведут к сокращению срока службы и преждевременному выходу их из строя. Количество коммутаций в сутки не должно превышать двух-трех.



Рис. 3.10. Централизованная адаптивная система управления ГРС

Формирование управляющего воздействия на основании полученных данных должно реализовываться по быстродействующим алгоритмам. С этой точки зрения использование централизованного устройства управления нецелесообразно ввиду большого времени принятия решения.

Обобщенный алгоритм работы централизованной системы управления ГРС представлен на рис. 3.11.



Рис. 3.11. Обобщенный алгоритм работы централизованной системы управления ГРС

Основное преимущество централизованной системы управления ГРС состоит в простоте применения. Также не возникает конфликтов при принятии решения отдельными агентами. Однако централизованная система

ориентирована на один ЦВБ, что является существенным недостатком. Возникает необходимость в его резервировании. Существенно, что в ходе функционирования централизованной системы управления нет необходимости производить изменения в системе коммуникаций, что значительно упрощает обмен информацией в процессе функционирования.

#### Децентрализованное управление

Децентрализованная система управления предполагает использование ИКС по многоагентной технологии с использованием протокола МЭК 61850. В такой системе управление происходит только в результате локальных взаимодействий между узловыми агентами и агентами источников, которые совместно функционируют для достижения поставленной цели (рис. 3.12). При этом узкая функциональная ориентация агента на решение какой-то одной отдельной части «общей» задачи постепенно уступает место универсальной целостности (автономности).



Рис. 3.12. Децентрализованная адаптивная система управления ГРС

В отличие от централизованной системы, децентрализованный вариант обеспечивает взаимный обмен информацией между всеми элементами ГРС. Каждый агент производит мониторинг текущей конфигурации ГРС и при необходимости с помощью своего вычислительного блока осуществляет оперирование теми элементами, за которыми он закреплен. Например, агент оперирует узловыми выключателями, агент генератора узла нагрузки включает/отключает генератор или воздействует на АРВ и т.п. Принятие решения по управляющему воздействию происходит по данным всевозможных режимов сети, рассчитанных заблаговременно, и хранится в памяти агента.



Рис. 3.13. Обобщенный алгоритм работы децентрализованной системы управления ГРС

В децентрализованной системе, в отличие от централизованной, обеспечивается высокое быстродействие при принятии решения на изменение конфигурации сети путем применения специальных алгоритмов. Маршрутизация информации в сети происходит по определенным алгоритмам, базируясь на информации о топологии и состоянии сети. Передача информации в ГРС происходит по принципу «узел-узел», «источник-узел».

Обобщенный алгоритм работы децентрализованной системы управления ГРС представлен на рис. 3.13. B условиях нарушения коммуникаций элементами между системы агенты управления функционируют автономно. Поэтому в такой сети значительно выше сетевой трафик, чем В централизованной системе управления. Также децентрализованная система существенно выше в цене, поскольку требует применение интеллектуальных агентов в каждом узле и источнике.

#### Комбинированное управление

Предлагается альтернативная еще одна система управления, основанная на многоагентном принципе [48]. Она синтезирует в себе централизованный и децентрализованный подход. Это распределенная которой информация система, В И управленческие полномочия распределяются между достаточно «самостоятельными» агентами, но сохраняется общий орган командного управления, принимающий решения в критических или конфликтных ситуациях. Данная многоагентная система разделяется на два уровня (рис. 3.14).



Рис. 3.14. Распределенная комбинированная адаптивная система управления ГРС по стандарту МЭК 61850

На организационном уровне стоит агент распределенной системы мониторинга и управления (РСМУ). Агент РСМУ расположен на источниках, поставляющих электроэнергию в сеть. Например, районная подстанция, мини-ТЭЦ, энергоустановка на ВИЭ. В его подчинении находится ряд субагентов. Субагент базы данных режимов ГРС, в которую входит информация о возможных вариантах изменения размера гексогональной зоны, то есть минимальное и максимальное количество узлов в зоне (рис. 3.15). База формируется заблаговременно данных по результатам предварительного моделирования, при котором оцениваются пропускная способность линий, динамическая и статическая устойчивость сети и оборудования различной размерности Субагент при гексозоны. ПО
реорганизации отвечает за изменение размера гексозоны, питающейся от источника или нескольких источников. Субагент вычислений оценивает и агрегирует информацию с других субагентов, производит математические и логические операции и выдает сигнал управления агенту РСМУ. Субагент коммуникаций отвечает за своевременную передачу информации по ИКС и избирает рациональный алгоритм маршрутизации. Субагент источника оценивает загрузку источника, его состояние (включен/отключен), при необходимости воздействует на АРВ или отключает источник.



#### Рис. 3.15. Возможное изменение гексагональных зон:

базисная зона с минимальным количеством узлов, питающихся от источника;
 балансирующая зона (узлы нагрузки могут быть запитаны как от одного источника, так и от второго и третьего;
 источник питания (ПС 110/20 кВ, мини-ТЭЦ, ВИЭ и пр.); К<sub>загр.min(max)</sub> - коэффициент загрузки источника в рабочем режиме

На исполнительном уровне находится узловой агент – агент интеллектуальной системы управления узла нагрузки (ИСУУ). Он достаточно самостоятелен в принятии решения, но в критических моментах обращается за помощью к вышестоящему агенту РСМУ. Агенту ИСУУ подчиняются ряд субагентов. Они выполняют функции: измеряют вектора токов и напряжений в узле; определяют состояние коммутационных аппаратов; оценивают загрузку узла по каждому присоединению; предают информацию по ИКС согласно алгоритмам маршрутизации и др. Субагент вычислений выполняет математические и логические операции, используя доступную информацию.

Каждому агенту ИСУУ доступен пакет информации от смежных узлов, то есть от двух или трех узлов нагрузи и, если есть, источника. В данный пакет входит информация от всех субагентов смежных узлов. Из-за взаимной связанности узлов нагрузки ИКС получается насыщенной, в ней доступна полная информация о всех элементах сети и их состоянии. Передача информации происходит с применением протокола МЭК 61850 по принципу «узел-узел», «источник-узел» и распространяется веерно.

Управление узлом нагрузки осуществляется на основе агрегации имеющейся информации и работы узловых адаптивных алгоритмов принятия решения. Окончательное управляющее воздействие на коммутационные аппараты формируется после положительного «запроса-подтверждения» от вышестоящего агента РСМУ. Однако приоритетным управляющим сигналом является сигнал смены состояния узла от агента РСМУ. В условиях нарушения ИКС агент ИСУУ работает автономно по унифицированному узловому алгоритму, опираясь на информацию субагентов. Работа данного алгоритма не допустит перегрузки оборудования и преждевременного выхода его из строя.

Агенты РСМУ и ИСУУ имеют связи с адаптивной системой релейной защиты ГРС и автоматизированной системой коммерческого учета (см. рис. 3.14), функционирующих отдельно по собственным адаптивным алгоритмам и организуемых подобным мультиагентным подходом. При аварии на какомлибо элементе ГРС, например КЛ, агент релейной защиты (РЗ) локализует аварию и выдает агентам РСМУ и ИСУУ сигнал блокировки, который не допускает оперирование коммутационными аппаратами, изолирующими аварию.

На рис. 3.16 представлены графы ИКС, где в узлах находятся ИСУУ и к некоторым узлам подключены РСМУ.



Рис. 3.16. Структурная топология информационно-коммуникационной сети ГРС

Логически вся сеть разбита на области – зоны ответственности РСМУ. В каждой зоне сети существует вторая РСМУ, находящаяся в состоянии холодного резерва. Степень вершины графа не ограничивается значением три (рис. 3.16, *a*). Это сделано для того, чтобы разрабатываемый узловой алгоритм был универсальным, не зависел от возможных изменений базовой модели и имел возможность работать при смешанной топологии сети, при переходе к ГРС [1].

Агенты РСМУ имеют взаимные связи между собой и оптимизируют загрузку источников, тем самым выравнивая суточные графики нагрузки.

Обобщенный алгоритм работы распределенной смешанной системы управления ГРС представлен на рис. 3.17.

Деление ИКС на зоны ответственности РСМУ и передача ограниченных в объеме пакетов информации между агентами ИСУУ в распределенной системе управления позволяет получить сетевой трафик ниже, чем в децентрализованной.



Рис. 3.17. Обобщенный алгоритм работы комбинированной системы

### управления ГРС

Комбинированная система - достаточно дорогостоящая, так как применяются интеллектуальные агенты, но дешевле децентрализованной, которая требует от агентов больших функциональных возможностей и объемов информации. Полномочия по управлению разделены между агентами разных уровней, имеющими ограниченный функционал, поэтому алгоритмы функционирования и аппаратно-программные элементы могут изготавливаться стандартными и унифицированными, что снизит их стоимость.

В этой связи комбинированная система управления ГРС считается наиболее приемлемой, так как выработка управляющих воздействий формируется автоматически в результате взаимодействия множества самостоятельных целенаправленных аппаратно-программных комплексов агентов и субагентов. Она является распределенной, что соответствует концепции DGI [142].

### 3.2.3 Структура интеллектуальной системы управления узла

#### нагрузки

Разработан вариант реализации ИСУУ на основе микропроцессорной системы. Его структурное представление изображено на рис. 3.18 [53].



Рис. 3.18. Структурная схема ИСУУ

В блок ИСУУ поступают мгновенные сигналы от измерительных органов (*ia*, *ib*, *ic*, *io*, *ua*, *ub*, *uc*, *uo*), характеризующие режим работы ГРС в данном УН, логические сигналы в виде «уставок» по току ( $I_{min,max}$ =const), напряжению  $(U_{\min,\max}=\text{const}),$ «уставок» ПО дискретные сигналы OT коммутационных аппаратов узла нагрузки («нуль» (0) - выключен, «единица» (1) – включен) и сигналы от ИСУУ смежных узлов и РСМУ. Взаимодействуя С центральным процессором промышленного компьютера (ПK) И устройством памяти, входные сигналы позволяют производить оперативные изменения в логической части, изменять функциональные связи в логической части.

Аналоговые сигналы трансформаторов тока напряжения OT И преобразуются промежуточными трансформаторами  $(\Pi TT)$ тока И напряжения (ПТН), фильтрами низких частот (Ф) и подводятся к аналогоцифровому преобразователю (АЦП). В результате выходные сигналы АЦП соответствуют в цифровом виде дискретным сигналам, модулированным по амплитуде синусоидальными функциями. Каждому аналоговому сигналу u(t)на выходе фильтра  $\Phi$  соответствует дискретный сигнал u(nT) на входе АЦП и цифровой сигнал на выходе АЦП, вводимый в ПК, осуществляющий цифровую обработку сигналов (рис. 3.19) [103].



Рис. 3.19. Этапы преобразования аналоговых сигналов

На основе текущей информации о входных сигналах напряжения и тока, входных логических сигналах от коммутационных аппаратов и сигналах от смежных узлов ПК, работающий по узловым алгоритмам, вырабатывает необходимые управленческие решения, характеризуемые выходными сигналами, воздействующими на коммутационные аппараты УН (рис. 3.1).

Обмен данными происходит с применением стандарта МЭК 61850 посредством сообщений GOOSE, SV, MMS [15, 110].

### 3.3 Технологическая система преобразования сигналов тока и напряжения

Принятие управляющего решения в системах РСМУ и ИСУУ происходит на основе работы сетевых и узловых алгоритмов. Работа алгоритмов и формирование управляющих воздействий основывается на комплексных (векторных) значениях токов и напряжений на элементах ГРС. Их достоверное определение является важной задачей.

### 3.3.1 Анализ основных методов цифровой обработки сигналов

Мгновенные сигналы токов и напряжений снимаются с традиционных трансформаторов тока и напряжения (ТТ, ТН) или цифровых датчиков тока и напряжения.

Синусоидальная величина описывается выражением

$$x(t) = X_{\rm m} \cos(\omega t + \phi), \qquad (3.5)$$

где  $X_{\rm m}$  – амплитуда сигнала;  $\omega$  – частота сигнала, рад/с;  $\phi$  – фазовый угол, рад;

Выражение (3.5) может быть переписано как

$$x(t) = Re\left\{X_{m}e^{j(\omega t+\phi)}\right\}Re[\left\{e^{j(\omega t)}\right\}X_{m}e^{j\phi}]$$
(3.6)

Принято, что при номинальной частоте  $\omega$  можно исключить компонент времени, тогда

$$x(t) \leftrightarrow X = \left(\frac{X_{\rm m}}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} = \left(\frac{X_{\rm m}}{\sqrt{2}}\right) [\cos\phi + j\sin\phi],$$
 (3.7)

Синусоида и ее фаза представлены на рис. 3.20.



Рис. 3.20. Изображение синусоиды с амплитудой X<sub>m</sub> и фазой ф

Системы РСМУ и ИСУУ содержат промышленные компьютеры на основе микропроцессоров, в которых аналоговые электрические сигналы (x(t)) преобразуются в дискретные цифровые отсчеты и выборки (рис. 3.19). Измерительные органы параметров этого сигнала основываются на выполнении математических операций, заданных отсчетами электрического сигнала. Процесс разложения сигналов тока и напряжения на ортогональные составляющие называется цифровой обработкой сигналов (ЦОС), а строгое математическое описание отсчетов электрического сигнала - алгоритмом ЦОС.

Точность оценки ортогональных составляющих, вычислительная сложность и быстродействие работы интеллектуальных систем управления и защиты ГРС напрямую зависят от корректных методов цифровой обработки нормальных и аварийных сигналов тока и напряжения. В течение нескольких десятилетий было предложено много методов ЦОС. К основным относятся:

- дискретное преобразование Фурье (ДПФ);
- косинусный алгоритм;
- алгоритм наименьших квадратов;
- фильтрация Калмана;
- вейвлет преобразования.

Так же существуют различные модификации данных методов. В настоящее время в энергетике, в частности в устройствах РЗ, чаще всего, используются ДПФ, косинусный алгоритм, алгоритм наименьших квадратов или их комбинации. Подробный анализ и классификация основных методов цифровой оценки токов и напряжений промышленной частоты отражены в [73, 141]. Отмечается широкая популярность фильтрации на основе ДПФ и его модификаций из-за возможности его применения в компьютерном алгоритме.

Преобразование Фурье (ПФ) – это полезный математический инструмент для разложения периодических функций на конисусные и синусные компоненты на разных частотах. Преобразование Фурье предполагает, что сигнал периодичен через какой-то временной период от минус бесконечности до плюс бесконечности. Компонент, соответствующий гармонике h, описывается выражением (3.8) [33]. Если сигнал является составным из компонентов всех гармоник, то суммирование всех частотных составляющих даст исходный сигнал x(t).

$$X(h) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)e^{-j\omega_h t} dt = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)e^{-j2\pi h t} dt = \int_{-\infty}^{+\infty} x(t)(\cos(2\pi h t) - j\sin(2\pi h t))dt.$$
(3.8)

 $Д\Pi \Phi$  – это дискретная форма  $\Pi \Phi$ . В  $\Pi \Phi$  сигнал существует от -∞ до +∞, а в  $Д\Pi \Phi$  сигнал существует небольшой период времени, в так называемом окне данных, в котором он дискретизирован *N* раз.  $Д\Pi \Phi$  реализуется посредством уравнения

$$X(h) = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-jn\frac{2\pi nh}{N}} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n [\cos(\frac{2\pi nh}{N}) - j\sin(\frac{2\pi nh}{N})] = y_n - jy_{\perp n}, \quad (3.9)$$

где X(h) - вектор тока (напряжения) *h*-й гармоники; *N* - число выборок в окне данных;  $x_n$  - входной дискретный сигнал тока (напряжения); *n* - выборка в окне данных (частота дискретизации); *h* – номер гармоники;  $y_n$  и  $y_{\perp n}$  ортогональные составляющие X(h).

При *h*=0 выражение (3.9) вычисляет составляющие сигнала постоянного тока, при *h*=1 – составляющую фундаментальной частоты 50 Гц.

# **3.3.2** Практическое применения структуры узловой системы управления и оценки токов и напряжений в измерительных органах

Предложенная в пп. 3.2.3 и 3.3.1 структура узловой системы управления и цифровой обработки аналоговых сигналов была реализована на опытной цифровой трансформаторной подстанции (ЦТП) с активноадаптивной системой управления и автоматическим плавным регулированием напряжения и мощности, разработанной по ГК № 16.526.12.6016 с Минобрнауки РФ [67, 81]. ЦТП рассматривалась как прототип УН распределительной сети, в том числе и ГРС.

Структурная схема ЦТП объединяет в себе силовые элементы, органы измерения мгновенных значений напряжений и токов, технологическую систему управления, активно-адаптивную систему управления (рис. 3.21).



Рис. 3.21. Структурная схема ЦТП с активно-адаптивным управлением

Все сигналы трансформаторов токов и напряжений (TT, TH) силовых трансформаторов поступают в блок преобразования сигналов измерительных трансформаторов (БПСТ). БПСТ представляет собой навесной блок размерами (ШхГхВ) 800х300х600 мм, устанавливаемый на кожухе трансформатора (рис. 3.22, *a*).

В БПСТ выполняется преобразование уровня и масштабирование аналоговых сигналов трансформаторов тока и напряжения и преобразование их в цифровые сигналы посредством ДПФ. Аналоговые и дискретные сигналы в БПСТ преобразуются в оптический сигнал и по оптическому каналу передаются в технологическую систему управления (рис. 3.22, *б*). Расчет нагрузочных резисторов датчиков тока и напряжения в блоке БПСТ выполнен из условия, что амплитуда входного сигнала АЦП блока передачи сигналов по оптическому каналу (ПРД) составляет 3,6 В при номинальном значении тока фазы или линейного напряжения трансформатора.



Рис. 3.22. Внешний вид блока преобразования сигналов (*a*) и технологической системы управления (б) опытной ЦТП

## 3.4 Разработка алгоритмов оценки состояния интеллектуальной

### ГРС

Снимаемый сигнал с измерительного прибора в большинстве случаев не бывает чистым синусоидальным сигналом, а содержит гармоники разных порядков. Также возможно присутствие ошибок измерений приборов с разными классами точности и расположенных в разных местах. Ошибка, в свою очередь, может привести к некорректной работе системы управления, что может сказаться на потребителях и работе системы в целом. Поэтому для автоматизированных систем, к которым относится РСМУ и ИСУУ, достоверность измерений электрических параметров сети имеет крайне высокое значение.

### 3.4.1 Синхронизированные векторные измерения

Традиционные SCADA-измерения несинхронизированы по времени [129]. Отсутствие одновременности снятия измерений, плюс задержки в передаче данных приводят к тому, что сигналы, пришедшие в один момент времени, характеризуют разные режимы электрической сети, и оценка состояния может быть адекватной только при условии статичности системы. Система SCADA была разработана как человеко-машинная система, где функции контроля и управления во многом принадлежали оператору. Так как человек не может обрабатывать информацию и принимать решения в масштабах миллисекунд, в требования к SCADA не включалось необходимое быстродействие для управления динамичными системами. Такое условие не приемлемо для динамической ГРС.

Усложнение электроэнергетических систем и их автоматизация требуют быстрого сбора информации, ее анализа и принятия решения. Значительным превосходством в быстродействии обладает система мониторинга на основе синхронизированных векторных измерений. В России она получила название «система мониторинга переходных процессов» (СМПР), за рубежом используется понятие Wide Area Measurement System (WAMS). WAMS обеспечивают синхронизированные по времени векторные измерения параметров, характеризующих режим работы энергосистемы в различных ее точках с высокой дискретностью.

В системе WAMS каждому измерению присваивается своя временная метка, обозначающая момент времени, в который это измерение было произведено. Придя в центр обработки данных, измерения выстраиваются в соответствии с временной меткой. Это дает гарантию, что для оценки состояния будет использованы только измерения, характеризующие оцениваемое состояния сети. Частота измерений может составлять 30 и более раз в секунду. Все измерения синхронизированы при помощи GPS с точностью до 1 мкс. Таким образом, оценка состояния на основе

синхронизированных измерений обладает большей достоверностью и подходит для мониторинга динамичных систем.

#### 3.4.2 Оценка состояния ГРС методом наименьших квадратов

Под оценкой состояния (ОС) понимается определение векторов напряжений (токов) в каждом УН. Оценка состояния производит уточнение полученных данных от ТТ и ТН, содержащих ошибки в виде импульсных помех или потери отсчета в результате избыточности измерений, и выполняет вычисление неизвестных параметров путем математической обработки.

Несмотря на то, что количество измерительных приборов в сети, как правило, избыточно, часто их показания являются неточными и несинхронизированными (в случае традиционных измерений). Задача оценки состояния - выявить среди всех измерительных данных неточные или недостоверные и определить неизвестные параметры режима. С другой стороны, на некоторых участках сети приборы телеизмерений отсутствуют, и оценка состояния является единственным способом, при помощи которого можно идентифицировать режимы этих участков.

На рис. 3.23 представлен алгоритм классической оценки состояния электрической сети.



Рис. 3.23. Алгоритм классической оценки состояния электрической сети

Установлено, что оценка состояния ГРС возможна на основе SVсообщений (Sample Value), в рамках стандарта МЭК 61850, поступающих в УН от смежных узлов. SV-сообщения представляют собой дискретизированный сигнал  $x_n$ , синхронизированный с высокой точностью через GPS/ГЛОНАСС, что дает качественно новый уровень знаний о происходящих в ГРС процессах.

Зависимость вектора измерения от вектора состояния

$$y = Hx + r, \tag{3.10}$$

где *y* – вектор измерений (другой вектор, содержащий *m*>*n* переменных  $y_1$ ,  $y_2$ , ...,  $y_n$ ); *H* – матрица размером *m* х *n*, определяющая соотношение между этими двумя величинами; *x* – вектор состояния (вектор из *n* случайных переменных  $x_1$ ,  $x_2$ , ...,  $x_n$ ); *r* – случайная величина ошибки измерения с нулевым средним значением и тем же размером, что и *y*.

Вектор x – те переменные, которые должны быть вычислены, y – известные переменные.

Выражение (3.10) свидетельствует о том, что вектор у линейно взаимосвязан с вектором *x* и искажен вектором *r* (вектор ошибок).

Вычислить вектор состояния *х* исходя из вектора *у* возможно способом, основанным на методе наименьших квадратов (МНК) [135]:

$$x = (H^{T}W^{-1}H)^{-1}H^{T}W^{-1}y;$$
  

$$H = yA + y_{s}$$
(3.11)

где x – вектор состояния; H – матрица, определяющая соотношение между состоянием и измерениями; W – весовая матрица, обратная ковариационной матрице; y – вектор измерений; y – матрица полных проводимостей ветвей; A – матрица инцидентности токов;  $y_s$  – матрица емкостных проводимостей ветвей.

Проверка данного алгоритма ОС была проведена на модели участка ГРС из четырех узлов (рис. 3.24). Имея измерительные данные в узлах 2, 3, 4, можно вычислить или верифицировать параметры в узле 1. Моделирование производилось в программном комплексе PSCAD. Ветви между узлами представляют собой кабельные линии сечением 500 мм<sup>2</sup> длиной 0,5 км. Второй и третий узлы подключены к системе бесконечной мощности с номинальным напряжением 20 кВ. Для оценки состояния и выражения взаимосвязи между различными электрическими параметрами используется П-образная схема замещения линии электропередачи (рис. 3.25).



Рис. 3.24. Модель участка ГРС



Рис. 3.25. П-образная схема замещения линии электропередачи

Для моделирования работы векторных измерений в PSCAD использовались стандартные вольтметры и амперметры с последующим быстрым ДПФ для получения амплитуды и фазы сигнала. Измерение векторов напряжения на шинах производилось в узлах 2, 3, 4. Напряжение на шинах узла 1 определялось в результате ОС. В приложении В (рис. В.1, В.2) представлены результаты ОС в ненаблюдаемом узле и их сравнение с реальными значениями параметров.

Из графиков видно, что результаты ОС практически полностью совпадают с реальными значениями. Средняя погрешность результатов оценивания состояния при отсутствии непосредственного наблюдения за исследуемыми параметрами составила 0,046 % по амплитуде напряжения и 0,05° по фазному углу. Максимальная погрешность результатов оценивания состояния при отсутствии непосредственного наблюдения за исследуемыми параметрами составила 0,159 % по амплитуде напряжения и 0,18° по фазному углу.

# 3.4.3 Предварительная обработка данных на основе медианной фильтрации

В случае, описанном в п.3.4.2, не учитывались погрешности измерений. В действительности каждое измерение содержит ошибку, распределенную по нормальному закону с математическим ожиданием, равным нулю, и дисперсией, равной погрешности прибора измерения (рис. 3.26).



Рис. 3.26. Плотности распределения нормально распределенных случайных величин - ошибок

Так как оценка состояния предполагает математические операции с большим числом измерений, каждое из которых содержит случайную ошибку, то возможно наложение этих ошибок и появление грубой ошибки, что может привести к некорректной работе системы управления. Поэтому целесообразно использование предварительной обработки данных для улучшения результатов OC. Нормальное распределение ошибок измерений подтверждает то, что для получения лучших результатов оценки состояния возможно использование предварительной обработки «сырых измерений» посредством их медианной фильтрации [141].

Медианная фильтрация осуществляется следующим образом.

 $Y = \{ y_1, y_2, \dots, y_n \},\$ 

Пусть есть некое число измерений с разными значениями. Формируется рабочая выборка в виде одномерного массива; число его элементов равняется размеру окна (рис. 3.27):



(3.12)

Рис. 3.27. Выборка измерений

Если упорядочить последовательность по возрастанию, то ее медианой будет элемент выборки, занимающий центральное положение в этой упорядоченной последовательности (рис. 3.28)



Рис. 3.28. Упорядоченная по возрастанию выборка измерений

Полученное таким образом число и является продуктом фильтрации:

$$x^* = med(y_1, y_2, ..., y_n).$$
(3.14)

Для имитации реальных измерений к измерениям, полученным в программном комплексе PSCAD, была добавлена ошибка, распределенная по нормальному закону, с математическом ожиданием, равным нулю, и дисперсией, равной погрешности измерений.

Для сравнения была произведено оценивание состояния без применения предварительной обработки данных медианной фильтрацией и с ее применением (рис. 3.29 - 3.30).



ошибку измерения; — - график величины, полученной после оценивания состояния; — - график величины, полученной после оценивания состояния с предварительной обработкой данных измерений медианной фильтрацией



ошибку измерения; — - график величины, полученной после оценивания состояния; — - график величины, полученной после оценивания состояния с предварительной обработкой данных измерений медианной фильтрацией

Графическое сравнение оценивания состояния без применения предварительной обработки данных медианной фильтрацией и с ee использованием наглядно доказывает, что медианная фильтрация в качестве предварительной обработки измерений для последующего оценивания состояния электрической сети значительно улучшает результаты оценивания состояния и позволяет устранить выбросы ошибок измерений. Таким образом, применение медианной фильтрации измерений повышает достоверность данных, в дальнейшем используемых системами автоматики и управления РСМУ и ИСУУ, тем самым обеспечивая корректность работы ГРС.

### ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

1. Разработаны типовые электротехнические решения универсального узла нагрузки, позволяющие реализовать принцип гибкости ГРС, минимизировать издержки на изготовление, монтаж и наладку за счет модульности и компактности распределительного устройства. Техникоэкономический анализ разработанной схемы 20 кВ показал, что её удорожание по сравнению с традиционной схемой 10 кВ будет на 1,75%.

2. Произведен анализ возможных систем управления для ГРС и разработан прототип комбинированной агентной системы управления.

3. Разработана структура системы ИСУУ, реализованная на опытной ЦТП.

4. Рассмотрены возможности оценки состояния методом наименьших квадратов и медианной фильтрации, позволяющие верифицировать измерения в УН и использовать их в РСМУ и ИСУУ.

## 4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГЕКСАГОНАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 20 КВ

Одно из необходимых условий реализации концепции гексагональных распределительных электрических сетей заключается в разработке адаптивных алгоритмов функционирования (ААФ), на основе которых работают системы РСМУ и ИСУУ.

### 4.1 Классификация адаптивных алгоритмов функционирования

Типовые ААФ универсальны для каждого УН и источника питания и реализуются в ИСУУ и РСМУ. ААФ тесно связаны друг с другом. Результатом их совместной работы является воздействие на выключатели УН, что вызывает смену конфигурации сети. Основные алгоритмы представлены на рис. 4.1 [35,41].



Рис.4.1. Классификация адаптивных алгоритмов функционирования

Отмечается необходимость комплексной реализации алгоритмов. Так, алгоритмы, определяющие состояние схем узлов нагрузки, имеют ряд ограничений в результате отработки алгоритмов по допустимой загрузке силового оборудования, по нормируемому уровню напряжения и др. Это определяет очередность отработки алгоритмов, а также необходимые временные задержки между циклами различных алгоритмов. При формирования автоматической сети разделяются уровни алгоритмизации сети: аппаратный, межузловой (межподстанционный) и межзонный (между гексагональными зонами).

### 4.2 Алгоритм переконфигурации ГРС в течение суток

С целью снижения токов короткого замыкания (см. п.2.4) и выравнивания суточных графиков нагрузки источников разработан алгоритм деления ГРС на зоны и её переконфигурации в течение суток.

### 4.2.1 Алгоритм поиска рационального разреза единой ГРС

Единая, полностью связная (сеть, объединённая в один кластер) ГРС является оптиамльной с точки зрения минимизации потерь мощности в проводниках

Сеть, разделённая на кластеры, не является оптимальной с этой точки зрения. Деление (разбиение) сети на гексозоны - вынужденная мера, обеспечивающая снижение токов короткого замыкания.

Для ГРС задача разделения на кластеры формулируется следующим образом.

Граф ГРС, помимо обычных узлов-потребителей, содержит множество *T* узлов-источников. Множество узлов-источников *T* разделено на непересекающиеся подмножества  $T_f$ , f = 1, 2, ..., F, где *F* – число групп источников, каждое из которых должно быть гальванически развязано с другими группами. Требуется разрезать граф ГРС G = (S, V) на *F* частей  $G_f = (S_f, V_f)$  (где  $S_f$  – множество вершин, принадлежащих *f*-й части;  $V_f$  – множество рёбер, инцидентных вершинам  $S_f$ ) таким образом, чтобы в *f*-ю одну часть графа входили узлы-источники только из подмножества  $T_f$ .

Совокупность частей  $B(G) = \{G_1, G_2, ..., G_f\}$  называется разбиением графа G, если

$$\forall G_f \left( S_f, V_f \right) \in B(G) \left\{ \left( G_f \neq \emptyset \right) \& \left( \bigcup_{f=1}^F G_f = G \right) \& \left( T_f \subset S_f \right) \right\};$$

$$\forall G_f, G_q \in B(G) \left\{ \left( f \neq q \right) \& \left( S_f \bigcap S_q = \emptyset \right) \& \left( V_f \bigcap V_q = V_{fq} \right) \right\},$$

$$(4.1)$$

где f и q – номера групп источников, f = 1, 2, ..., F, q = 1, 2, ..., F и  $f \neq q$ .

Здесь  $V_{fq}$  – множество рёбер, связывающих пары вершин, одна из которых принадлежит части  $G_f$ , а другая -  $G_q$ .

Обозначим сумму весов рёбер  $V_{fq}$  как |  $V_{fq}$  | =  $g_{fq}$  и назовём его числом рёберного соединения частей  $G_f$  и  $G_q$ . Тогда число рёберного соединения разрезания графа G определяется величиной g [75]:

$$g = \sum_{f=1}^{F} \sum_{q=1}^{F} g_{fq}, \quad f \neq q,$$
(4.2)

В качестве веса отдельного ребра используется значение тока протекающего через данное ребро.

Совокупность всех рёбер

$$B(V) = \bigcup_{f=1}^{F} \left(\bigcup_{q=1, q \neq f}^{F} V_{fq}\right)$$
(4.3)

будем называть разрезом графа G:

Требуется найти разрез B(V) графа ГРС, имеющий минимальное число рёберного соединения g, т.е. требуется найти разрез B(V), суммарный ток в рёбрах которого минимален.

графов Среди известных алгоритмов оптимального разрезания использующие бинарного существуют алгоритмы, методы точные (дискретного) программирования, и приближённые. Методы бинарного программирования позволяют получить строго оптимальное решение, но не "дают гарантий" по времени вычислений и в худшем случае могут давать результат за время, сравнимое со временем полного перебора. Поэтому используется приближённый метод разрезания графа.

Поиск B(V) – разреза графа для гальванического развязывания групп источников  $T_f$ , f = 1, 2, ..., F друг от друга, обеспечивающего минимальные

отличия в распределении токов электрической сети до и после «разрезания» на кластеры, происходит следующим образом:

1. Производится расчёт токов и напряжений электрической сети и определяются веса всех рёбер V графа G = (S, V). В качестве веса ребра берётся абсолютное значение тока в данном ребре.

2. Для каждого f = 1, 2, ..., F формируются две группы узловисточников  $T_f$  и  $\overline{T_f}$ , где  $\overline{T_f}$  – дополнение множества узлов источников  $T_f$  до множества T, т.е:

$$\overline{T_f} = \bigcup_{q=1, q \neq f}^F T_q.$$
(4.4)

Совокупность частей  $B_f(G) = \{\overline{G_f}, G_f\}$  будем называть *f*-разбиением графа G, где  $\overline{G_f}$  – дополнение графа  $G_f = (S_f, V_f)$  до графа G, если для  $G_f$  и  $\overline{G_f}$  выполняется

$$\left\{ \left(G_{f} \neq \emptyset\right) \& \left(G_{f} \bigcup \overline{G}_{f} = G\right) \& \left(T_{f} \subset S_{f}\right) \& \left(\overline{T_{f}} \subset \overline{S_{f}}\right) \& \left(S_{f} \bigcap \overline{S_{f}} = \emptyset\right) \right\}, \quad (4.5)$$

Обозначим  $V_f$  – множество рёбер, связывающих пары вершин, одна из которых принадлежит  $S_f$ , а другая  $\overline{S_f}$ . Далее,  $V_f$  (*f*-разрез графа) будем обозначать  $B_f(V)$ .

Обозначим сумму весов рёбер  $V_f$ , как  $|V_f| = g_f$ , и назовём его числом рёберного соединения частей  $T_f u \overline{T}_f$ .

Для каждой пары  $T_f$  и  $\overline{T_f}$  (f = 1, 2, ..., F) определяется f-разбиение графа с минимальным значением  $g_f$ , то есть находится разрез  $B_f(V)$ , обеспечивающий выполнение условия

$$\left\{g_{f} = \sum_{(a,b)\in V_{f}, a\in S_{f}, b\in \overline{S_{f}}} \left|I(a,b)\right|\right\} \to \min.$$
(4.6)

3. Среди полученных  $\{g_1, g_2, ..., g_F\}$  находится минимальное число рёберного соединения –  $g_k$ . Через разрез  $B_k(V)$ , соответствующий минимальному  $g_k$ , течёт минимальный суммарный ток, поэтому гальваническое развязывание части ГРС  $G_k = (S_k, V_k)$  с остальной сетью приведёт к минимальному перераспределению токов в остальной сети. Для рёбер электрической сети, входящих в данный разрез  $B_k(V)$ , задаётся Теперь  $T_k$ бесконечное сопротивление. узлы-источники В новой гальванически развязаны электрической сети OT остальных УЗЛОВисточников, поэтому они убираются из множества T, а F – число групп источников становится меньше на 1.

4. Если множество T содержит хотя бы две группы источников, т.е.  $F \ge 2$ , переход к п. 1, в противном случае завершаем поиск B(V) – разреза графа G.

### 4.2.2 Алгоритм переконфигурации, ориентированный на суточный график нагрузки

Данный алгоритм реализует выравнивание суточных графиков нагрузки переконфигурацией ГРС, как следствие, перераспределение нагрузок между источниками. Тем самым источники работают в стабильном режиме загрузки в нешироком диапазоне балансирования. Это снижает динамические воздействия на силовую часть энергоустановок, продлевая их срок службы.

Блок-схема алгоритма переконфигурации ГРС представлена на рис. 4.2. Данный алгоритм реализуется в системе РСМУ. Команды на деление ГРС формируются субагентом по реорганизации агента РСМУ и рассылаются агентам ИСУУ необходимых узлов.

Деление ГРС ориентировано на суточный график нагрузки распределительной энергосистемы и происходит в периоды нарастания и спада пиков нагрузки 1-3 раза в сутки (рис. 4.3) [39], что допускает коммутационный ресурс современных вакуумных выключателей 20 кВ, который может достигать 25000-30000 циклов «вкл.-откл.» [105].

Выполнено опробирование разработанной математической модели данного алгоритма в программном виде на языке Matlab. На рис. 4.4 показано исходное состояние ГРС, состоящей из двух кластеров (состояние А). На рис.

4.5 показана переконфигурация сети из исходного состояния А в состояние Б при увеличении нагрузки в узлах 18, 19, 20.







Рис. 4.3. Смена состояния ГРС относительно суточного графика нагрузки



Варианты переконфигурации трех-, четырех- и пятикластеной ГРС представлены в приложении Г (рис. Г.1-Г6).

Согласно концепции, формирование и развитие физической ГРС eë математической моделью, выполняется совместно С В которой работы. Ha просчитываются всевозможные режимы основании математического моделирования и статистических данных формируется база данных режимов работы и графиков нагрузки потребителей в различных частях города или района. База данных берется за основу при принятии решения о необходимом количестве и времени переконфигурации ГРС в течение суток. Переконфигурирование ГРС происходит путем смены состояния коммутационных аппаратов в узлах нагрузок (рис. 3.1). С изменение и развитием размера ГРС (при включении новых УН и источников питания, увеличении нагрузки потребителей) данные вносятся в базу математической модели. В ней путем численного моделирования воздействия. корректируются управляющие Данные корректировки происходят периодически, тем самым развитие ГРС не нарушает целостность и корректность работы системы РСМУ.

# 4.3 Автономный алгоритм принятия решения по оперированию присоединениями узла нагрузки при изменении динамики потребления

При нарушении связи с вышестоящей по иерархии системой РСМУ разработан алгоритм, обеспечивающий автономную работу узловой системы ИСУУ [35, 37]. Данный алгоритм основан на балансе токов в узле нагрузки и наличии резерва по пропускной способности подключенных линий. Он принимает решение по отключению/включению линий при изменении нагрузки. В общем виде УН представлен на рис. 4.6.

Алгоритм включает в себя два критерия:

- режим сохранения сети;
- режим сохранения потребления узла.



Рис.4.6. Комплексное представление токов в УН и воздействие на коммутационные аппараты

При выборе критерия режима сохранения сети преимущество отдается выключателям, оперирующим нагрузкой узла (вкл./откл. QH1-QHn, в общем виде вкл./откл.  $\dot{I}_4$ ).

При выборе критерия сохранения потребления узла оперирование потребительскими выключателями не допускается ( $\dot{I}_4 \neq 0$ ). Преимущества у выключателей линий.

Наличие данных критериев в алгоритме принятия решения зависит от условий:

• месторасположения узла в сети (периферия или центр сети). Оно определяет количество питающих/транзитных ветвей, подключенных к узлу (одна, две, три). Если ветвь одна, то присутствие в алгоритме только 1-го критерия; если ветвей две или три, то присутствие в алгоритме 1-го и 2-го критерия;

• категорийность потребителей, прописанная в договоре на электроснабжение. Если категория I или II, то присутствие в алгоритме

только 2-го критерия; если категория III, то присутствие в алгоритме 1-го и 2-го критерия.

Комплексные токи в каждой ветви (при поочередном отключении смежных ветвей) можно выразить по первому закону Кирхгофа:

$$\sum_{i=1}^{l} \underline{I}_{k}^{n} = 0, \qquad (4.7)$$

где *l* – количество подключенных линий; *n* – номер отключенной смежной ветви; *k* – номер ветви.

При поочередном отключении ветвей резерв по пропускной способности каждой ветви в относительных величинах можно определить по выражению

$$\Delta \underline{I}_{k}^{n} = \frac{I_{\max k} - \left|\underline{I}_{k}^{n}\right|}{I_{\max k}},$$
(4.8)

где  $I_{\max k}$  - предельный длительно допустимый ток для ветви.

Принятие решения по выбору отключаемой/включаемой линии определяется индикатором, показывающим наименьшую разностью резервов в смежных линиях при отключении *к*-й ветви:

$$\Delta \underline{I}_{k} = \left| \Delta \underline{I}_{k2}^{n2} - \Delta \underline{I}_{k1}^{n1} \right| \to \min, \qquad (4.9)$$

где  $\Delta \underline{I}_{k2}^{n2}$ и  $\Delta \underline{I}_{k1}^{n1}$ - возможные варианты резервов.

Наименьшее значение  $\Delta I_k$  определяет равномерность загрузки оставшихся в работе линий УН ГРС.

Блок-схема линейного алгоритма изображена на рис. 4.7.

Предложенный принцип алгоритмизации УН ГРС по изменению динамики нагрузки позволяет осуществить превентивное управление режимами работы ГРС и не допустить развития аварийной ситуации.



Рис. 4.7. Алгоритм откл./вкл. линий при изменении динамики сетевой нагрузки

# 4.4 Оценка основных видов и алгоритмов адаптивной релейной защиты ГРС абсолютной селективности

В связи с динамичностью работы интеллектуальной городской сети, возможностью смены направления мощности в сети применения традиционных направленных защит является невозможным. Необходима защита абсолютной селективности, работающая по адаптивным алгоритмам [80, 103]. Применение в ГРС цифровых технологий, стандарта МЭК 61850, использование единого информационного пространства, протоколов связи, оптоволоконных сетей в совокупности с современным оборудованием позволяет использовать в качестве основной и резервной защиты от коротких замыканий в линиях дифференциальные защиты (ДЗЛ) [38].

При реализации алгоритмов релейной защиты для гексагональных распределительных сетей следует учитывать такие особенности сети, как:

• регулярность структуры;

• возможность разбиения сети на зоны;

• наличие информационного пространства для управления, защиты и мониторинга состояния сети;

- наличие распределенной генерации;
- соответствие используемого оборудования стандарту МЭК 61850;

• возможность переконфигурации сети (питающий узел может стать транзитным или резервным).

Данные особенности определяют преимущественное применение всех типов защит: централизованной, децентрализованной и комбинированной. Реализация обмена информацией между отдельными устройствами защиты с помощью МЭК 61850 обеспечивает быстрое определение изменений в электрической сети каждым устройством защиты, измерения аварийных токов и напряжений повышенной точности, а также расширенные возможности адаптивной защиты [80].

#### 4.4.1 Алгоритм централизованной дифференциальной защиты ГРС

Предложен алгоритм централизованной дифференциальной защиты -Wide Area Differential Protection (WADP) [139]. Данная система включает основную и резервную защиты и два отключающих механизма (механизм подтверждения отключения и механизм последовательных отключений). Основная защита состоит из традиционных дифференциальных реле, установленных на каждом компоненте системы электроснабжения. Дифференциальные реле при этом не имеют собственного резервирования, так как предложенная централизованная система защиты предполагает новый подход к организации резервной защиты за счет дифференциальных колец.

Дифференциальное кольцо формируется его граничными трансформаторами тока (рис. 4.8). Оно определяет область, в рамках которой может быть применен дифференциальный принцип. С помощью данного принципа зона дифференциального сравнения была расширена OT единичного элемента системы электроснабжения до широкой области. различной ГРС Дифференциальные кольца величины участка для изображены на рис. 4.8.



Рис. 4.8 Дифференциальные кольца ГРС

В нормальных условиях:

$$\bar{I}_{TT1} + \bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{\mu 1} = 0, \qquad (4.10)$$

$$\bar{I}_{TT4} + \bar{I}_{TT5} + \bar{I}_{TT6} + \bar{I}_{H2} = 0, \qquad (4.11)$$

$$\bar{I}_{TT1} + \bar{I}_{TT4} = 0, (4.12)$$

$$\bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT15} = 0, (4.13)$$

$$\bar{I}_{TT5} + \bar{I}_{TT10} = 0, (4.14)$$

$$\bar{I}_{TT6} + \bar{I}_{TT7} = 0, (4.15)$$

$$\bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{TT16} = 0. (4.16)$$

Сложив уравнения (4.10) и (4.11), а затем, подставив в уравнение (4.12), получим

$$\bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{TT5} + \bar{I}_{TT6} + \bar{I}_{H1} + \bar{I}_{H2} = 0.$$
(4.17)

Подставив уравнения (4.13) – (4.16) в уравнение (4.17), получим

$$-\bar{I}_{TT15} - \bar{I}_{TT16} - \bar{I}_{TT10} - \bar{I}_{TT7} + \bar{I}_{H1} + \bar{I}_{H2} = 0.$$
(4.18)

Из уравнения (4.18):

$$\bar{I}_{TT15} + \bar{I}_{TT16} + \bar{I}_{TT7} + \bar{I}_{TT10} = \bar{I}_{H1} + \bar{I}_{H2}.$$
(4.19)

Таким образом, уравнение (4.19) отражает баланс внешнего дифференциального кольца, которое содержит в себе множество внутренних дифференциальных колец, описанных уравнениями (4.13) – (4.16).

Данное внешнее кольцо включает в себя только часть защищаемого участка ГРС. Следовательно, для гексагональной сети необходимо формирование нескольких внешних дифференциальных колец, которые в совокупности будут покрывать всю защищаемую область (рис. 4.9).



Рис. 4.9. Внешние дифференциальные кольца ГРС

Работа дифференциальных колец базируется на следующих основных принципах:

• в нормальных условиях все дифференциальные кольца неактивны (сбалансированы);

• наличие короткого замыкания нарушает сбалансированное состояние определенных дифференциальных колец;

• внешнее дифференциальное кольцо всегда активно, вне зависимости от положения места короткого замыкания внутри него.

Блок-схема алгоритма функционирования централизованной дифференциальной защиты ГРС представлена на рис. 4.10.

В режиме online обновляется информация о топологии сети и поступает в центральный вычислительный блок. Информация хранится в виде матрицы инцидентности и доступна в автономном режиме. При формировании матрицы на основании топологии сети строится граф, узлами которого (линии являются компоненты системы электропередач, генераторы, нагрузки), a ребрам соответствуют автоматические выключатели. Аналогичным образом в виде матрицы хранятся данные, полученные от измерительных преобразователей (трансформаторов тока).

На основании собранных данных центральный вычислительный блок формирует внешнее дифференциальное кольцо, сбалансированное состояние которого свидетельствует об исправной работе сети. В случае короткого замыкания внешнего активания кольца приводит к запуску дифференциального поискового алгоритма для обнаружения поврежденного элемента. В рамках поискового алгоритма последовательно формируются внутренние кольца до тех пор, пока не обнаружится несбалансированное. Найденное активное внутреннее кольцо указывает на место короткого замыкания и минимальную зону отключения. Дифференциальный поисковой алгоритм активируется только при отсутствии сигнала от какой-либо из первичных защит, сопровождающегося сигналом от внешнего кольца.

Для ускорения процесса поиска в алгоритм может быть включена подпрограмма, которая решает, в какой последовательности необходимо осуществлять проверку внутренних дифференциальных колец. В приоритет могут ставится особо ответственные линии или слабые связи (связи ранее наиболее часто подверженные коротким замыканиям).



Рис. 4.10. Алгоритм централизованной дифференциальной защиты ГРС
### 4.4.2 Алгоритм децентрализованной дифференциальной защиты

### ГРС

В случае децентрализованной архитектуры защиты центральный вычислительный блок в системе отсутствует и обмен информацией между всеми компонентами системы происходит напрямую. То есть каждое реле интеллектуальным самостоятельно осуществляет является И сбор И обработку топологии показаний измерительных данных 0 сети, преобразователей, сигналов ОТ смежных комплектов защит. Обмен информацией, как и в случае централизованной архитектуры, происходит в рамках протокола МЭК 61850.

Блок-схема алгоритма функционирования децентрализованной дифференциальной защиты ГРС, основанного на принципе дифференциальных колец, представлена на рис. 4.11.

В каждое интеллектуальное реле поступает информация о топологии сети, которая хранится в виде матрицы инцидентности, как и в централизованной системе. Данные, полученные от трансформаторов тока, хранятся в виде матрицы измерительных преобразователей.

В алгоритме децентрализованной защиты участвуют только два вида дифференциальных колец: внутрение кольцо и смежное (рис. 4.12). Поэтому при коротком замыкании обмен информацией между комплектами релейной собственных защиты, чаще всего, происходит только В пределах универсальных УН (со смежными комплектами). Такая схема снижает близкого вероятность нарушения коммуникационной связи В силу расположения взаимодействующих интеллектуальных реле.

При возникновении короткого замыкания внутренне дифференциальное кольцо поврежденного элемента становится активным. Основная защита при этом посылает сигнал смежным реле о необходимости формирования смежного дифференциального кольца. Смежное дифференциальное кольцо в данном случае выполняет две функции. Первая – это контроль правильности срабатывания основной защиты, то есть

исключение ошибок измерительных преобразователей и нарушения цепей релейной защиты. Вторая - это организация резервирования внутреннего кольца.



Рис. 4.11. Алгоритм децентрализованной дифференциальной защиты ГРС



Рис. 4.12. Взаимодействие внутренних дифференциальных колец со смежными

В том случае, если смежное дифференциальное кольцо подтвердит наличие короткого замыкания, основная защита получит разрешающий сигнал на отключение выключателей. Одновременно с этим интеллектуальные реле, образующие активное смежное дифференциальное кольцо, выберут группу уставочных значений, соответствующих режиму резервирования.

В противном случае, смежное дифференциальное кольцо окажется короткого наличие сбалансированным И замыкания не получит подтверждения. Тогда, чтобы исключить ложное блокирование первичной дифференциальным защиты смежным кольцом, производится дополнительная проверка. Показания трансформаторов тока внутреннего дифференциального кольца сравниваются с предельно допустимыми значениями токов. При превышении установленного предела основная защита получит разрешающий сигнал на срабатывание, а комплекты защит смежного дифференциального кольца – сигнал на резервирование. Иначе, при отсутствии перегрузки по току, система сигнализирует о неисправности

цепей основной релейной защиты, а сигнал на отключение выключателей заблокируется.

## 4.4.3 Имитационное моделирование ДЗЛ в программном комплексе PSCAD

Для проверки работоспособности дифференциальной релейной защиты в условиях функционирования гексагональной сети в программном комплексе PSCAD создана модель, соответствующая схеме на рис. 4.8.

Разработанная экспериментальная модель (рис. 4.13) позволяет симулировать короткие замыкания всех видов в любой точке сети, контролировать параметры каждого элемента (значения токов и напряжений), снимать осциллограммы, а также включает в себя логический блок основной дифференциальной защиты линий.





Модель алгоритма дифференциальной защиты представлена на рис. 4.14. Принцип действия продольной дифференциальной защиты линий основан на сравнении значения и фазы токов в начале и в конце защищаемой линии электропередач. Для отстройки от токов небаланса при внешних коротких замыканиях применяется торможение сравниваемыми токами [103]. В используемом данной формируется алгоритме, В модели, дифференциальный ток, равный сумме вторичных токов фаз в начале и в конце линии электропередач, и ток торможения, пропорциональный сумме соответствующих (формируется модулей токов фаз характеристика торможения).



Рис. 4.14. Модель алгоритма дифференциальной защиты линий

С помощью разработанной модели участка гексагональной сети были проведены модельные эксперименты всех видов повреждений кабельных линий, а также осуществлена проверка правильности срабатывания основной дифференциальной защиты в условиях внутренних и внешних коротких замыканий.

В приложении Г (рис.Г.7, Г.9, Г12) представлены осциллограммы тока, протекающего в поврежденной кабельной линии при различных видах короткого замыкания: трехфазном замыкании на землю, двухфазном коротком замыкании фаз A и B, однофазном замыкании на землю фазы B. Во всех трех случаях короткое замыкание происходит еще до наступления установившегося режима работы сети. С помощью элемента Timed Fault Logic выставлено время возникновения повреждения, равное 0,1 с и длительность короткого замыкание 1 с (время выхода источников питания на номинальный режим работы 0,7 с).

На рис. Г.8, Г.10, Г.13 изображены осциллограммы дифференциального тока и тока торможения релейной защиты. Как только возникает короткое замыкание в кабельной линии, спустя 0,1 с, происходит скачок дифференциального тока. В момент времени, когда дифференциальный ток превышает ток торможения, подается сигнал на отключение выключателей.

Для проверки селективности действия основной дифференциальной защиты смоделировано внешнее короткое замыкание на шине. Время возникновения короткого замыкания 0,7 с.

На рис. Г.14 представлена осциллограмма тока, протекающего в кабельной линии, по которой можно судить о том, что основная дифференциальная защита рассматриваемой линии не сработала, а ток в место короткого замыкания стекается от источников питания по пути наименьшего сопротивления, минуя данную кабельную линию.

Рис. Г.15 отображает осциллограмму дифференциального тока и тока торможения при внешнем коротком замыкании. В течение всего времени моделирования внешнего повреждения дифференциальный ток не превысил ток торможения, поэтому сигнал на отключение выключателей основной защиты кабельной линии отсутствует (рис. Г.16).

Таким образом, модельные эксперименты показали, что основная дифференциальная защита линий гексагональной сети чувствительна к любым видам короткого замыкания, а также обеспечивает селективное действие при возникновении внешних коротких замыканий.

## ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ

1. Выполнена классификация основных адаптивных алгоритмов функционирования интеллектуальных городских сетей с гексагональной конфигурацией.

2. Разработаны математические и имитационные модели алгоритма деления ГРС на кластеры, необходимые для ограничения токов короткого замыкания.

3. Разработан алгоритм автономного превентивного принятия решения по отключению и включению ветвей УН с целью предотвращения развития аварийной ситуации при непредвиденных бросках нагрузки в ГРС.

4. Предложены адаптивные алгоритмы централизованной и децентрализованной дифференциальной защиты для ГРС, опробованные на имитационной модели в программном комплексе PSCAD.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научноквалификационную работу, в которой проведена разработка и исследование топологии интеллектуальных городских распределительных сетей, принципы её формирования, управления, моделирование нормальных и аварийных режимов.

На основе проведенных теоретических и экспериментальных исследований получены следующие результаты:

1. Анализ основных проблем в городских распределительных сетях России выявил необходимость реконструкции их топологии с целью реализации концепции интеллектуальных распределительных сетей. Определены показатели и численные преимущества внедрения напряжения 20 кВ в крупных городах и мегаполисах.

2. Разработан новый способ распределения электрической энергии, основанный на гексагональной топологии распределительной сети, позволяющий реализовать принцип распределенной генерации.

3. Сравнительный анализ гексагональной и древовидной топологий распределительных сетей на основе программной реализации на языке Matlab математических моделей показал, что ГРС имеет следующие преимущества: уменьшение потерь мощности (на 7-20%) и плотности тока (на 6-10 %), стабильность уровней напряжения в узлах нагрузки при изменении динамики потребления, сокращение суммарной протяженности ЛЭП, уменьшение количества расходуемого проводникового материала (на 20-40%).

4. Разработана инженерная методика расчета максимального тока короткого замыкания и деления ГРС на зоны для уменьшения этого тока.

5. Разработана методика определения рационального расстояния между узлами нагрузки, основанная на расчетной плотности нагрузки, и предложены рекомендации по выбору унифицированной номенклатуры

сечений кабелей в разных частях ГРС, необходимые при проектировании районной распредсети.

6. Разработана универсальная электрическая схема распределительного устройства УН, имеющая инвариантные состояния и дающая возможность изготовления УН с высокой заводской готовностью.

7. Предложена организация управления элементами УН и ГРС в целом по комбинированному агентному принципу, основанному на централизованной и децентрализованной системе управления.

8. Выполнена оценка состояния параметров векторов напряжений, позволяющая верифицировать измерения в УН и использовать их в системах ИСУУ и РСМУ.

9. Разработаны алгоритмы автономного функционирования ИСУУ и динамического деления ГРС на зоны.

Использование результатов диссертационной работы Лоскутова А. А. рекомендуется при проектировании городских распределительных сетей 20 кВ, соответствующих интеллектуальным принципам управления.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анисимов, С.А. Алгоритмы управления отказами в верхних уровнях равномерно-распределенных энергетических сетей / С.А. Анисимов, А.А. Лоскутов, И.В. Полозов // Системы управления и информационные технологии. - 2015.- №2(60).- С. 68-70.

2. Ахмед, Н. Ортогональные преобразования при обработке цифровых сигналов: [пер. с англ. под. ред. И. Б. Фоменко] / Н. Ахмед, К. Р. Рао. - М.: Связь, 1980.- 248 с.

3. Бессонов, Л.А Теоретические основы электротехники. Электрические цепи: учебник для бакаловров / Л. А. Бессонов. - 12-е изд., исправ. и доп. - М.: Юрайт, 2014. - 701 с.

4. Боков, Г.С. Распределительные электрические сети. Оптимизация технологических и технических условий развития / Г. С. Боков, Жулев [Электронный pecypc] // A. H. Новости электротехники: 2012. информационно-справочное издание. – № 4(76). -URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2012/76/03.php

5. Биллинтон, Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: [пер. с англ] / Р. Биллинтон, Р. Аллан. – М.: Энергоатомиздат, 1988.-288 с.

6. **Буре, И. Г.** Повышение напряжения до 20-25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях // Электро.- 2005.- № 5.- С. 30-32.

Булычев, А. В. Релейная защита в распределительных электрических сетях: пособие для практических расчетов / А. В. Булычев, А. А. Наволочный. – М.: ЭНАС, 2011. – 208 с.

8. Волобуев, В.В. Что такое Smart Grid? Каковы перспективы развития технологии Смарт Грид в России? [Электронный ресурс]. – URL: http://www.rsci.ru/ sti/3755/208683.php.

9. Воропай, Н.И. Интеллектуальная энергосистема для энергетически эффективной электроэнергетики будущего / Н. И. Воропай,

3.А. Стычинский // Вестник Иркутского гос. техн. ун-та. - 2011.- № 12. - С.216-219.

10. Востросаблина, В. Резистивное заземление нейтрали в сетях среднего напряжения: «за» и «против» // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2014.- № 4 (25).- С. 76-79.

11. **Глущенко, П.В.** Интеллектуальный алгоритм мультиагента поддержки принятия решения по данным диагностирования в сетевой электроэнергетике // Вестник АГУ. - 2014. - Вып. 1 (138).- С. 189-196.

12. Глущенко, П.В. Активно-адаптивные электросети: интеллектуальный мультиагентный диагностико-прогнозирующий комплекс и интеллектуальный алгоритм мультиагента решений диагностического мониторинга // Управление экономическими системами. - 2014.- № 8. - С. 28-33.

Горелик, Т.Г. Технические решения по системам автоматизированного управления распределительными подстанциями / Т.Г Горелик, Ю.Б. Медникова, Ю.А. Асанбаев // Энерго-инфо. -2007. - №6-7(6-7).
 - С. 52-56.

14. ГОСТ 29322-92. Стандартные напряжения.- М.: Изд-во стандартов, 1993. - 6 с.

15. ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Ч. 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Разд. 1. Принципы и модели. -М.: Стандартинформ, 2011. - 118 с.

ГОСТ 32144 – 2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

17. **Гуревич, В.И.** Интеллектуальные сети: новые перспективы или новые проблемы? // Электротехнический рынок. - 2012.- №6 (36).- С.62-66.

Демирчан, К. С. Теоретические основы электротехники: учеб.
 пособие / Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В. Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2003.
 Т.1. – 445 с.

19. Дискретная математика: алгоритмы. [Электронный ресурс]. - URL: <u>http://rain.ifmo.ru/cat/view.php/theory/graph-spanning-trees/mst-2005</u>.

20. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В.Дорофеев, А.А Макаров // Энергоэксперт. - 2009. - № 4 (15). – С. 28-34.

21. **Иглин, С.П.** Математические расчеты на базе MATLAB / С. П. Иглин. – СПб.: БХВ – Петербург, 2005. – 640 с.

22. Интеллектуальные подстанции, как основа Strong/Smart Grid / В.П. Куприяновский [и др.] [Электронный ресурс] // ГИС в электроэнергетике: интеллектуальные энергосистемы. - 2012.- № 2. - URL: <u>http://www.esri-cis.ru/news/arcreview/detail.php?ID=7437&SECTION\_ID=251</u>

23. Исследование режимов функционирования и разработка алгоритмов управления узлов нагрузки в гексагональной распределительной электрической сети. Этап 1: научно-технический отчет / НГТУ; рук. Е. Н. Соснина. - Н. Новгород: НГТУ, 2013. – ГК от 14.10.2013 № 14.516.11.0104.

24. **Кетков, Ю.Л.** МАТLAВ 7: программирование, численные методы /Ю.Л. Кетков, А. Ю. Кетков, М. М. Шульц. – СПб.: БХВ – Петербург, 2005. – 752 с.

25. **Кобец, Б.В**. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid /Б.В. Кобец, И.О. Волкова.- М.:ИАЦ Энергия, 2010.-208 с.

26. Кожович, Л. А. Современная релейная защита с датчиками тока на базе катушки Роговского / Л. А. Кожович, М. Т. Бишоп // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. междунар. науч.-техн. конф. (Москва, 7-10 сентября 2009). - М.: Научно-инженерное информационное агенство, 2009 - С. 39-48.

27. Козлов, В.А. Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат (Ленингр. отд-ние), 1988. – 263 с.

28. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р.Н. Бердников [и др.]. - М.: ФСК ЕЭС, 2012. - 236 с.

29. Концепция интеллектуальной энергетической системы России с активно-адаптивной сетью; под ред. академиков РАН В.Е. Фортова, А.А. Макарова. - М.: ОАО "ФСК ЕЭС", 2012.- 238 с.

30. **Кужеков, С.Л.** Городские электрические сети: учеб. пособие / С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров.- Ростов-н/Д: МарТ, 2001.- 256 с.

31. **Кужеков, С.Л.** Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров. - Ростов-н/Д.: Феникс, 2009.- 492 с.

32. Кужеков, С.Л. 0 низкоомном заземлении нейтрали [Электронный Новости электротехники: pecypc] || информационно-2013.-№ 2(80). URL: справочное издание. http://www.news.elteh.ru/arh/2013/80/08.php.

Куликов, А. Л. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП: учеб. пособие / А. Л. Куликов, М. Ш. Мисриханов. - М.: Энергоатомиздат, 2007. - 198 с.

34. Лоскутов, А.А. Об эффективности применения напряжения 20кВ для распределительных электрических сетей / А.А. Лоскутов // Великие реки-2012: научный конгресс 14-го междунар. научно-промыш. форума / Н. Новгород, 2012. - С. 294-297.

35. Лоскутов, А.Б. Алгоритмы принятия решения для автоматической работы узла распределительной сети / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // ХХ Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: материалы докл.- Н. Новгород, 2015. - С. 126-129.

36. Лоскутов, А. Б. Алгоритм управления универсального узла нагрузки гексагональной распределительной сети / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, И.А. Лукичева // Вестник Российского национального комитета СИГРЭ. Вып. № 7 (Материалы молодежной секции РНК СИГРЭ). – Иваново: ИГЭУ, 2015. – С. 97-99.

37. Лоскутов, А.Б. Алгоритмизация универсального трехлучевого узла нагрузки гексагональной распределительной сети / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, И.А. Лукичева // Энергия-2015: материалы 10-й междунар. научно-технич. конф. – Иваново: ИГЭУ, 2015.- С. 91-94.

38. Лоскутов, А.Б. Гексагональные сети - сети с автоматическим управлением и распределением электроэнергии / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Актуальные проблемы электроэнергетики: материалы научно-технич. конф.- Н. Новгород: НГТУ, 2013.- С. 9-13.

39. Лоскутов, А.Б. Интеллектуализация нижегородских распределительных сетей / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Великие реки-2014: научный конгресс 16-го междунар. научно-промыш. форума. - Н. Новгород, 2014 - С. 27-30.

40. Лоскутов, А.Б. Интеллектуальные распределительные сети 10-20кВ с гексагональной конфигурацией / А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Промышленная энергетика.- 2013.- №12.- С.3-7.

41. Лоскутов, А.Б. Изменение архитектуры сети при отключении одного источника питания / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // ХХ Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: материалы докл.- Н. Новгород, 2015.- С. 180-183.

42. Лоскутов, А.Б. Моделирование гексагональной распределительной сети с различными режимами заземления нейтрали / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, А.С. Демидова // ХХ Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: материалы докладов.- Н. Новгород, 2015. - С. 175-177.

43. Лоскутов, А.Б. Моделирование гексагональной сети и исследование методов расчета токов короткого замыкания / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // XVIII Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: материалы докл.- Н. Новгород, 2013. - С. 171-174.

44. Лоскутов, А.Б. Моделирование переходных процессов в гексагональной распределительной сети при параллельной работе питающих источников / А.Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов, Д.В. Зырин // ХХ Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: материалы докл.- Н. Новгород, 2015. - С. 155-157.

45. Лоскутов, А.Б. Новый подход к построению электрических распределительных сетей России / А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. - 2011.- С. 148-152.

46. Лоскутов, А.Б. Особенности автоматического функционирования узловых подстанций гексагональных электрических распределительных сетей 20 кВ / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Федоровские чтения 2014: материалы Всерос. научно-практич. конф. - М.: МЭИ, 2014. – С. 19-24.

47. Лоскутов, А.Б. Определение оптимального шага гексагональной электрической сети / А.Б. Лоскутов, М.В. Мартынюк, А.А. Лоскутов // Актуальные проблемы электроэнергетики: материалы научно-технич. конф.-Н. Новгород: НГТУ, 2012.- С. 16-21.

48. Лоскутов, А.Б. Организация смешанной системы управления гексагональной сетью и узловые алгоритмы функционирования / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Будущее технической науки: материалы XIV междунар. молодеж. научно-технич. конф.- Н. Новгород: НГТУ, 2015. - С.101.

49. Лоскутов, А.Б. Разработка аварийных состояний универсального трехлучевого узла нагрузки распределительной сети / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, А.И. Акимова // Актуальные проблемы

электроэнергетики: материалы научно-технич. конф. - Н. Новгород: НГТУ, 2014.- С. 21-27.

50. Мартынюк, М. В. Расчёт интеллектуальных электрических цепей / М.В. Мартынюк, С. С. Наумов // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012660450. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 20.11.2012.

51. Лоскутов, А.Б. Сравнительный анализ параметров разных топологий распределительных сетей / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Бенардосовские чтения: сб. науч. трудов XIX междунар. научно-технич. конф.- Иваново, 2015.- Т.1. С. 167-170.

52. Лоскутов, А.Б. Топология городских распределительных интеллектуальных электрических сетей 20 кВ / А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов // Промышленная энергетика. -2012.- №5.- С.11-17.

53. **Мартынюк, М.В.** Оценка токов короткого замыкания равномерно распределенной гексагональной сети / М.В. Мартынюк, А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Научно-технический вестник Поволжья. - 2013.- № 6.- С. 359-363.

54. Маслов, А. Н. Проблемы и особенности построения распределительных сетей крупных городов и мегаполисов // Труды XII Всемирного электротехнического конгресса. 2011 [Электронный ресурс]. - URL: <u>http://www.ruscable.ru/article/Problemy\_i\_osobennosti\_postroeniya/</u>.

55. Международный стандарт IEC 60038 – 2002-07, Standard voltages (Edition 6.2). – International Electrotechnical Commission, 2002. - URL: <u>https://webstore.iec.ch/p-preview/info\_iec60038%7Bed6.2%7Den\_d.pdf</u>

56. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов (Утверждены приказом ОАО «МОЭСК» от 04 июля 2014 г. № 723). – М., 2014.- 339 с.

57. Миловидов, С.С. Надежность городских кабельных сетей. Выбор рациональных схемных решений / С.С. Миловидов, Д.Е. Павликов [Электронный ресурс] // Новости электротехники: информационносправочное издание. – 2011. - №2(68). - URL: <u>http://www.news. elteh.ru/arh</u> /2011/68/07.php.

58. **Новгородцев, А. Б.** Расчет электрических цепей в МАТLАВ: учебный курс / А. Б. Новогородцев. – СПб.: Питер, 2004. – 250 с.

59. Новые интегрированные решения для автоматизации подстанций на базе оборудования различных фирм-изготовителей / Т.В. Дроздова [и др.]
// Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. XX конф. – М., 2010.
- 356 с.

60. ОАО МРСК Центра и Приволжья». Интерактивная карта загрузки центров питания «Нижновэнерго». [Электронный ресурс]. - URL: <u>http://www.nne.mrsk-cp.ru</u>.

61. Об утверждении Генеральной схемы энергоснабжения города Москвы на период до 2020 года: Постановление правительства РФ от 9.02.2012 г. № 37-ПП. 2012 [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://mosopen.ru/document/37\_pp\_2012-02-09.</u>

62. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года: Распоряжение Правительства от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. 2009 [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://gov.garant.ru/SESSION/PILOT/main.htm.</u>

63. О схеме электроснабжения города Москвы на период до 2020 года (распределительные сети напряжением 6-10-20 кВ: Постановление правительства Москвы от 14.12.2010 г. № 1067-ПП. 2010 [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://mosopen.ru/document/1067\_pp\_2010-12-14.</u>

64. О концепции городской целевой программы по повышению надежности электроснабжения объектов городского хозяйства Москвы на 2010-2012 гг.: Постановление правительства Москвы от 21.04.2009 г. № 344-ПП. 2009. [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://mosopen.ru/document/</u> <u>344\_pp\_2009-04-21</u>

65. **Орлов, Л.Л.** Опыт проектирования и внедрения систем РЗА и АСУ ТП на базе технологии МЭК 61850 / Л.Л. Орлов, Д.В. Егоров // ИТ в энергетике. – 2009. - № 11(71). - С. 76-78.

66. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник / Г. Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2008.- 480 с.

67. Опытная цифровая трансформаторная подстанция с активноадаптивной системой управления и автоматическим плавным регулированием напряжения и мощности / Е.Н. Соснина, А.И. Чивенков, **А.А. Лоскутов** // Промышленная энергетика. - 2013.- №12.- С. 8-13.

68. Папков Б. В. Токи короткого замыкания в электрических системах: учеб. пособие / Б. В. Папков, В. Ю. Вуколов. - 2-е изд., перераб. и доп. - Княгинино: НГИЭИ, 2013. - 348 с.

69. Пат. 2475918 РФ: МПК Н 02 Ј 4/00. Способ передачи электрической энергии / А. Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А. А. Лоскутов; заявитель и патентообладатель Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р. Е. Алексеева. - № 2011154427/07; заявл. 29.12.2011; опубл. 20.02.2013.

70. Пат. 2484571 РФ: МПК Н 02 Ј 4/00. Система передачи электрической энергии / А. Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А. А. Лоскутов; заявитель и патентообладатель Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р. Е. Алексеева. - № 2011154308/07; заявл. 28.12.2011; опубл. 10.06.2013.

71. **Пелисье, Р.** Энергетические системы / Р. Пелисье. – М.: Высш. шк., 1982. – 568 с.

72. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока / В.В. Дорофеев [и др.] // Электрические станции.- 2004.- №8.- С.10-13.

73. Петрова, В. А. Оценка аварийных токов и напряжений в электротехнических комплексах методами упрощенной цифровой фильтрации: дисс. ... канд. тех. наук: 05.09.03: защищена 16.10.15. - М., 2015.-205 с.

74. Погонин, В.А. Построение интегрированных систем управления распределительных электросетей / В.А. Погонин, А.Н. Леонов // Вестник ТГТУ. 2008. Т. 14. № 3. – С. 468-472.

75. Погребной, В.К. Матричный алгоритм решения задачи разрезания графов. / Изв. Томского политехнич. ун-та. - 2007. - Т. 311. - № 5. - С. 91-96.

76. Политика инновационного развития энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети» (Утверждено Советом директоров ОАО «Россети», протокол № 150 от 23.04.2014). – М., 2014.- 39 с.

77. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (Утверждено Советом директоров ОАО «Россети», протокол № 138 от 23.10.2013). – М., 2013.- 196 с.

78. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 июля 2010 г. – М.: КНОРУС, 2010. - 488 с.

79. Протокол от 07.04.2011 № 128 «Об утверждении Советом Директоров ОАО «ФСК ЕЭС» Программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016 года с перспективой до 2020 года». 2011 [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/pril\_2\_07-04-2011\_FIN.PDF.</u>

80. Разработка интеллектуальной релейной защиты с характеристиками, не зависящими от режимов работы активно-адаптивной электрической сети. Этапы 1-2: научно-технические отчеты НГТУ; рук. А. Л. Куликов - Нижний Новгород. – ГК от 20.10.2014 № 14.577.21.0124, 2014-2015.

81. Разработка и создание типового ряда трансформаторонотиристорных регуляторов напряжения и мощности с расщепленной первичной обмоткой трансформатора и ключами однонаправленного тока. Этапы 1-5: научно-технические отчеты / НГТУ; рук. А. Б. Лоскутов. - Н. Новгород, 2011-2013. - ГК от 11.10.2011 № 16.526.12.6016.

82. Разработка новой технологии распределения электрической энергии в электроэнергетических системах (Распределенные электрические сети). Этапы 1-4: научно-технические отчеты / НГТУ; рук. А. Б. Лоскутов. - Н. Новгород, 2011-2012. – ГК от 28.04.2011 № 16.516.11.6063.

83. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Госстандарт РФ, 2000. – 74 с.

84. **Ромеро-Агуэро, Х.** Какое будущее ожидает энергетические системы? // Transmission & Distribution World. Russian Edition. Приложение к журналу «Электроэнергия. Передача и распределение».-2015. - № 2 (29) – С. 38-42.

85. **Родионова, М.** Распределённая генерация выходит из тени // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2015.- № 3 (30).- С. 114-119.

86. **Саламов, А. А.** Энергетика мира / А. А. Саламов // Приложение к журналу Энергетик. Энергетика за рубежом. - 2014. – Вып. 3. - С. 25-30.

87. **Свидерский, А.Г.** Совершенствование автоматизированных систем управления энергетическим оборудованием / А. Г. Свидерский, В. А. Биленко, В. В. Лыско // Электрические станции. - 2010. - № 1. - С. 59-67.

88. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2014610176. Имитационная модель расчета величины тока короткого замыкания в узлах гексагональной сети 20 кВ / Лоскутов А. Б., Лоскутов А.А., Зырин Д. В. - № 2013660300; заявл. 11.11.2013.

89. Соснина, Е.Н. Вопросы сопряжения параметров источников малой распределенной энергетики / Е.Н. Соснина, А. И. Чивенков // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. - 2012. - № 2. - С. 158-163.

90. Соснина, Е.Н. Исследование режимов работы узла нагрузки 20кВ интеллектуальной равномерно-распределенной электрической сети / Е.Н. Соснина, А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Р.Ш. Бедретдинов // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р. Е. Алексеева. - 2012.- №1 (94).- С. 185-191.

91. Соснина, Е.Н. Научные основы повышения энергоэффективности электротехнических комплексов государственных учреждений: дисс. ... д-ра. тех. наук: 05.09.03 : защищена 24.12.13. - М., 2013.- 386 с.

92. СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. - Введ. 31.12.2009. – М., 2009. - 132 с.

93. **Страусс, К.** Системы автоматики и коммуникации в сетях электроснабжения: практическое руководство / К. Страусс [пер. с англ.] - М.: Группа ИДТ, 2007. - 250 с.

94. **Тодирка, С.Н.** В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее // Энергоэксперт.- 2010. - №5. – С. 56-58.

95. Уровень-инфляции.рф. // Материалы сайта «Уровень Инфляции в Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://xn----</u> <u>ctbjnaatncev9av3a8f8b.xn--p1ai/.</u>

96. Хаджсаид, Н. Интеллектуальные энергосистемы: мотивация, ставки и перспективы. / Н. Хаджсаид, Ж.-К Сабоннадьер // Приложение к журналу Энергетик. Энергетика за рубежом. - 2014. – Вып. 3. - С. 2-24.

97. Харари, Ф. Теория графов / Ф. Харари. – М.: Либроком, 2009. –
302 с.

98. **Черепанов, В. В.** Исследование технико-экономической целесообразности применения напряжения 20 кВ в городских электрических сетях / В. В. Черепанов, И. А. Суворова // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. - №5.- С. 12-14.

99. **Черепанов, В. В.** Повышение эффективности транспортировки и распределения электрической энергии в кабельных линиях путем применения напряжения 20 кВ / В. В. Черепанов, И. А. Суворова // Электрика.- 2012.- №7.- С. 27-30.

100. **Черных, И.В.** Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.

101. Четыре режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ. Изолированную нейтраль объявим вне закона [Электронный ресурс]. – URL: <u>http://www.news.elteh.ru/arh/2003/23/05.php</u>.

102. Шерешевский, Л.А. Решения Siemens для автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления в энергетике / Л.А. Шерешевский // Промышленные АСУ и Контроллеры. -2005. - № 11. – С.10-12.

103. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. - М.: Энергоатомиздат, 2007. - 549 с.

104. **Шуин, В. А.** Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. - М.: НТФ "Энергопрогресс", "Энергетик", 2001. - 104 с.

105. Шунтов, А. В. О фактическом коммутационном ресурсе выключателей / А. В. Шунтов, Ю. Н. Балаков // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2009. - № 6(30). - С. 35-38.

106. Энергетика, Smart Grid, интеллектуальные промышленные решения в области энергетики / В.П. Куприяновский [и др.] // Автоматизация в промышленности.- 2012.-№ 4.- С.12-16.

107. Advanced Distribution Management System (ADMS). Smart Grid Solution for Electricity Distribution Networks [Электронный ресурс]. - URL: <u>www.schneider-electric-dms.com</u>.

108. A deployed multi-agent framework for distributed energy applications /G. James [at el.] //AAMAS '06 Proceedings of the fifth international joint conf. on Autonomous agents and multiagent systems. - Japan, 2006. - P. 676 - 678.

109. **Amin, S. M.** Toward a Smart Grid / S. M. Amin, B. F. Wollenberg // IEEE P&E Magazine, September/October, 2005.- P. 125-128.

110. Apostolov, A. IEC 61850 GOOSE applications to distribution protection schemes: doc. 64th Annual Conf. for Protective Relay Engineers / A. Apostolov, B. Vandiver. - College Station, TX, 2011.- P. 178-184.

111. **Baldinger, F** Nobody knows the future of Smart Grid, therefore separate the essential in the secondary system / F. Baldinger, T. Jansen, M. Riet, F. Volberda // Developments in Power System Protection: doc. 10th IET International Conf. (DPSP 2010), 29 March –1 April 2010. - Manchester, UK, 2010. - P. 136 - 139.

112. Borscevskis, O. 20 kV Voltage Adaptation Problems in Urban Electrical Networks / O. Borscevskis. [Электронный ресурс]. - URL: <u>http://egdk.ttu.ee</u>

113. **Deschamps, P.** An Alternative Approach to Improving SAIDI and SAIFI Indicators / P. Deschamps, J-C. Orsini, K. S. Rasmussen [Электронный pecypc]. - URL: <u>www.schneider-electric.ca.</u>

114. **Gellings, C. W.** The Smart Grid. Enabling Energy Efficiency and Demand Response / C.W. Gellings. – CRC Press, 2010.- P. 62-67.

115. Hadjsaid, N. Dispersed Generation impact on Distribution Systems /
N. Hadjsaid, J-F. Canard, F. Dumas // IEEE Computer Application of Power Magazin. 1999.- P. 23-28.

116. Hadjsaid, N. Decentralized Operating Modes for Electrical Distribution Systems with Distributed Energy Resources / N N. Hadjsaid, R. Caire, B. Raison // IEEE PES GM'2009. July 26 – 30, 2009. - Alberta (Canada), 2009. - P. 112-116.

117. Hadjsaid, N. Les reseaux electriques de distribution: du pairimoine a
l'innovation / N. Hadjsaid, J.CI. Sabonnadiere, J.P. Angelier // REE journal. 2010. - № 1. P. 81-95.

118. Hadjsaid, N. Les systemes electriques de l'avenir ies SmartGrids / N.
Hadjsaid, J.CI. Sabonnadiere, J.P. Angelier // REE journal. - 2010. - № 1. - P.
96-110.

119. **Hadjsaid, N.** La distribution de l'energie electrique en presence de la production decentralisee // Edition Hermes, 2010. - P. 18-23.

120. **Hadjsaid, N.** Les reseaux electriques de distribution: de la production decentralisee aux Smart Grids // Edition Hermes, 2010. – P. 34-36.

121. **Hadjsaid, N.** Electrical Distribution Networks / N. Hadjsaid, J.CI. Sabonnadiere // ISTE-John Wiley. -2011. – P. 24-27.

122. **Higgins, N.** Intelligent Decentralised Power Distribution Automation with IEC 61850, IEC 61499 and Holonic Control /N. Higgins [at el.] / IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Applications and Reviews. P. C. 40, 2010.- P. 71-74.

123. **Holzenthal, M.** Reliability based planning: reducing the reinvestment needs of an urban utility / M. Holzenthal, A. Osterholt, U. Prause // CIRED: doc. 17<sup>th</sup> International Conf. on Electricity Distribution. 12-15 May 2003. – Barcelona, 2003, Paper 34.

124. IEC 61850: A practical application primer for protection engineers /
B. Kasztenny [at el.] // The 60<sup>th</sup> Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference. - Atlanta, Georgia. - 2009. - P. 84-87.

125. Integrated ICT framework for Distribution Network with Decentralized Energy Resources: Prototype, Design and Development / N. Hadjsaid [at el.] // IEEE PES GM'2010. – Mineapolis, 2010. – P. 141-146.

126. Integrating software agents and IEC 61499 realtime control for reconfigurable distributed manufacturing systems / I. Hegny [at el.] // The Industrial Embedded Systems, 2008. SIES 2008: doc. International Symposium. - Le Grande Motte, 2008. - P. 47-51.

127. Intelligent IEC 61850/61499 logical nodes for smart metering / V. Vyatkin [at el.] // Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 - IEEE, 2012. P. 1220-1227.

128. Intelligent voltage control in distribution network with distributed generation / T. Tran-Quoc [at el.] // Conference international CIRED. – Vienna, Austria, 2007. N 5. – P 12-15.

129. **Marcos, A.** Advantages of Synchrophasor Measurements Over SCADA Measurements for Power System State Estimation / A. Marcos, M. Donolo // SEL Application. 2006. Note 2006-10. P. 92-94.

130. MATLAB. Exponenta. [Электронный ресурс]. - URL: <u>http://matlab.exponenta.ru</u>.

131. Next generation protection system over Ethernet / T. Shono [at el.] //
Developments in Power System Protection: doc. 10<sup>th</sup> IET International Conf.
(DPSP 2010), 29 March – 1 April 2010. - Manchester, UK, 2010. P. 212-214.

132. **Pala, D.** An adaptive, agent-based protection scheme for radial distribution networks based on IEC 61850 and IEC 61499 / D. Pala, C. Tornelli, G. Proserpio // The Integration of Renewables into the Distribution Grid. - Lisbon, 2012. P. 49-52.

133. P 60 Agile P161, P162, P163 – Compact/Multifunction/Versatile – P60 Agile One Box Solutions [Электронный ресурс]. - URL: www.alstom.com/grid/products – and-services.

134. PSCAD V 4.3.1 user's guide. Manitoba HVDC Research Center, -Winnipeg, Canada, 2010. P. 511.

135. **Phadke, A.G.** Synchronized Phasor Measurements and Their Applications /A.G. Phadke, J. S. Thorp. - Springer, Sep. 2008. P. 254.

136. **Renz, B.** Broadband over power lines (BPL) could accelerate the transmission Smart Grid / B. Renz. – DOE/NETL\_2010/1418, National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy, 2010. - P. 4.

137. Sabonnadiere, J. CI. SmartGrids: les reseaux electriques intelligents/ J. CI. Sabonnadiere, N. Hadjsaid // Hermes. - 2012. - P. 380.

138. SmartGrid энергетика будущего [Электронный pecypc]. - URL: <u>http://www.smartgrid.ru.</u>

139. **Tang, J.** Wide Area Differential Protection System / J. Tang // Ph.D Dissertation, 2006. - P. 185.

140. **Tooraj, J.** Security of the European Electricity Systems: Conceptualizing the Assessment Criteria and Core Indicators / J. Tooraj, N. Rabindra // Cambridge Working Papers in Economics 1251, UK. - 2012. - P. 33-36.

141. Understanding microprocessor-based technology applied to relaying / A. Apostolov [at el.] [Электронный ресурс] // Power system relaying committee: Report of working Group I-01. - 2009. - URL: <u>http://www.pes-psrc.org/</u> <u>Reports/UNTAR-Ed2.pdf.</u>

142. **Vyatkin, V.** IEC 61499 Function Blocks for Embedded and ditributed Control Systems Design / V. Vyatkin. - USA: ISA, O3NEIDA, 2012. - P. 28-33.

143. **Wooldridge, M.** An introduction to Multiagent Systems / M. Wooldridge. - UK: John Wiley & Sons Ltd, 2009.- P. 215.

### ПРИЛОЖЕНИЕ А

# Результаты исследований к главе 1 Описание компонентов имитационной модели различных видов заземления нейтрали в PSCAD



Рис. А.1. Схема замещения (а) и модель источника бесконечной мощности (б)

Выбор модели трансформатора осуществляется в разделе Transformers. Выбирается элемент 3 Phase 2 Winding Transformer. Далее задаются параметры Edit Parameters/ Configuration: Transformer MVA, Base Operation Frequency, Delta leading or lagging (опережает или отстает напряжение на дополнительной обмотке, соединенной в треугольник) и др.

🖁 3 Phase 2 Winding Transformer 💷 🗟		💀 3 Phase 2 Winding Transformer		
Configuration	<b>•</b>	Winding Voltages		
ê <u>2</u> ↓ 중 □		8≣ 2↓ 🕾 🖻		
General		4 General		
Transformer Name	Transf	Winding 1 Line to Line voltage (RMS)	230.0 [kV]	
3 Phase Transformer MVA	32.0 [MVA]	Winding 2 Line to Line voltage (RMS)	22.0 [kV]	
Base operation frequency	50.0 [Hz]			
Winding #1 Type	Y			
Winding #2 Type	Delta			
Delta Lags or Leads Y	Lags			
Positive sequence leakage reactance	0.1 [pu]			
Ideal Transformer Model	No			
Noloadlosses	0.0 [pu]			
Copperlosses	0.0 [pu]			
Tap changer on winding	None			
Graphics Display	Single line (circles)			
Display Details?	No			
General		General		
Ok Cancel	Help	OkCancel	Help	
<i>a</i> )	,	б)		

Рис. А.2. Меню Configuration (*a*)и Winding Voltages (*б*)



Рис. А.3. Компоненты двухобмоточного трансформатора (*a*) и концов кабельной линии (*б*)

Для моделирования кабельной линии выбирается вкладка Cable в Component Wizard, присваивается имя в графе Name и нажимается Finish.

Далее моделируйте концы кабельной линии на панели инструментов вкладка Components/ Cable Interface (рис. А.4, *б*).

Задаются параметры кабельной линии Edit Parameters/Configuration: Segment Name, Steady State Frequency (частота в установившемся режиме), Segment Length (длина участка КЛ, рис. А.4).

Configuration 🔹		•	Internal Use Only	
1	2↓ 🗳		8 <u>.</u> 2↓ <b>.</b>	
đ	General		⊿ General	
	Segment Name	Cable 1	Timestamp -1	
	Steady-State Frequency	50.0 [Hz]	97	
	Segment Length	10 [km]		
	Number of Conductors	0		
	Termination Style	Remote Ends		
4	Mutual Coupling			
	Coupling of this segment to others	disabled		
	Coupled segment tag name	row		
	Horizontal translation of this segm	0.0 [m]		
	This segment is	not the reference		
4	Segment Constants File (*.clo)			
	File	Generate automatically		
	Custom Path	C:\Temp\my_constants_file		
ie	neral		General	
	Ok Cancel	Help	Ok Cancel Help	

Рис. А.4. Меню Configuration (a) и Internal Use Only (б) кабельной компоненты

Выбирается структура участка КЛ Edit Definition. Щелчок правой клавишей по Definition Canvas/ Add Cable Cross Section. Во всплывающем меню выбираем Cable Constants Coax Cable Data.



Рис. А.5. Общий вид одного блока Cable Constants Coax Cable Data

Задаем параметры КЛ Edit Parameters/Configuration (рис. А.6): Cable Number (номер кабеля), Placement in relation to ground plane (расположение кабеля), Horizontal Translation from centre (сдвиг центра кабеля по горизонтальной оси), Layer Configuration – C1|I1|C2|I2 (структура слоев кабеля: проводник|диэлектрик|проводник|диэлектрик).

Configuration		
82 21 🚰 🗳		
⊿ General		
Cable number	3	
Placement in relation to ground plan	e Underground	
Depth below ground surface	0.70 [m]	
Height above ground surface	2.0 [m]	
Horizontal translation from centre	0.1704 [m]	
Layer configuration	C1   I1   C2   I2	-
Layer thickness is specified as	radial from centre	
Detailed graphic labels	show	
Ideal Cross-Bonding (Transposit	ion)	
Ideal cross-bonding is	disabled	
Cross-bonding group	1	
Conducting core is	excluded	
1st conducting layer is	induded	
2nd conducting layer is	excluded	
3rd conducting layer is	excluded	
4 Labeling		
Core conductor	Aluminum core	
1st conducting layer	Copper shield	
2nd conducting layer	Armour	
3rd conducting layer	Outer Conductor	
Mathematical Conductor Elimina	tion	
Conductors to eliminate	none	
1st concentric conductor	retain	
2nd concentric conductor	retain	
ayer configuration Select the configuration of the cable laye respectively.	ers. C and I represent conducti	ng and insulating lay
		Law f

Рис. А.6. Меню Configuration для Cable Constants Coax Cable Data

Для моделирования нагрузки выбирается элемент Fixed Load (вкладка Models/Passive, рис. А.7). Задаются параметры нагрузки (Edit Parameters/Parameters, рис. А.8): Rated Real Power per phase (номинальное количество потребляемой активной мощности на фазу); Rated Reactive Power per Phase (номинальное количество потребляемой реактивной мощности на фазу); Rated Load Voltage (номинальное фазное напряжение); а также регулирующие эффекты нагрузки (Volt Index, Freq.Index).



Рис. А.7. Внешний вид компоненты нагрузки

ſ		Fixed Load				
	Para	Parameters 📃				
	8 2↓ 중 📑					
	4	General				
		Rated Real Power per phase	2 [MW]			
		Rated Reactive Power(+inductive) per ph	0.8 [MVAR]			
		Rated Load Voltage (rms L-G)	20 [kV]			
		Volt Index for Power (dP/dV)	2			
		Volt Index for Q (dQ/dV)	2			
		Freq Index for Power (dP/dF)	0			
		Freq Index for Q (dQ/dF)	0			
		Fundamental Frequency	50 [Hz]			
		Display details?	Yes			
General						
		Ok Cancel	Help			

Рис. А.8. Меню Fixed Load



Рис. А.9. Компонента низкоомного резистора

Для удобной фиксации значений токов и контроля нескольких параметров одновременно выбирается Multimeter (вкладка Components) (рис. А.10).



Рис. А.10. Компонента мультиметра

Для моделирования коротких замыканий различных видов используется элемент Three Phase Fault (Models/Breakers\_Faults; рис. A.11).



Рис. А.11. Компонента Three Phase Fault

Для осциллографирования сигналов выбирается измерительный прибор во вкладке Components (Voltmeter to Ground, Ammeter). Затем добавляется элемент Data Label, и с помощью Wire соединяем с элементом Output Channel (вкладка Components).

### ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Результаты исследований к главе 2

### Результаты исследования электрофизических свойств ГРС

### и их сравнение с традиционной древовидной топологией

### Фрагмент текста программы Compare prototype model на исходном

### языке Matlab

```
function varargout = GUI_PROTOPYPE_MODEL(varargin)
% GUI PROTOPYPE MODEL MATLAB code for GUI PROTOPYPE MODEL.fig
       GUI_PROTOPYPE_MODEL, by itself, creates a new
%
GUI_PROTOPYPE_MODEL or raises the existing
      singleton*.
%
°
      H = GUI_PROTOPYPE_MODEL returns the handle to a new
%
GUI_PROTOPYPE_MODEL or the handle to
%
      the existing singleton*.
%
%
GUI_PROTOPYPE_MODEL('CALLBACK', hObject, eventData, handles, ...)
calls the local
      function named CALLBACK in GUI PROTOPYPE MODEL.M with the
%
given input arguments.
8
     GUI_PROTOPYPE_MODEL('Property','Value',...) creates a new
%
GUI_PROTOPYPE_MODEL or raises the
      existing singleton*. Starting from the left, property
value pairs are
      applied to the GUI before GUI_PROTOPYPE_MODEL_OpeningFcn
%
gets called. An
      unrecognized property name or invalid value makes
%
property application
%
      stop. All inputs are passed to
GUI_PROTOPYPE_MODEL_OpeningFcn via varargin.
%
       *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI
allows only one
2
      instance to run (singleton)".
2
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES
% Edit the above text to modify the response to help
GUI PROTOPYPE MODEL
% Last Modified by GUIDE v2.5 24-Jun-2015 14:13:51
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
```

```
gui_State = struct('gui_Name',
                                     mfilename, ...
    'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
    'gui_OpeningFcn', @GUI_PROTOPYPE_MODEL_OpeningFcn, ...
    'gui_OutputFcn', @GUI_PROTOPYPE_MODEL_OutputFcn, ...
    'gui_LayoutFcn', [],...
    'gui_Callback',
                     []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end
if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State,
varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT
% --- Executes just before GUI_PROTOPYPE_MODEL is made visible.
function GUI PROTOPYPE MODEL OpeningFcn(hObject, eventdata,
handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject
          handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
           structure with handles and user data (see GUIDATA)
% handles
% varargin command line arguments to GUI_PROTOPYPE_MODEL (see
VARARGIN)
% Choose default command line output for GUI_PROTOPYPE_MODEL
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
% UIWAIT makes GUI PROTOPYPE MODEL wait for user response (see
UIRESUME)
% uiwait(handles.figure_GPM);
function in_function(handles)
% gui_data('set', 'figure_color', get(handles.figure_GPM,
'Color'));
set(handles.figure_GPM, 'Color', 'w');
pause(1e-3);
function out_function(handles)
% set(handles.figure_GPM, 'Color',gui_data('get', 'figure_color',
[]));
% set(handles.figure_GPM, 'Color', [212 208 200]/255); % [0.831
0.816 0.784] % , [240 240 240]/255
global FIGURE_COLOR;
```

```
set(handles.figure_GPM, 'Color', FIGURE_COLOR);
```

```
% --- Outputs from this function are returned to the command
line.
function varargout = GUI_PROTOPYPE_MODEL_OutputFcn(hObject,
eventdata, handles)
% varargout cell array for returning output args (see
VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
            structure with handles and user data (see GUIDATA)
% handles
% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;
global FIGURE_COLOR;
FIGURE_COLOR = get(handles.figure_GPM, 'Color');
gui_data('load');
in function(handles);
bmp=imread('Иконки\\search.bmp');
set(handles.togglebutton zoom, 'CData', bmp);
bmp=imread('Иконки\\front1.bmp');
set(handles.togglebutton_rotate3d,'CData',bmp);
bmp=imread('Иконки\\Копия copy.bmp');
set(handles.pushbutton_toMsWordCurPaint, 'CData', bmp);
bmp=imread('/kohku/\toWord.bmp');
set(handles.pushbutton_toMsWordTextReport,'CData',bmp);
bmp=imread('Иконки\\toWord_ALL.bmp');
set(handles.pushbutton_toMsWordAll,'CData',bmp);
bmp=imread('Иконки\\Pan.bmp');
set(handles.togglebutton_Pan,'CData',bmp);
bmp=imread('Иконки\\un_zoom.bmp');
set(handles.togglebutton_reset_zoom, 'CData', bmp);
bmp=imread('Иконки\\toExcel_gray.bmp');
set(handles.pushbutton_toExcel, 'CData', bmp);
load_gui_state(handles);
popupmenu im re full Callback([], [], handles);
```

for k=1:5

```
set(handles.(sprintf('edit_SOURCES_COLOR_%.2d',k)),'BackgroundCo
lor',Index2Color(k+1));
end;
```

```
pause(1e-4);
PLOT_RESULT(handles);
ResetOriginalView(handles);
set(handles.figure_GPM,'Position',[5 50 1280.0 693.0]);
pause(1e-4);
out_function(handles);
```

% --- Executes on button press in pushbutton\_NewNet.

```
function pushbutton_NewNet_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to pushbutton_NewNet (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
in function(handles);
PN = gui_data('get', 'PN', DefaultPN);
BORDER_TYPE = GetPopupString(handles.popupmenu_TYPE);
BORDER_R = str2double(get(handles.edit_R, 'String'));
NET_TYPE = GetPopupString(handles.popupmenu_net_type);
Kd = str2double(get(handles.edit_Kd, 'String'));
CONS NODES = [];
switch NET TYPE
    case 'мелкоячеистая'
        [xy, vim, CONS_NODES] = MeshGraph(BORDER_TYPE, BORDER_R,
Kd);
    otherwise
        [xy, vim]=PolyhedronNet(BORDER_TYPE, BORDER_R);
end;
if isempty(CONS_NODES),
    CONS NODES = IsColumn(1:size(xy,1))';
end;
A = IncidenceMatrix(vim,1,1);
if get(handles.radiobutton SourceN, 'Value')
    SOURCES_COUNT =
str2double(get(handles.edit_SOURCES_COUNT,'String'));
    SOURCE_NODES = [];
    while isempty(SOURCE_NODES)
any(sum(A(SOURCE_NODES,:),1)>1)
        SOURCE_NODES =
CONS_NODES(ceil(rand(SOURCES_COUNT,1)*numel(CONS_NODES)));
    end;
    PN.source_powers = PN.SOURCE_POWER;
else
    SOURCE_NODES_CELL = { }; source_powers = [];
    for k=1:5
        Source Str =
get(handles.(sprintf('edit_SOURCES_%.2d',k)),'String');
        Source_Str = strreps(Source_Str, {';' ', ' '/' ':'}, ' ');
        8 Выделяем отдельные источники
        [Source_Str_Cell]=str2cell(Source_Str, ' ');
        source nodes powers = [];
        for m=1:numel(Source_Str_Cell)
            Cur_Source_Str = Source_Str_Cell{m};
            [CellStr]=str2cell(Cur_Source_Str, '\');
            Source_node = sscanf(CellStr{1},'%d');
            Source_power = PN.SOURCE_POWER;
            if numel(CellStr) > 1
               Source_power = str2num(CellStr{2})*1e6;
            end;
            source_nodes_powers(end+1,1) = Source_node;
```

```
source_nodes_powers(end,2) = Source_power;
        end;
        if ~isempty(source_nodes_powers)
            [source_nodes, I] =
unique(source nodes powers(:,1));
            source_nodes_powers = source_nodes_powers(I,:);
            source_nodes_powers(source_nodes_powers(:,1) >
size(xy,1) & source_nodes_powers(:,1) < 1, :) = [];</pre>
        end;
        if ~isempty(source_nodes_powers)
            SOURCE_NODES_CELL(end+1) =
{source nodes powers(:,1)};
            source_powers = [source_powers;
source_nodes_powers(:,2)];
        end;
    end;
    if numel(SOURCE_NODES_CELL) == 1
        SOURCE NODES = SOURCE NODES CELL{1};
    else
        SOURCE NODES = SOURCE NODES CELL;
    end;
    PN.source_powers = source_powers;
end;
POINT_CONSUMER_NODES = [];
if get(handles.radiobutton_PointConsumerN, 'Value')
    PointCounsumer_COUNT =
str2double(get(handles.edit_PointCounsumer_COUNT,'String'));
    if PointCounsumer COUNT > 0
        while isempty(POINT_CONSUMER_NODES)
any(sum(A(POINT_CONSUMER_NODES,:),1)>1)
            POINT_CONSUMER_NODES =
CONS_NODES(ceil(rand(PointCounsumer_COUNT,1)*numel(CONS_NODES)))
;
        end;
    end;
else
    POINT_CONSUMER_NODES =
sscanf(strrep(get(handles.edit_PointConsumers,'String'),';','
'),'%d');
    POINT_CONSUMER_NODES = unique(POINT_CONSUMER_NODES);
    POINT CONSUMER NODES (POINT CONSUMER NODES > size(xy,1) &
POINT CONSUMER NODES < 1) = [];</pre>
end;
POINT CONSUMER NODES (~ismember (POINT CONSUMER NODES,
CONS_NODES)) = [];
PN.CONS_BOUNDs = repmat(PN.CONS_BOUND(1,:),
numel(CONS NODES),1);
PN.HP CONS BOUNDS = repmat(PN.HP CONS BOUND(1,:),
numel(CONS_NODES),1);
```
```
for k=1:numel(POINT_CONSUMER_NODES)
    PN.HP_CONS_BOUNDs(CONS_NODES == POINT_CONSUMER_NODES(k),:) =
PN.HP_CONS_BOUNDs(CONS_NODES ==
POINT_CONSUMER_NODES(k),:).*PN.POINT_CONSUMER_K;
end;
% --- Executes on button press in pushbutton_STEP.
function pushbutton_STEP_Callback(hObject, eventdata, handles)
persistent COUNTER;
if isempty(COUNTER), COUNTER = 0; end;
COUNTER = mod_base_one(COUNTER+1,2);
COUNTER = 2i
% hObject handle to pushbutton STEP (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of
MATLAB
% handles
            structure with handles and user data (see GUIDATA)
in function(handles);
% Если нагрузка 10% от номинальной, то сопротивление должно быть
в 10 раз больше
PN = gui_data('get', 'PN', DefaultPN);
udn = gui_data('get', 'udn', []);
UDN = gui_data('get', 'UDN', []);
UDN_Edges = UDN.EDGES_IDXs.UDN;
UDN_Edges(udn.vim_UDN(:,3)<2) = []; % убираем рёбра находящиеся
на расстоянии 2 ребра от источника
OVERLOAD_EDGE = UDN_Edges(((PN.MAX_I -
im_re_full(UDN.I(UDN_Edges)))/PN.MAX_I < PN.RESERVE_I ));</pre>
A = IncidenceMatrix(UDN.VIM);
% OVERLOAD_EDGE = find(((PN.MAX_I - abs(UDN.I))/PN.MAX_I <</pre>
PN.RESERVE I ));
if ~isempty(OVERLOAD_EDGE)
    % Есть перегруженные ветви
    % берём с минимальным током
    OVERLOAD_EDGE =
OVERLOAD_EDGE(idx_of_max(UDN.I(OVERLOAD_EDGE)));
    switch 'camo_pe6po'
        case 'другие рёбра'
            switch 'previous'
                case 'next'
                    % находим вершину в которую входит
перегруженная ветвь
                    OVERLOAD_NODE = UDN.VIM(OVERLOAD_EDGE, 2);
                case 'previous'
                    % находим вершину из которой выходит
перегруженная ветвь
                    OVERLOAD NODE = UDN.VIM(OVERLOAD EDGE, 1);
            end;
```

# Описание основных типов используемых древовидных сетей

Каждая древовидная сеть строится на множестве вершин гексагональной сети (рис. Б.1, Б.2).



Рис. Б.2. Множество вершин базовой гексагональной сети

К каждой ячейке исходной сети (рис. Б.1) добавляются девять рёбер таким образом, чтобы сделать данную ячейку полным графом, т.е. связывая шесть вершин по правилу «каждый связан с каждым». Получается граф, аналогичный представленному на рис. Б.3. Такой граф будем называть сильно связной гексагональной сетью.



Рис. Б.3. Сильно связная гексагональная сеть

**Определение:** Безопасным ребром *е* относительно некоторой компоненты связности *К* из *А* назовем ребро с минимальным весом, ровно один конец которого лежит в *К*.

## Древовидная минимально-остовная сеть

В сильно связной гексагональной сети каждому ребру присваивается вес, равный расстоянию «геодезическому» (по прямой) от корневой вершины до ближайшей к ней вершины данного ребра (рис. Б.4). Далее, для данной сети строится минимальное остовное дерево с помощью алгоритма Крускала (рис. Б.5) [19]. На каждом шаге из всех ребер, соединяющих вершины из различных компонент связности, выбирается ребро с наименьшим весом. Необходимо проверить, что оно является безопасным. Для этого в алгоритме Крускала все ребра графа *G* перебираются по возрастанию веса. Для

очередного ребра проверяется, не лежат ли концы ребра в разных компонентах связности, и если это так, ребро добавляется, и компоненты объединяются. На рис.Б.5, *а* показана начальная фаза. Минимальный покрывающий лес пуст. На рис.Б.5, *б* перебираем ребра в порядке возрастания веса: первое ребро с весом два. Добавляем его к графу на рис.Б.5, *а*. Далее добавляем следующее безопасное ребро с весом шесть и т. д. Ребра с весом 17, 19 и 25 – не безопасное. Их концы лежат в одной компоненте связности. Ребро с весом 21 – безопасное, поэтому добавляем его. Минимальное остовное дерево построено.



Рис. Б.4. Распределение весов сильно связной гексагональной сети для получения минимально-остовной сети



В результате получается минимально-остовное дерево (рис. Б.б).



Рис. Б.6. Древовидная минимально-остовная сеть

# Древовидная сеть Прима

В сильно связной гексагональной сети каждому ребру присваивается вес, равный расстоянию в длинах рёбер от корневой вершины до ближайшей к ней вершины данного ребра, то есть движение от корневой вершины осуществляется только вдоль рёбер (рис. Б.4). Далее для данной сети строится минимальное остовное дерево с помощью алгоритма Прима (рис. Б.8).

На каждом шаге мы добавляем к строящемуся остову безопасное ребро. Алгоритм Прима относится к группе алгоритмов наращивания минимального остова: на каждом шаге существует не более одной нетривиальной (не состоящей из одной вершины) компоненты связности, и каждый раз к ней добавляется ребро наименьшего веса, соединяющее вершины компоненты с остальными вершинами. По теореме такое ребро является безопасным. На рис.Б.8, *а* показана начальная фаза. Минимальный покрывающий лес состоит из корня и пустого множества ребер. На рис.Б.8, *б* ребро с весом шесть является минимальным, соединяющим корень с остальными вершинами. Добавляем его к минимальному остову. Добавляем следующее безопасное ребро с весом 11 и т.д. Ребра с весом 17, 19 и 25 – не безопасные. Их концы лежат в одной компоненте связности. Ребро с весом 21 – безопасное, поэтому добавляем его. Минимально-остовное дерево построено.



Рис. Б.7. Распределение весов сильно связной гексагональной сети для получения древовидной сети Прима



Пример полученной сети представлен на рис. Б.9.



Рис. Б.9. Древовидная сеть Прима

## Древовидная токовая сеть

На основании сильно связной гексагональной сети строится модель активной электрической сети с источником напряжения в корневой вершине и потребителями в остальных узлах. Ток каждого потребителя ≈1 А, сопротивление каждого ребра пропорционально его длине. Выполняется расчёт полученной электрической сети и определяются токи в каждом ребре. Далее каждому ребру присваивается вес, равный инвертированному (т.е.

взятому со знаком минус) абсолютному значению тока, протекающего в нём (рис. Б.10). Таким образом, предпочтение отдаётся тем ветвям, по которым в сильно связной гексагональной сети протекает максимальный ток. Для данной сети строится минимальное остовное дерево с помощью алгоритма Прима (см. рис. Б.8).

Пример полученной сети представлен на рис. Б.11.



Рис. Б.10. Распределение весов сильно связной гексагональной сети для получения древовидной токовой сети



#### Расп е токов. А 419.2 644 9 315 204.7 87.4 134.6 NIN M 49.9 32.3 -2 12.2 102 18.9 01 105 12 7.7 0 0 2 KM a) б) Распр 6. A ue mo Расп m 451.5 550.9 268.3 217.8 113.8 90 KIN KIM 29.9 41.3 14.7 8 101 105 105 3.1 8.8 0 в) г)

# Результаты моделирования графов распределительных сетей различной топологии

Рис. Б. 12. Распределение токов в графах различной топологии с количеством УН – 109, ИП - 3: *а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима);

в - древовидный токовый граф; г - древовидный минимально-остовный граф



Рис. Б. 13. Распределение напряжений в узлах нагрузки графов различной топологии с количеством УН – 109, ИП - 3 (3D – визуализация): *а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима); *в* - древовидный токовый граф; *г* - древовидный минимально-остовный граф



Рис. Б. 14. Распределение токов в графах различной топологии с количеством УН – 274, ИП - 5:

*а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима); *в* - древовидный токовый граф; *г* - древовидный минимально-остовный граф



Рис Б. 15. Распределение напряжений в узлах нагрузки графов различной топологии с количеством УН – 274, ИП - 5 (3D – визуализация):

*а* - гексагональный граф; *б* - древовидный граф (Прима); *в* - древовидный токовый граф; *г* - древовидный минимально-остовный граф

Результаты моделирования, показывающие изменение

приведённого объёма меди с увеличением размера сети





a)







*a*)

б)

в)

Рис. Б.17. Изменение приведённого объёма меди с увеличением размера электросети: *a* – сети 20 кВ; *б* – сети 0,4 кВ; *в* – всей электросети

# Результаты моделирования нормальных и аварийных

# установившихся режимов работы ГРС 20 кВ

# Таблица Б.1

# Результаты расчета нормального установившегося режима ГРС 20 кВ

Номер ветви	Действующее значение тока, А								
1	377,45	51	439,13	77	45,09	103	72,27	129	261,39
2	38,59	50	28,70	76	205,80	102	630,64	128	564,51
3	381,77	49	307,52	75	584,13	101	542,75	127	198,19
4	701,74	48	19,02	74	258,30	100	86,34	126	526,76
5	159,37	47	179,10	73	108,30	99	389,38	125	593,20
6	381,92	46	380,77	72	269,17	98	166,35	124	223,38
7	542,63	45	220,44	71	430,16	97	6,35	123	977,57
8	474,98	44	118,89	70	1769,25	96	543,11	122	559,23
9	228,64	43	259,94	69	780,17	95	376,19	121	402,07
10	389,73	42	19,37	68	34,81	94	327,24	120	4,11
11	551,03	41	208,20	67	556,56	93	1118,35	119	424,27
12	1174,62	40	107,36	66	718,05	92	1745,36	118	263,28
13	538,42	39	475,95	65	507,25	91	465,98	117	47,61
14	324,27	38	65,56	64	1606,76	90	328,86	116	208,38
15	1477,13	37	198,69	63	1309,62	89	501,63	115	105,97
16	1816,63	371	542,64	62	429,72	88	11,81	114	91,43
17	480,20	36	38,54	61	268,09	87	535,25	113	175,47
18	232,39	35	121,60	60	106,59	86	937,82	112	65,60
19	394,07	34	281,79	59	452,39	85	241,34	111	269,42
20	555,95	33	100,53	58	210,46	84	189,20	110	174,05
21	89,31	32	178,45	57	637,67	83	827,46	109	236,54
22	1728,27	31	125,43	56	798,60	82	477,06	108	386,10
23	1114,41	30	65,67	55	1170,38	81	224,67	107	461,87
24	396,31	29	293,29	54	1838,94	80	164,90	106	103,14
25	234,35	28	453,68	53	702,14	79	228,71	105	634,04
26	72,51	27	991,75	52	975,82	78	115,59	104	576,70
27	344,24	137	315,88	144	142,97	151	912,91	158	533,07
28	445,60	138	95,43	145	502,27	152	751,03	159	373,08
29	121,69	139	64,14	146	826,21	153	589,53	160	82,34
30	296,51	140	247,35	147	94,27	154	851,09	161	295,62
31	258,47	141	164,10	148	1081,21	155	690,23	162	135,97
32	3,42	142	242,97	149	2093,59	156	529,71	163	23,62

Таблица Б.2

Howen	<b>Vстановившееса</b>	Howen	<b>Vстановившееса</b>	Howen	<b>Vстановившееса</b>
изпя	значение ТКЗ кА	изпя	значение ТКЗ кА	иомер узпя	значение ТКЗ кА
1	52.613	96	45,181	121	45.897
2	51.540	95	41.854	120	47.145
3	48.343	94	41.507	119	45.228
4	46.026	93	47.160	118	44.210
5	43.634	92	49.135	117	44.142
6	49,644	91	51,586	116	46,426
7	51,400	90	52,130	115	49,941
8	53,733	89	51,391	114	52,467
9	53,839	88	50,319	113	48,132
10	52,964	87	47,297	112	45,797
11	53,330	86	45,174	111	44,429
12	46,153	85	43,905	110	47,174
13	42,411	84	48,803	109	50,307
14	45,856	83	50,318	108	51,703
15	49,301	82	52,315	107	50,138
16	46,546	81	52,651	106	48,687
17	47,383	80	51,803	105	45,289
18	52,230	79	50,689	104	42,233
19	54,183	78	46,584	103	42,199
20	54,358	77	43,994	102	47,361
21	52,618	76	41,780	101	48,940
22	48,700	75	48,012	100	51,266
23	44,408	74	50,780	99	51,842
24	46,325	32	46,026	48	49,985
25	38,949	17	46,734	33	49,927
26	38,433	18	44,376	34	50,225
27	40,151	19	47,127	35	47,281
28	44,760	20	46,826	36	42,346
29	45,677	21	45,337	37	50,376
30	41,882	22	44,501	38	51,517
31	39,299	23	48,073	39	50,424
32	39,229	24	48,171	40	48,707
33	41,649	25	45,078	41	47,338
34	44,258	26	41,435	42	52,020
35	44,816	27	40,630	43	53,425
36	43,170	28	47,271	44	50,004
37	40,018	29	48,771	45	54,263
38	39,572	30	48,576	46	56,430
39	42,688	31	47,117	47	51,720

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

# Результаты исследований к главе 3

# Определение возможных режимов трехлучевого узла нагрузки

## Таблица В.1

_					1 au	лица		илини	ля к	UMINI	угац	понных аппаратов в	<b>3aBi</b>	сим		1 01	реж	има	JI	L						
	Ма	Contraguino vitra			Co	стояние	выкл	ючател	ей																	
	JN⊵	нагрузки	Лин 01.1	ния 1 01.2	Лин 02.1	ния 2	Лин 03.1	ния 3	CB	Наг	рузка Он2	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	ін1	ін2	Uл1	<b>U</b> л2	Uл3	к1н	К2Н
	1_1		0	1	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-лей для сост. схемы 1	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	1_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1_3	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1_4	Ĥ	0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1_6	2 \ / 3	1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	1_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	1_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние вык-ля Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	2_1		0	1	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-лей для сост. схемы 2	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	2_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2_3		0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2_4		0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
2	2_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	2_6	2× 73	1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	2_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	2_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

## Таблица состояния коммутационных аппаратов в зависимости от режима УН

	Mo	Состояние			Coc	тояние	е выкли	очател	ей																T	
	112	узла	Лин	ия 1	Лин	ия 2	Лин	ия 3	CB	Нагр	узка	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	ін1	ін2	Uл1	<b>U</b> л2	Uл3	К1Н	К2Н
	3_1	нагрузки	Q1.1 0	Q1.2	Q2.1	Q2.2	Q3.1 0	Q3.2	Q4 0	Qн1 1	Qн2 1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 3	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	3_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	3_3		0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	3_4	<u>1</u> <u>4</u>	0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
5	3_5	2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	3_6		1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	3_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	3_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	4_1		0	1	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 4	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	4_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	4_3		0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	4_4		0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	4_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	4_6	2 \ / 3	1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	4_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	4_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

	Ma	C			Co	тояние	выкл	ючател	ей																**	
	JN⊡	Состояние узла нагрузки	Лин	ия 1	Лин	ния 2	Лин	ия 3	CB	Нагр	узка	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	ін1	ін2	Uл1	<b>Uл2</b>	Uл3	U К1Н	0 К2Н
	1		Q1.1	Q1.2	Q2.1	Q2.2	Q3.1	Q3.2	Q4	QH1	QH2	Homeon una acaraguna														
	5 1		0	1	0	1	0	1	0	1	1	нормальное состояние выключателей лля	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
			Ĩ		Ĩ		, in the second s					состояния схемы 5			, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	_	Ť			_	_		_	_	-	Ŭ
	5_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	5_3	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	5_4	+	0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
5	5_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	5_6	2 7 3	1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	5_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	5_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	6_1		0	1	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы б	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	6_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	6_3	_1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	6_4	t	0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
0	6_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	6_6	2 / 3	1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	6_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	6_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

	Mo	Соотодина ул на			Coc	стояние	выкли	очател	ей																T	
	112	нагрузки	Лин	ния 1	Лин	ния 2	Лин	ия 3	CB	Нагр	рузка	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	ін1	ін2	Uл1	<b>U</b> л2	Uл3	кін	К2Н
	7_1		0	1	0	1	0	1	0	1	1 1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 7	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	7_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	7_3	_1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	7_4	ļ	0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
/	7_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	7_6	2 7 3	1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	7_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	7_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	8_1		0	1	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 8	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0
	8_2		1	0	0	1	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	8_3		0	1	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	8_4	t	0	1	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	8_5		1	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	8_6		1	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	8_7		0	1	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
	8_8		1	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2, Q2.2 и Q3.2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

	λ¢.	Состояние			Coc	тояние	выкли	очател	ей																	
	JN⊇	узла	Лин	ия 1	Лин	ия 2	Лин	ия З	CB	Нагр	узка	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	ін1	ін2	Uл1	<b>U</b> л2	Uл3	U К1Н	U К2Н
		нагрузки	Q1.1	Q1.2	Q2.1	Q2.2	Q3.1	Q3.2	Q4	QH1	QH2															
	9_1	<u> </u>	0	1	0	1	0	0	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 9	0	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0
9	9_2	, the second sec	1	0	0	1	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	9_3	2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	9_4		1	0	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	10_1	<u> </u>	0	1	0	1	0	0	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 10	0	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0
10	10_2	*	1	0	0	1	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	10_3	2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	10_4		1	0	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	11_1		0	1	0	1	0	0	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 11	0	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0
11	11_2	t	1	0	0	1	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	11_3	2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	11_4		1	0	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	12_1	1	0	1	0	1	0	0	0	1	1	Нормальное состояние выключателей для состояния схемы 12	0	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0
12	12_2	ŧ	1	0	0	1	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	12_3		0	1	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
	12_4	, <i>,</i> ,	1	0	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q2.2	1	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1

M.	Состояние			Coc	тояние	е выкл	ючател	ей																
JN⊵	узла	Лин	ия 1	Лин	ия 2	Лин	ия З	CB	Нагр	рузка	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	ін1	ін2	<b>U</b> л1	<b>U</b> л2	Uл3	U К1Н
-	нагрузки	Q1.1	Q1.2	Q2.1	Q2.2	Q3.1	Q3.2	Q4	Qн1	Qн2														
13_1		0	0	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное состояние вык. для сост. схемы 13	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1
13_2		0	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
13_3		0	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1
13_4	- ( ) *	0	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1
14_1		0	0	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-лей для сост. схемы 14	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1
14_2		0	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
14_3	2	0	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1
14_4		0	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1
15_1	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-лей для сост. схемы 15	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1
15_2		0	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
15_3		0	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1
15_4	- ( / / /	0	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1
16_1	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-лей для сост. схемы 16	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	1	1	1
16_2		0	0	1	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1
16_3	2 3	0	0	0	1	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1
16_4		0	0	1	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2 и Q3.2	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1
17_1	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	Нормальное состояние вык. для сост. схемы 17	0	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1
17_2	,	1	0	0	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1
17_3		0	1	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1
17_4	, 	1	0	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1

Продолжение табл. В.1

U К2Н

## Окончание табл. В.1

	Mo	Состояние			Co	стояние	выкли	очател	ей																T	TI
	J12	узла	Лин	ия 1	Лин	ния 2	Лин	ия 3	CB	Нагр	узка	Описание	i1.1	i1.2	i2.1	i2.2	i3.1	i3.2	i4	iн1	ін2	Uл1	Uл2	Uл3	ы к	К2Н
	18_1	нагрузки	Q1.1 0	Q1.2 1	Q2.1	Q2.2	Q3.1	Q3.2	Q4 0	Qн1 1	<u>Q</u> н2 1	Нормальное сост. вык-ей	0	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0
10	18_2	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1
18	18_3		0	1	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
	18_4	- ( 7	1	0	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
	19_1	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-ей для сост. схемы 19	0	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0
19	19_2	ł	1	0	0	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1
17	19_3		0	1	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
	19_4	2 \ / 3	1	0	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
	20_1	1	0	1	0	0	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-ей для сост. схемы 20	0	1	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0
20	20_2	ŧ	1	0	0	0	0	1	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1
20	20_3		0	1	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
	20_4	2\ / /	1	0	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2 и Q3.2	1	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
	21_1	+	0	0	0	1	0	0	0	1	1	Нормальное сост. вык-ей для сост. схемы 21	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0
21	21_2	24 73	0	0	1	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q2.2	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	1	0	1	1
	22_1		0	1	0	0	0	0	0	1	1	Нормальное сост. вык-ей для сост. схемы 22	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0
22	22_2	24	1	0	0	0	0	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q1.2	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1
	23_1		0	0	0	0	0	1	0	1	1	Нормальное сост. вык-ей для сост. схемы 23	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	1	1	0
23	23_1	24	0	0	0	0	1	0	1	1	1	Ремонтное состояние выключателя Q3.2	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1	1

# Расчеты технико-экономического сравнения схемы УН ГРС 20 кВ и типовой схемы существующего РП 10 кВ

Таблица В.
------------

Наименование и тип электрооборудо- вания	Ед. изм.	Кол- во еди- ниц	Цена единицы обору- дования, руб	Стоимость монтажа и транспорти- ровки, руб	Капитальные затраты на единицу оборудова-ния, руб	Общие капиталь- ные затраты, руб
	•		10	) кВ	• • • •	· • • •
ТМГ-1250-10/0,4	IIIT	2	730000	219000	949000	1898000
ТОЛ-10УХЛ2.1	IIIT	15	8890	2667	11557	173355
ЗНОЛ.06-10-УЗ	IIIT	4	9590	2877	12467	49868
BB/TEL-10-630	IIIT	5	60000	18000	78000	390000
Кабель АПвВнг-LS-(3x50)	КМ	2	852000	255600	1107600	2215200
Итого:						4726423
			20	) кВ		
ТМГ-1250-20/0,4	ШТ	2	1120000	336000	1456000	2912000
ТОЛ-20-2УХЛ2.1	ШТ	27	20000	6000	26000	702000
ЗНОЛ.06-20-УЗ	ШТ	5	40490	12147	52637	263185
BB/TEL-20-630	ШТ	9	200000	60000	260000	2340000
Кабель АПвВнг-LS-(3x50)	КМ	3	852000	255600	1107600	3322800
Итого:						9539985

# Капитальные затраты на электрооборудование

# Таблица В.3

## Суммарные годовые амортизационные отчисления на электрооборудование

Наименование и тип электрооборудования	Общие капитальные затраты К <sub>общ</sub> , руб.	Коэффициент амортизации $p_{\rm a}^{},$ 1/г.	Амортизационные отчисления $C_{a}$ , руб./г.						
<u>10</u> кВ									
ТМГ-1250-10/0,4	1898000	0,063	119574						
ТОЛ-10УХЛ2.1	173355	0,063	10921,36						
ЗНОЛ.06-10-УЗ	49868	0,063	3141,68						
BB/TEL-10-630	390000	0,063	24570						
Кабель АПвВнг-LS-(3x50)	2215200	0,02	44304						
Итого:			202511,04						
	2	0 кВ							
ТМГ-1250-20/0,4	2912000	0,063	183456						
ТОЛ-20-2УХЛ2.1	702000	0,063	44226						
ЗНОЛ.06-20-УЗ	263185	0,063	16580,65						
BB/TEL-20-630	2340000	0,063	147420						
Кабель АПвВнг-LS-(3x50)	3322800	0,02	66456						
Итого:			458138,65						

				1.1.						-	
Наименование и тип электрооборудо-вания	Т <sub>табл</sub> , лет	t <sub>табл</sub> , мес.	$eta_{ ext{P}}$	$\beta_{\rm K}$	$eta_{_{\mathrm{H}}}$	$\beta_{\mathrm{OT}}$	$\beta_{\mathrm{Ot}}$	$\beta_{\rm C}$	Т <sub>пл</sub> , лет	t <sub>ПЛ</sub> мес.	
10 кВ											
ТМГ-1250-10/0,4	12	36	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	6	15	
ТОЛ-10УХЛ2.1	12	36	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	6	15	
ЗНОЛ.06-10-УЗ	12	36	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	6	15	
BB/TEL-10-630	5	20	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	3	8	
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 10кВ	20	12	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	10	5	
		20	кВ								
ТМГ-1250-20/0,4	12	36	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	6	15	
ТОЛ-20-2УХЛ2.1	12	36	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	6	15	
ЗНОЛ.06-20-УЗ	12	36	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	6	15	
BB/TEL-20-630	5	20	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	3	8	
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 20кВ	20	12	0,67	1	0,9	0,85	0,7	1	10	5	

## Таблица расчетных коэффициентов для определения структуры ремонтного цикла оборудования

# Таблица В.5

## Структура ремонтного цикла электрооборудования

Наименование и тип электрооборудования	Структура ремонтного цикла	Т <sub>пл</sub> , лет	t <sub>ПЛ</sub> мес.	n <sub>тр</sub> , шт.			
10 кВ							
ТМГ-1250-10/0,4	К-Т1-Т2Т4-К	6	15	4			
ТОЛ-10УХЛ2.1	К-Т1-Т2Т4-К	6	15	4			
3НОЛ.06-10-УЗ	К-Т1-Т2Т4-К	6	15	4			
BB/TEL-10-630	К-Т1-Т2-Т3-К	3	8	3			
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 10кВ	К-Т1-Т2Т23-К	10	5	23			
	20 кВ						
ТМГ-1250-20/0,4	К-Т1-Т2Т4-К	6	15	4			
ТОЛ-20-2УХЛ2.1	К-Т1-Т2Т4-К	6	15	4			
3НОЛ.06-20-УЗ	К-Т1-Т2Т4-К	6	15	4			
BB/TEL-20-630	К-Т1-Т2-Т3-К	3	8	3			
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 20кВ	К-Т1-Т2Т23-К	10	5	23			

		- <b>-</b>				-		-	
№	Наименование и тип	n	$T_{\Pi\Pi}$ ,	$t_{\Pi\Pi}$ ,	$n_{\mathrm{TP}}$ ,	$t_{\rm KP}$ ,	$t_{\mathrm{TP}}$ ,	$T_{ m \Gamma KP}$ ,	$T_{\Gamma  ext{TP}}$ ,
п/п	электрооборудования	шт.	лет	мес.	шт.	чел.•ч	чел.•ч	чел.•ч	чел.•ч
	<u>10 кВ</u>								
1	ТМГ-1250-10/0,4	2	6	15	4	650	150	211,4	188,1
2	ТОЛ-10УХЛ2.1	15	6	15	4	30	5	73,2	47,1
3	ЗНОЛ.06-10-УЗ	4	6	15	4	30	5	19,5	12,5
4	BB/TEL-10-630	5	3	8	3	150	15	292,6	77,3
5	Кабель АПвВнг-LS-(3х50) 10кВ	2	10	5	23	145	45	28,3	204,4
	И	того:						625,0	529,4
			20	кВ					
1	ТМГ-1250-20/0,4	2	6	15	4	650	150	211,4	188,1
2	ТОЛ-20-2УХЛ2.1	27	6	15	4	30	5	131,7	84,7
3	ЗНОЛ.06-20-УЗ	5	6	15	4	30	5	24,4	15,7
4	BB/TEL-20-630	9	3	8	3	150	15	526,8	139,2
5	Кабель АПвВнг-LS-(3х50) 20кВ	3	10	5	23	145	45	42,4	306,6
	И	того:						936,7	734,3

## Годовая трудоёмкость текущих и капитальных ремонтов оборудования

# Таблица В.7

## Численность ремонтного и обслуживающего персонала сети

	Годовая т	рудоемкость	Годовой	•	Рознотное
Название профессии рабочих	зание Текущих и рессии капитальны очих х ремонтов, (чел. ч) ЭО, (чел. ч) ра		фонд рабочего времени, (ч)	Коэффициент выполнения норм	гасчетное кол-во рабочих, (чел)
		10 кВ			
Ремонтный персонал	625,00	_	2000	1,2	1
Обслуживающий персонал	_	187,49	_	1	1
Итого:	81	2,49		2	
		20 кВ			
Ремонтный персонал	936,7	—	2000	1,2	1
Обслуживающи й персонал	_	280,99	_	1	1
Итого:	121	7,69		_	2

## Таблица В.8

	Часовые тарифные ставки рабочих								
	Часовая тариф	Часовая тарифная ставка, руб.							
Разряд	Сдельная система оплаты труда	Повремённая система оплаты труда	коэффициенты T <sub>к</sub>						
1	141,74	128,85	1						
2	154,49	140,45	1,09						
3	171,50	155,91	1,21						
3,5	180,00	163,64	1,27						
4	188,51	171,37	1,33						
5	212,60	193,28	1,5						
6	242,37	220,33	1,86						

- F	1								
Название профессии	$T_{\Gamma.T.K}$ , $T_{\Gamma.T.O}$	С <sub>осн</sub> ,	Сдоп,	<i>C</i> <sub>3.P</sub> ,					
рабочих	чел.ч	руб.	руб.	руб.					
10 кВ									
Ремонтный персонал	625,00	245441,39	121493,49	366934,88					
Обслуживающий персонал	187,49	27221,89	13474,83	40696,72					
	Итого:			407631,6					
	20	) кВ							
Ремонтный персонал	936,7	355256,73	175852,08	531108,81					
Обслуживающий персонал	280,99	37753,84	18688,15	56441,99					
· · ·	Итого:			587550.8					

Фонд заработной платы персонала сети

## Таблица В.10

Суммарные затраты на материалы								
	Основная			Затраты на			Суммарные	
Наименование и тип	3a]	работна	Я	ма	териаль	ы,	затраты,	
электро-оборудования	плата	, тыс.ру	уб./г.	ТЬ	лс.руб./г	•	См,	
	Сокр	$C_{\text{OTP}}$	Сото	Смкр	$C_{\rm MTP}$	$C_{\rm MTO}$	тыс.руб./год	
		1	0 кВ					
ТМГ-1250-10/0,4	44,93	39,99	6,45	56,16	20,00	0,97	77,13	
ТОЛ-10УХЛ2.1	15,55	9,99	1,61	19,44	5,00	0,24	24,67	
ЗНОЛ.06-10-УЗ	4,15	2,67	0,43	5,19	1,34	0,06	6,59	
BB/TEL-10-630	62,22	16,44	2,65	77,78	8,22	0,40	86,39	
Кабель	6.01	12.16	7.01	7 5 1	21.72	1.05	20.20	
АПвВнг-LS-(3х50) 10кВ	6,01	0,01 43,40	7,01	7,51	21,75	1,05	50,29	
	Ито	го:					225,07	
		2	0 кВ					
ТМГ-1250-20/0,4	44,94	40,00	6,45	56,17	20,00	0,97	77,13	
ТОЛ-20УХЛ2.1	28,00	18,00	2,90	35,00	9,00	0,44	44,43	
ЗНОЛ.06-20-УЗ	5,18	3,33	0,54	6,48	1,67	0,08	8,23	
BB/TEL-20-630	111,99	29,60	4,77	139,99	14,80	0,72	155,51	
Кабель	0.02	(5.20)	10.51	11 20	22.60	1 5 0	15 15	
АПвВнг-LS-(3х50) 20кВ	9,02	05,20	10,51	11,28	32,00	1,38	43,43	
	Ито	го:					330,75	

# Определение стоимости потерь электроэнергии

Годовые затраты на потери электроэнергии складываются из затрат на потери в силовых трансформаторах и затрат на потери в кабельных линиях:

$$C_{\mathfrak{Z}} = C_{\mathfrak{Y}\mathfrak{Z}} \cdot \Delta W_{\mathfrak{Z}\mathfrak{T}} + C_{\mathfrak{Y}\mathfrak{Z}} \cdot \Delta W_{\mathfrak{Z}\mathfrak{K}\mathfrak{I}} ;, \qquad (B.1)$$

где  $C_{y_3}$  - удельная стоимость электроэнергии ( $C_{y_3}$ =3,54 руб.·кВт).

Потери активной мощности в кабельных линиях

$$\Delta P_{\rm M,K,I} = 3I_{\rm HOPM,K,I}^2 R_{\rm K,I} n_{\rm K,I}, \qquad (B.2)$$

где *I*<sub>норм.кл</sub> – ток, протекающий в линии в нормальном режиме, А; *R*<sub>кл</sub> – сопротивление кабельной линии, Ом; *n*<sub>кл</sub> – число кабельных линий, питающих электроустановку, шт.

$$R_{\kappa \eta} = r_{\kappa \eta} L_{\kappa \eta} , \qquad (B.3)$$

Таблица В.11

где *г*<sub>0.кл</sub> – удельное сопротивление кабеля, Ом/км; *L*<sub>кл</sub> – длина кабельной линии, км.

Потери активной мощности в кабельных линиях 10 и 20 кВ представлены в табл. В.11.

Наименование и тип	$L_{{}_{\!\!\mathrm{K}\!$	r <sub>о.кл</sub> ,	$R_{\rm \kappa\pi}$ ,	$I_{_{\rm HOPM.KЛ}},$	п <sub>кл</sub> ,	$\Delta P_{_{\mathrm{M.K}\pi}}$ ,		
электрооборудования	КМ	Ом	Ом	Α	шт	кВт		
10 кВ								
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 10кВ (питающий РП)	0,34	0,641	0,218	50,58	1	1,67		
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 10кВ (питающий РП)	0,34	0,641	0,218	50,58	1	1,67		
Итого:								
20 кВ								
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 20кВ (питающий РП)	0,34	0,641	0,218	25,29	1	0,42		
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 20кВ (питающий РП)	0,34	0,641	0,218	25,29	1	0,42		
Кабель АПвВнг-LS-(3x50) 20кВ (питающий РП)	0,34	0,641	0,218	25,29	1	0,42		
Итого:								

Потери активной мошности в кабельных линиях

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_{\rm\scriptscriptstyle M,T} = (\Delta P_{\rm\scriptscriptstyle XX} + K_{\rm\scriptscriptstyle 3,T}^2 + \Delta P_{\rm\scriptscriptstyle K3}) n_{\rm\scriptscriptstyle Tp}, \qquad (B.4)$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери мощности холостого хода трансформатора, кВт;  $K_{3.T}$  – коэффициент загрузки трансформатора, о.е;  $\Delta P_{\kappa 3}$  – потери мощности короткого замыкания, кВт;  $n_{TP}$  – число трансформаторов, шт.

Потери активной мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ и 20/0,4 кВ представлены в табл. В.12.

потери мощности во всех трансформаторах									
Тип	$\Delta P_{\rm xx}$ ,	$\Delta P_{\rm K3}$ ,	<i>К</i> <sub>з.т</sub> ,	$n_{\mathrm{TP}}$ ,	$\Delta P_{_{\mathrm{M.T}}}$ ,				
трансформатора	кВт	кВт	o.e.	шт.	кВт				
10/0,4 кВ									
ТМГ-1250-10/0,4	1,8	12,4	0,7	1	7,876				
ТМГ-1250-10/0,4	1,8	12,4	0,7	1	7,876				
	Ит	ого:			15,75				
	20/0,4 кВ								
ТМГ-1250-20/0,4	1,75	12	0,7	1	7,63				
ТМГ-1250-20/0,4	1,75	12	0,7	1	7,63				
	15,26								

-----

Максимальные суммарные потери активной мощности

$$\Delta P_{M} = \Delta P_{M,KT\Sigma} + \Delta P_{M,M\Sigma}. \tag{B.5}$$

Средние потери активной мощности:

$$\Delta P_{\rm c} = \Delta P_{\rm M} \tau_{*} \,. \tag{B.6}$$

Годовые потери электроэнергии

$$\Delta W = \Delta P_{\rm c} \cdot T_{\rm r}, \, \kappa B {\rm T} \cdot {\rm \Psi}. \,\,(B.7)$$

где *T*<sub>г</sub>=8700 – число часов максимума нагрузки, ч.

Максимальные суммарные, среднее потери активной мощности и годовые потери электроэнергии сети 10 кВ:

$$\Delta P_{\rm M} = 3,34 + 15,75 = 19,09 \text{ kBT},$$
  
 $\Delta P_{\rm c} = 19,09 \cdot 0,69 = 13,17 \text{ kBT},$   
 $\Delta W = 13,17 \cdot 8700 = 114579 \text{ kBT} \cdot \text{ч}.$ 

Максимальные суммарные, средние потери активной мощности и годовые потери электроэнергии сети 20 кВ:

$$\Delta P_{\rm M} = 1,25 + 15,26 = 17,51 \text{ kBT},$$
  
 $\Delta P_{\rm c} = 17,51 \cdot 0,69 = 12,08 \text{ kBT},$   
 $\Delta W = 12,08 \cdot 8700 = 105112,53 \text{ kBT} \cdot 9.$ 

Стоимость потерь электроэнергии в сети 10 кВ

$$C_{2} = \Delta W \cdot C_{2} = 114579 \cdot 3,54 = 417067,56$$
 py6.

Стоимость потерь электроэнергии в сети 20 кВ

$$C_{y} = \Delta W \cdot C_{yy} = 105112, 53 \cdot 3, 54 = 382609, 61$$
 py6.



Рис. В.1. Сравнение реальной амплитуды напряжения U<sub>1</sub> и вычисленной посредством оценки состояния при отсутствии наблюдения:



210

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

# Результаты исследований к главе 4

#### Распределение токов, А 43 6 821.3 4 12 397.3 72 2 91 165.5 60 40 89 NY O 56.6 39 -2 56 16.8 10 96 85 -4 105 8 95 83 36 100 -6 -4 -2 0 4 -6 2 KM

# Варианты переконфигурации ГРС с разным количеством

источников и кластеров

Рис. Г.1. Исходное состояние трехкластерной ГРС (состояние А)



Рис. Г.2. Новое состояние трехкластерной ГРС (состояние Б)



Рис. Г.З. Исходное состояние четырехкластерной ГРС (состояние А)



Рис. Г.4. Новое состояние четырехкластерной ГРС (состояние Б)



Рис. Г.5. Исходное состояние пятикластерной ГРС (состояние А)



Рис. Г.6. Новое состояние пятикластерной ГРС (состояние Б)

# Осциллограммы имитационной модели дифференциальной защиты для участка ГРС в PSCAD



Рис. Г.7. Осциллограмма тока при трехфазном коротком замыкании на землю



Рис. Г.8. Осциллограмма дифференциального тока и тока торможения при трехфазном коротком замыкании на землю



Рис. Г.9. Осциллограмма тока при двухфазном коротком замыкании фаз А и В



Рис. Г.10. Осциллограмма дифференциального тока и тока торможения при двухфазном коротком замыкании фаз A и B



Рис. Г.11. Сигнал на отключение выключателей при двухфазном коротком замыкании фаз А и В



Рис. Г.12. Осциллограмма тока при однофазном коротком замыкании фазы В на землю


Рис. Г.13 Осциллограмма дифференциального тока и тока торможения при однофазном коротком замыкании фазы В на землю



Рис. Г.14. Осциллограмма тока кабельной линии при внешнем коротком замыкании на шине



Рис. Г.15. Осциллограмма дифференциального тока и тока торможения при внешнем коротком замыкании на шине



Рис. Г.16. Сигнал на отключение выключателей основной защиты кабельной линии при внешнем коротком замыкании на шине

## приложение д

### Акты внедрения

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева» (НГТУ)

AKT

02 03 2017 Hummil Honropez



# О внедрении в учебный процесс результатов кандидатской диссертации Лоскутова А. А.

Мы, нижеподписавшиеся, начальник учебно-методического управления ФГБОУ ВПО "Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева" (НГТУ) Ермакова Т.И., директор образовательно-научного института электроэнергетики НГТУ к.т.н., доцент Дарьенков А.Б., заведующий кафедрой "Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника" НГТУ, д.т.н., профессор Лоскутов А.Б., составили настоящий акт о том, что материалы диссертационной работы Лоскутова А. А.: "Разработка и исследование топологии интеллектуальных городских распределительных сетей среднего напряжения" внедрены в учебный процесс кафедры "Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника" НГТУ.

Материалы диссертационной работы используются при чтении лекций по курсам "Автоматизация и управление систем электроснабжения", "Системы электроснабжения" и "Электроэнергетика" для специалистов и магистров по направлению 140400 "Электроэнергетика и электротехника" и в дипломном проектировании.

Начальник учебно-методического управления НГТУ

Ермакова Т.И.

Директор образовательно-научного института электроэнергетики НГТУ к.т.н., доцент

Заведующий кафедрой

"Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника" НГТУ,

д.т.н., профессор

Дарьенков А.Б. Лоскутов А.Б.



ООО «ЭТС-Проект» 603001, г. Нижний Новгород, Нижне-Волжская наб., 9 Тел. (831) 233-30-30, факс (831) 233-30-31 E-mail: <u>ets-p@el-ts.ru</u>, <u>www.el-ts.ru</u> ОГРН 1082130014009, ИНН 2130047148, КПП 770801001

**УТВЕРЖДАЮ** Генеральный директор 000 «ЭТС-Проект» Д. А. Бердник in 2015 г. (OF) cenmic

#### AKT

## о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы Лоскутова Антона Алексеевича

Комиссия в составе:		
Председатель	Генеральный директор	Бердник Д.А.
Членов комиссии:	Технический директор	Зуй С.А.
	Первый заместитель генерального	
	директора, к.э.н.	Чичеров Е.А.

составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Разработка и исследование топологии интеллектуальных городских распределительных сетей среднего напряжения», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были внедрены в проектную практику ООО «ЭТС-Проект».

При проектировании опытной цифровой трансформаторной подстанции с активно-адаптивной системой управления и автоматическим плавным регулированием напряжения и мощности на экспериментальной площадке НГТУ им. Р. Е. Алексеева использовались:

- Инженерная методика расчета максимального тока короткого замыкания в кольцевых схемах;
- Принципиальная электрическая схема и компоновочные решения транзитного распределительного пункта 20 кВ;
- Структура узловой системы управления и цифровой обработки аналоговых сигналов.

Данные работы были выполнены в рамках ГК № 16.526.12.6016 от 11.10.2011 по теме: «Разработка и создание типового ряда трансформаторнотиристорных регуляторов напряжения и мощности с расщепленной первичной обмоткой трансформатора и ключами однонаправленного тока»; с Министерством образования и науки РФ.



220