

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

На правах рукописи



КРУПЕНЁВ Дмитрий Сергеевич

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА И
ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ**

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация
на соискание ученой степени доктора технических наук

Иркутск – 2025

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
ГЛАВА 1. Концептуальные особенности учёта надёжности при проектировании развития, планировании работы и оперативном управлении современными электроэнергетическими системами	22
1.1. Проблемы обеспечения надёжности при управлении современными электроэнергетическими системами	22
1.2. Основные аспекты трансформации современных электроэнергетических систем с позиции обеспечения их надёжности	28
1.2.1. Технологические аспекты	28
1.2.2. Организационные аспекты.....	38
1.3. Комплексность понятия «системная надёжность» электроэнергетических систем и обоснование целесообразности введения понятия «плановая надёжность»	40
1.4. Принципы и средства обеспечения системной надёжности на разных этапах управления электроэнергетическими системами	49
1.5. Направления развития средств анализа и синтеза системной надёжности электроэнергетических систем	50
1.6. Выводы по главе 1	56
ГЛАВА 2. Совершенствование методики оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем.....	58
2.1. Общие положения при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем	58
2.2. Формирование расчетных моделей электроэнергетических систем для оценки балансовой надёжности.....	62
2.2.1. Исходные положения кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности	62
2.2.2. Критерий кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности	67

2.2.3. Методы кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности	68
2.3. Особенности представления элементов электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности	78
2.3.1. Генерирующие мощности	78
2.3.2. Электрические сети	82
2.3.3. Внешних связи электроэнергетических систем	83
2.3.4. Нагрузка и формирование регулярных графиков потребления мощности и электроэнергии	84
2.4. Методика оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло	90
2.4.1. Формирование расчетных состояний электроэнергетических систем....	92
2.4.2. Минимизация дефицита мощности электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности	125
2.4.3. Определение показателей балансовой надёжности электроэнергетических систем	148
2.5. Выводы по главе 2.....	151
ГЛАВА 3. Разработка методов обоснования решений при обеспечении балансовой надёжности электроэнергетических систем.....	155
3.1. Задачи обеспечения балансовой надёжности электроэнергетических систем	155
3.2. Определение уровня и размещения резервов генерирующей мощности при перспективном проектировании развития электроэнергетических систем.....	157
3.2.1. Общие положения.....	157
3.2.2. Формулировки задач определения резервов генерирующей и сетевой частей электроэнергетических систем.....	163
3.2.3. Обоснование нормативных значений показателей балансовой надёжности при перспективном проектирования развития электроэнергетических систем	167

3.2.4. Методы и алгоритмы определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей электроэнергетических систем.....	181
3.3. Выводы по главе 3.....	202
ГЛАВА 4. Создание методологии оценки и обеспечения плановой надёжности электроэнергетических систем.....	205
4.1. Характеристика плановой надёжности электроэнергетических систем и основные задачи, решаемые на её основе	205
4.2. Оценка плановой надёжности электроэнергетических систем.....	208
4.2.1. Содержательная постановка задачи оценки плановой надёжности электроэнергетических систем	208
4.2.2. Методика оценки плановой надёжности электроэнергетических систем	213
4.3. Формирование оптимальных графиков плановых ремонтов энергетического оборудования электроэнергетических систем	221
4.3.1. Постановка задачи формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования.....	223
4.3.2. Методика формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования на основании непосредственного анализа показателей плановой надёжности электроэнергетических систем.....	226
4.3.3. Методика формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования на основании алгоритма марковской цепи Монте-Карло	228
4.4. Методика исследования долгосрочных режимов работы энергетических систем с большой долей гидроэлектростанций	233
4.4.1. Общая характеристика задач исследования долгосрочных режимов работы энергетических систем с большой долей гидроэлектростанций	233
4.4.2. Описание методики моделирования электроэнергетических систем при учёте прогнозов по водности гидроэлектростанций	236
4.4.3. Определение вероятности холостых сбросов гидроэлектростанций в Объединённой энергосистеме Сибири	238
4.5. Выводы по главе 4.....	240

ГЛАВА 5. Совершенствование методов оценки и решения задач обеспечения режимной надёжности при оперативном управлении электроэнергетическими системами.....	243
5.1. Характеристика режимной надёжности и её место в процессе управления электроэнергетическими системами	243
5.2. Методика оценки режимной надёжности электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло	247
5.3. Различные формы представления интегральных моделей электроэнергетических систем и их анализ	259
5.3.1. Представление интегральных моделей электроэнергетических систем в декартовой системе координат	260
5.3.2. О единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощностей	275
5.4. Дифференциальные модели электроэнергетических систем и их анализ ..	290
5.4.1. Дифференциальные модели первого порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в декартовой системе координат	292
5.4.2. Дифференциальные модели второго порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в декартовой системе координат	321
5.4.3. Дифференциальные модели первого порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в полярной системе координат	332
5.4.4. Дифференциальные модели второго порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в полярной системе координат	344
5.5. Применение дифференциальных моделей для анализа режимной надёжности электроэнергетических систем.....	347
5.5.1. Применение дифференциальных моделей (матриц чувствительности) для оценки режимной надёжности электроэнергетических систем по методу (критерию) $N-i$	348
5.5.2. Непосредственное использование матриц чувствительности для оценки режимной надёжности электроэнергетических систем.....	353

5.6. Оптимизация режимной надёжности электроэнергетических систем	356
5.7. Выводы по главе 5	360
ГЛАВА 6. Формирование принципов создания цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем	364
6.1. Предпосылки развития цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем	364
6.2. Понятие и принципы работы цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем	366
6.3. Основные требования к организации работы цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем	373
6.4. Программная реализация цифровой платформы в части разработки модуля оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем	376
6.5. Определение оптимального уровня резервирования генерирующей мощности в Единой энергосистеме России	385
6.5.1. Кластеризация Единой энергосистемы России на зоны надёжности и основные исходных данных	385
6.5.2. Определение оптимального уровня резерва генерирующих мощностей для варианта обеспечения нормативного значения балансовой надёжности в ЕЭС России с учётом ввода и вывода генерирующих агрегатов	396
6.6. Выводы по главе 6	398
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	400
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	406
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	408
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Об использовании результатов работы при подготовке Методических указаний по проектированию развития энергосистем	443
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Копия диплома лауреата премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники для молодых ученых....	444
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Свидетельства о регистрации программ ЭВМ	445
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Акты о внедрении результатов диссертационного исследования	450

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Иллюстрация применения методики оценки режимной надёжности на основании метода Монте-Карло.....	461
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Исходные данные для определения матриц чувствительности (дифференциальных моделей) установившихся режимов электроэнергетических систем 118-ти узловой тестовой схемы	463
ПРИЛОЖЕНИЕ Ё. Исходные данные для определения матриц чувствительности (дифференциальных моделей) установившихся режимов электроэнергетических систем 24-ти узловой тестовой схемы	468

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В современном мире электроэнергия и электроэнергетические системы (ЭЭС) являются неотъемлемой частью жизни людей, которые постоянно обеспечивают повышающийся уровень их комфорта и безопасности. Современные ЭЭС непрерывно усложняются и укрупняются, организуя крупнейшие инфраструктурные объединения, создаваемые человеком.

Проблема обеспечения надёжности ЭЭС является комплексной и многофакторной. Решения по обеспечению надёжности энергетических систем и их элементов принимаются на всех этапах жизненного цикла ЭЭС (перспективное развитие, планирование работы, оперативное управление). При этом на каждом этапе жизненного цикла решается комплекс задач, направленных на повышение того или иного единичного свойства, формирующих комплексное свойство надёжность, или их совокупность. В практической деятельности для достижения максимального эффекта при управлении надёжностью ЭЭС требуется разработка сбалансированной системы решения задач оценки и обеспечения надёжности на всех временных этапах управления.

В современных условиях функционирования ЭЭС задача обеспечения надёжности приобретает все большую актуальность. Этому свидетельствуют ряд крупных системных аварий, произошедших в мировых энергосистемах за последнее время. Причем интенсивность системных аварий в мировых энергосистемах только нарастает. Это прежде всего связано с такими причинами, как моральное и физическое старение энергетического оборудования, эксплуатируемого в энергосистемах; усложнением структуры и режимов работы энергосистем; увеличением интенсивности негативных погодных явлений; недостатком научных исследований и отставанием внедрения методических и программных разработок для обеспечения надёжности ЭЭС.

Развитие российской и мировой энергетики на современном этапе и в перспективе характеризуется ростом потребления электроэнергии и

энергоресурсов, изменениями структуры генерирующих мощностей, усложнением схем электрических сетей, интеграцией новых генерирующих, передающих, преобразующих электроэнергию и хранящих энергию технологий, усовершенствованием технологий управления энергосистемами. Для обеспечения достаточного уровня надёжности таких энергосистем необходимо своевременно разрабатывать математические модели и методы анализа и синтеза надёжности, учитывающие специфику работы создаваемых энергосистем. Современные и будущие энергосистемы характеризуются внедрением цифровых технологий. В настоящее время является актуальной проработка вопросов, связанных с организацией цифровых платформ для управления надёжности энергосистемами на всех этапах жизненного цикла. На базе таких цифровых платформ следует организовывать процесс сбора и обработки статистической информации о функционировании энергосистемы и использования её в решении задач управления надёжностью.

Итогом применения методического аппарата анализа и синтеза (оценки и оптимизации) системной надёжности ЭЭС является выработка технических решений по обеспечению оптимального или требуемого (заданного) уровня надёжности ЭЭС, которые должны учитываться при перспективном проектировании, планировании работы и оперативном управлении ЭЭС.

Сочетание методических и программных разработок по обеспечению системной надёжности ЭЭС с оптимально организованной и согласованной методологией перспективного проектирования, планирования работы и оперативного управления ЭЭС обеспечит наилучшие решения по обеспечению надёжности электроснабжения потребителей и максимуму экономической выгоды от деятельности, связанной с потреблением электроэнергии.

Степень разработанности темы исследования. Исследованию задач обеспечения надёжности ЭЭС уделяется большое внимание начиная с момента их появления. Наиболее интенсивное исследование этих задач началось при появлении крупных энергосистем, так как процессы, происходящие в таких системах, являются сложными, и требуется их глубокая методическая проработка.

Можно отметить, что системный характер такие исследования получили в 60-70-х годах прошлого века. В отечественной практике исследований надёжности систем энергетики наиболее значимый вклад был сделан прежде всего благодаря научной и организационной деятельности академика Юрия Николаевича Руденко. Также в истории отечественных исследований заметный вклад в развитие теоретических и методических подходов обеспечения (в смысле оценки и оптимизации) системной надёжности ЭЭС и надёжности её элементов внесли следующие учёные: Л.А. Мелентьев, В.А. Баринков, В.А. Веников, Г.А. Волков, Н.И. Воропай, Ю.Б. Гук, А.Ф. Дьяков, П.В. Илюшин, В.Г. Китушин, Г.Ф. Ковалёв, Н.В. Коровкин, Л.А. Кошечев, А.Л. Куликов, Ю.Н. Кучеров, Н.А. Манов, И.М. Маркович, М.Ш. Мисриханов, В.В. Могирев, А.Н. Назарычев, В.А. Непомнящий, Н.Л. Новиков, В.П. Обоскалов, Б.В. Папков, М.Н. Розанов, С.С. Рокотян, В.Н. Рябченко, В.А. Савельев, Ф.И. Синьчугов, И.А. Ушаков, Ю.А. Фокин, М.Б. Чельцов, Ю.Я Чукреев, А.В. Шунтов, В.И. Эдельман.

В настоящей работе среди прочих решаются задачи анализа послеаварийных установившихся режимов, поэтому отдельно следует отметить исследователей, которые внесли существенный вклад в исследования по анализу установившихся режимов ЭЭС и определению матриц чувствительности и труды которых использованы в работе: О.Н. Войтов, А.З. Гамм, И.И. Голуб, Ю.Е. Гуревич, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, Д.Н. Ефимов, В.И. Идельчик, Л.А. Крумм, Н.А. Мельников, А.А. Окин, С.А. Совалов, Х.Ф. Фазылов.

Из зарубежных исследователей, внёсших значительный вклад в исследования системной надёжности и анализа режимов ЭЭС, научные труды которых использовались в настоящей работе, можно выделить следующих: Р. Алан (R. Allan), Р. Биллinton (R. Billinton), Б.М. Бухгольц (B. Buchholz), Пр. Кондур (Pr. Kondur), В. Ли (W. Li), Д.К. Максвелл (J. C. Maxwell), Ш. Сингх (Ch. Singh), З.А. Стычински (Z. Styczynski), Дж. Эндрени (J. Endreni).

В целом можно заключить, что к настоящему времени отечественными и зарубежными исследователями сделаны значительные наработки в области обеспечения различных видов системной надёжности ЭЭС. Ввиду постоянного

развития ЭЭС и требований по повышению адекватности решений обеспечения надёжности ЭЭС необходима проработка следующих вопросов:

- расширение методической основы понятия «системная надёжность» в направлении учёта специфики моделирования ЭЭС при решении задач планирования режимов и балансов;
- разработка новых и усовершенствование существующих методов оценки различных видов системной надёжности ЭЭС, адекватно отражающих специфику функционирования ЭЭС на разных временных уровнях управления;
- разработка методов оптимизации и выработки управляющих воздействий для обеспечения необходимого уровня различных видов системной надёжности ЭЭС.

Цель работы: разработка математических моделей и методов анализа и синтеза системной надёжности, направленных на повышение обоснованности принимаемых решений на разных этапах управления надёжностью электроэнергетических систем.

В диссертационной работе для достижения поставленной цели были решены следующие **задачи**:

1. Расширение методической основы понятия «системная надёжность ЭЭС» путём ведения нового вида – «плановая надёжность ЭЭС», предназначенной для решения задач, возникающих при планировании режимов и балансов ЭЭС.
2. Совершенствование методики оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло в направлении повышения адекватности применяемых математических моделей ЭЭС, а также повышения её вычислительной эффективности.
3. Разработка методов оптимизации балансовой надёжности для решения задачи выбора резервирования генерирующей и сетевой частей при перспективном проектировании развития ЭЭС.
4. Разработка методики оценки плановой надёжности ЭЭС, основанной на последовательном методе Монте-Карло, в основу которой положено

моделирование набора случайных процессов функционирования энергосистемы на период планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС.

5. Разработка методов решения задач планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС для формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования и исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем.

6. Разработка методики оценки режимной надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло и методов оценки на основании критерия $N-i$ с использованием матриц чувствительности установившихся режимов ЭЭС.

7. Разработка интегральных и дифференциальных моделей установившихся режимов ЭЭС в векторно-матричном виде в форме балансов мощности в декартовой и полярной системах координат.

8. Разработка математических моделей определения физически реализуемого решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности.

9. Разработка принципов создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС на основе интеграции вычислительных средств анализа и синтеза всех видов системной надёжности.

Объект исследования: электроэнергетические системы со сложной структурой и разнообразным составом энергетического оборудования, в том числе с возобновляемыми источниками энергии, системами накопления энергии и сетевыми элементами, обеспечивающими управление их режимными параметрами.

Предмет исследования: методы оценки и оптимизации системной надёжности на всех временных этапах управления современными электроэнергетическими системами.

Научная новизна проведенных исследований заключается в следующем:

1. Введен новый вид системной надёжности ЭЭС, – «плановая надёжность», что в итоге позволяет решать задачи планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС на более качественном уровне по сравнению с существующим.

2. Повышена адекватность и вычислительная эффективность методики оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло в направлениях: разработки методов кластеризации ЭЭС на зоны надёжности; использования квазислучайных последовательностей чисел; разработки алгоритма учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции; совершенствования модели минимизации дефицита мощности; применения методов дифференциальной эволюции и машинного обучения для решения задачи минимизации дефицита мощности.

3. Разработаны методы оптимизации балансовой надёжности ЭЭС большой размерности, учитывающие вероятностные факторы и события, влияющие на этот процесс, что обеспечивает более высокую точность при определении оптимального уровня резервирования генерирующей и сетевой частей при перспективном проектировании развития ЭЭС.

4. Разработана методика оценки плановой надёжности ЭЭС, основанная на последовательном методе Монте-Карло, повышающая адекватность показателей системной надёжности (по сравнению с показателями балансовой надёжности ЭЭС), предназначенных для принятия решений на период планирования работы ЭЭС.

5. Разработаны методы решения задач планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС по направлениям: формирование оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования, применение которых позволяет повысить экономическую эффективность и надёжность ЭЭС при выводе энергетического оборудования в плановые ремонты; исследование долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем, позволяющие повысить эффективность функционирования ЭЭС и минимизировать риски неблагоприятных событий.

6. Предложена методика оценки режимной надёжности ЭЭС, основанная на методе Монте-Карло, повышающая адекватность оцениваемых показателей в виду учёта вероятностных факторов функционирования ЭЭС в оцениваемый момент времени.

7. Предложены новые формы интегральных моделей установившихся режимов ЭЭС в векторно-матричном виде в форме балансов мощности в декартовой и полярной системах координат, повышающие наглядность физического содержания уравнений безотносительно к выбору системы координат и позволяющие проводить их дифференцирование.

8. Разработаны оптимизационные модели определения физически реализуемого решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности, основанный на минимизации суммарных потерь мощности во всех элементах системы.

9. Получены дифференциальные модели установившихся режимов ЭЭС в форме баланса мощности в векторно-матричном виде для получения линейных и нелинейных зависимостей, отражающих влияние изменения мощности в узлах ЭЭС и проводимости линий электропередачи на значения напряжений в узлах ЭЭС.

10. Сформулированы принципы создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС на основе интеграции вычислительных средств анализа и синтеза всех видов системной надёжности.

Теоретическая значимость работы. Расширены фундаментальные основы области исследования системной надёжности электроэнергетических систем. Предложено понятие плановой надёжности, как нового вида системной надёжности, предназначенное для решения определенного класса задач при планировании работы ЭЭС. Осуществлено развитие и разработка методов анализа и синтеза различных видов системной надёжности, направленных на повышение точности получаемых результатов и ускорение вычислительных процессов. Разработаны принципы создания цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем.

Практическая значимость работы. Применение методических разработок анализа и синтеза системной надёжности ЭЭС позволяет повысить корректность выработки управляющих воздействий на всех временных этапах управления надёжностью ЭЭС и тем самым повысить надёжность электроснабжения

потребителей до оптимального или нормативного уровня при минимально возможных экономических затратах. Результаты диссертационного исследования использовались при разработке «Методических указаний по проектированию развития энергосистем». Результаты диссертационного исследования получили высокую оценку Правительства России и были отмечены Премией Правительства России для молодых ученых за 2023 год (копия диплома лауреата премии представлена в *Приложении Б*).

Методология, методы и средства исследования. Методические разработки, представленные в диссертационной работе, основаны на элементах теории системного анализа, теории вероятностей и математической статистики, теории надёжности, теории математического моделирования технических систем, методах непрерывной и дискретной оптимизации, линейного и нелинейного программирования, теории принятия решений, методах имитационного моделирования, в том числе методе Монте-Карло, методах машинного обучения и др. Компьютерное моделирование и численные эксперименты теоретических разработок были проведены в системе компьютерной алгебры «Maple»; на платформе для программирования «MATLAB»; в программно-вычислительном комплексе «АНАРЭС»; а также в комплексе прикладных программ, предназначенных для оценки системной надёжности электроэнергетических систем, созданных под руководством автора этой работы (свидетельства о регистрации программ: *Приложение В*).

На защиту выносятся следующие положения:

1. Новое понятие и его определение – «плановая надёжность ЭЭС».
2. Усовершенствованная методика оценки балансовой надёжности ЭЭС.
3. Новые методы определения оптимального уровня резервирования генерирующей и сетевой частей при перспективном проектировании развития ЭЭС.
4. Методика оценки плановой надёжности ЭЭС, основанная на последовательном методе Монте-Карло.

5. Методы определения оптимальных графиков ремонтов энергетического оборудования на основании показателей плановой надёжности ЭЭС.

6. Методика оценки режимной надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло.

7. Интегральные модели установившихся режимов ЭЭС в векторно-матричном виде в форме балансов мощности в декартовой и полярной системах координат.

8. Дифференциальные модели установившихся режимов ЭЭС первого и второго порядков в векторно-матричном виде в форме баланса мощности в декартовой и полярной системах координат.

9. Принципы создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС.

Обоснование соответствия диссертационной работы паспорту научной специальности. Основные научные положения и результаты диссертационного исследования соответствуют паспорту научной специальности 2.4.3. Электроэнергетика по следующим пунктам:

1. *Пункту 9* паспорта специальности соответствуют положения 2, 3, 5. В диссертационной работе представлены результаты по разработке и применению методов оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем, которые направлены на формирование оптимальной структуры систем с учётом критерия балансовой надёжности.

2. *Пункту 14* паспорта специальности соответствуют положения 7, 8. В рамках проведенных исследований разработаны дифференциальные модели электроэнергетических систем, применение которых позволяет ускорить процесс расчета установившихся режимов электроэнергетических систем по сравнению с традиционными методами расчета. Применение разработанных методов расчета установившихся режимов позволяют вырабатывать оптимальные решения по управлению электроэнергетическими системами с целью обеспечения требуемого уровня режимной надёжности.

3. *Пункту 15* паспорта специальности соответствуют положения 2, 3, 5. Для решения задач оптимизации балансовой и плановой надёжности разработаны методы статической оптимизации, которые позволили решать эти задачи применительно к современным электроэнергетическим системам, обладающих высокой размерностью и неопределённостью.

4. *Пункту 18* паспорта специальности соответствуют положения 1, 2, 4, 6. В рамках диссертационных исследований усовершенствованы и разработаны методики оценки балансовой, плановой и режимной надёжностей электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло.

5. *Пункту 20* паспорта специальности соответствует положение 9. В диссертационной работе представлены результаты по разработке цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем, которые позволяют оптимизировать все информационные потоки при управлении всеми видами системной надёжности. Также для анализа расчетных состояний электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности исследовано применение методов машинного обучения.

Реализация результатов работы. Результаты выполненных диссертационных исследований были представлены в ряде отчетов по проектам фундаментальных исследований СО РАН, выполненных Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева: «Научные основы обеспечения надёжного топливо- и энергоснабжения России и ее регионов при реализации стратегических угроз энергетической безопасности в посткризисный период и до 2030 г.», 2013 г.; «Методические основы учёта фактора надёжности при управлении развитием систем энергетики.», 2013-2016 гг.; «Методические основы учёта фактора надёжности при управлении развитием интеллектуальных энергетических систем», рег. № АААА-А17-117030310450-3, 2017-2020 гг.; «Методические основы и модельно-инструментальные средства исследования проблем энергетической безопасности при формировании вариантов развития ТЭК», АААА-А21-121012090014-5, 2021-2025 гг.

Результаты диссертационной работы использовались при выполнении ряда НИР: «Факторы надёжности и безопасности ИЭС ААС. Общие требования к субъектам электроэнергетики и потребителям в части надёжности. Система показателей надёжности и ответственности за их обеспечение», заказчик - ОАО «НТЦ электроэнергетики», 2010 г.; «Роль внешних источников электроснабжения в обеспечении устойчивой работы ЕЭС России в штатных режимах и условиях ЧС», заказчик – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011 г.; «Разработка концепции обеспечения надёжности в электроэнергетике», заказчики – ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», 2011 г.; «Концепция резервирования величины установленной мощности при планировании работы ЕЭС России», заказчик - Ассоциации «НП Совет рынка», 2011 г.; «Разработка порядка определения величины нормативного резерва генерирующих мощностей в Единой энергетической системе России и изолированных энергосистемах», заказчик - Ассоциации «НП Совет рынка», 2020 г.; «Обосновывающие материалы и основные положения концепции обеспечения энергетической безопасности России на основе надёжности энергоснабжения потребителей», заказчик - АО «Техническая инспекция ЕЭС», 2020 г.; «Разработка методологии и исследование сценариев имплементации возобновляемой и атомно-водородной энергетики в локальные энергетические системы с распределенной генерацией», заказчик - ФГБУН Объединенный институт высоких температур РАН, 2022 г.; «Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года», заказчик - Министерство жилищной политики и энергетики Иркутской области, 2023 г.

Результаты диссертационной работы использовались при выполнении работ по ряду грантов: «Математические модели, методы и алгоритмы синтеза балансовой надёжности при планировании развития интеллектуальных электроэнергетических систем для определения оптимального уровня резервирования генерирующей мощности, структуры и пропускной способности электрической сети», РФФИ, 2022 г.; «Выявление и комплексный анализ фундаментальных факторов, определяющих направленность и масштабы

трансформации угроз энергетической безопасности в регионах Каспийского бассейна на территории России и Азербайджанской Республики», РФФИ, 2020 г.; «Повышение вычислительной эффективности метода Монте-Карло и его применение для оценки надёжности электроэнергетических систем», РФФИ, 2020 г.; «Разработка методов и алгоритмов анализа и синтеза режимной надёжности электроэнергетических систем в режиме реального времени для предотвращения аварийных ситуаций», РФФИ, 2018 г.; «Разработка методов и моделей для оптимального формирования графиков ремонтов энергетического оборудования при планировании работы современных электроэнергетических систем», РФФИ, 2024 г.; «Разработка методов кластеризации электроэнергетических систем при определении показателей балансовой надёжности», РФФИ, 2024 г.

Результаты диссертационной работы используются в образовательном процессе ИРНИТУ, в лекционных курсах, читаемых автором: «Надёжность систем электроснабжения», «Специальные вопросы надёжности систем электроснабжения», «Специальные вопросы надёжности электроэнергетических систем», «Анализ электроэнергетических систем», «Распределенная генерация в системах электроснабжения» (акт о внедрении: *Приложение Г*).

Степень достоверности результатов. Достоверность научных исследований подтверждается корректным использованием математических методов и моделей, воспроизводимостью результатов вычислительных экспериментов, результатами анализа системной надёжности реальных ЭЭС, обсуждением результатов на различных международных и всероссийских конференциях.

Апробация результатов. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научных мероприятиях: Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики» (2009-2025 гг.); VI International Conference «Mathematical Methods in Reliability» (MMR-2009); International Youth Conference on Energetics (2009, 2013 гг.); Всероссийская молодежная конференция «Системные исследования в энергетике» (2008-2010 гг.);

Международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи» (2009, 2014 гг.); Международная конференция «Дискретная оптимизация и исследование операций» (2013 г.); 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (2016 г.); XXVIII конференция Международной ассоциации ТРАВЭК (2018 г.); Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (2019 г.); Конференция Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири по теме: «Планирование и управление электроэнергетическими системами» (2019, 2024 гг.); International Conference «ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management» (2020 г.); International Scientific Electric Power Conference (2021 г.); Всероссийская конференция «9-е Мелентьевские чтения» (2021 г.); Международная научно-техническая конференция «Развитие и повышение надёжности распределительных электрических сетей» (2021-2024 гг.); Международная конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем-2021» (2021 г.); International conference «Energy Systems Research» (2023, 2025 гг.) и др.

Предполагаемые формы внедрения ожидаемых результатов. Часть полученных результатов, представленных в диссертационной работе, уже использовались при выполнении работ по анализу реальных ЭЭС и внедрены в практику управления. В дальнейшем предполагается внедрение результатов работы путём интеграции методических разработок анализа и синтеза системной надёжности в нормативные правовые документы, регламентирующие порядок управления надёжностью ЭЭС, а также внедрение в практику управления реальными ЭЭС программ по расчету и оптимизации системной надёжности (*Приложение В*).

Публикации. По теме диссертационной работы автором опубликовано 50 научных работ, в том числе 21 – в рецензируемых журналах из Перечня рецензируемых научных изданий ВАК, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора

наук по научной специальности 2.4.3. Электроэнергетика (K1, K2). Получено 5 авторских свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка использованных источников и шести приложений. Основной текст содержит 470 страниц, в том числе 56 рисунков, 72 таблицы. Список литературы насчитывает 306 наименований.

Личный вклад автора. Все научно-методические и прикладные результаты, представленные в диссертации, получены лично автором или под его научным руководством и при непосредственном участии. Личный вклад: формулировка задач и направлений исследования, расширение понятийного аппарата, разработка методики оценки плановой надёжности, разработка интегральных и дифференциальных моделей установившихся режимов ЭЭС, разработка принципов создания цифровых платформ для управления системной надёжностью ЭЭС. Совместно с к.т.н. Бояркиным Д.А и к.т.н. Якубовским Д.В. были проведены работы по усовершенствованию методики оценки балансовой надёжности ЭЭС, разработке методов оптимизации балансовой надёжности ЭЭС (частично совместно с к.ф.-м.н. Пержабинским С.М.), разработке методов формирования оптимальных графиков ремонтов энергетического оборудования, а также программная реализация разработанных методов и методик. Совместно с к.т.н. Домышевым А.В. была выполнена разработка методики оценки режимной надёжности ЭЭС.

ГЛАВА 1. Концептуальные особенности учёта надёжности при проектировании развития, планировании работы и оперативном управлении современными электроэнергетическими системами

1.1. Проблемы обеспечения надёжности при управлении современными электроэнергетическими системами

Электроэнергия для современного общества является неотъемлемой частью комфортной жизни и обеспечения личной, общественной, экономической и техногенной безопасности. В истории было немало случаев, когда аварии в энергосистемах и отключение электроэнергии у потребителей приводило к катастрофическим экономическим последствиям и человеческим жертвам. В последние годы системные аварии, например [1-5], становятся гораздо масштабнее и их последствия оказывают все большее негативное влияние на экономику и экологию, обслуживаемой энергосистемой регионов, на жизнь и здоровье людей, что обусловлено рядом факторов:

- *постоянно возрастающая зависимость систем жизнеобеспечения от надёжной работы ЭЭС и надёжного снабжения потребителей электроэнергией.* Обеспечение бесперебойного функционирования ключевых систем жизнеобеспечения (тепло-, водоснабжения, пожаротушения и других) является критическим фактором экономической, экологической и общественной безопасности. Их надёжность напрямую зависит от бесперебойности электроснабжения, поскольку данные системы относятся к потребителям электроэнергии первой категории, обеспечивающих безопасность значительной части населения;

- *дороговизна и высокая чувствительность современных электроприёмников.* Современные модели бытовой электротехники характеризуются повышенной технической сложностью и высокой стоимостью, что обуславливает их строгие требования к качеству электроэнергии. Нарушение нормального

функционирования данного оборудования происходит не только при полном прекращении энергоснабжения, но и при выходе за установленные нормативные пределы таких параметров, как напряжение и частота. Указанные отклонения приводят к двум ключевым последствиям: прямому экономическому ущербу, связанному с выходом оборудования из строя; нарушению технологических процессов, зависящих от непрерывности и качества энергоснабжения.

Универсальность электроэнергии как товара обуславливает её важность для жизнеобеспечения и экономики. Требования к надёжности электроснабжения напрямую зависят от суровости климата. Хотя эта задача актуальна как для жарких, так и для холодных регионов.

Эффективная реализация задач обеспечения надёжности электроснабжения требует проведения комплексного анализа эксплуатационных характеристик потребителей и формализации их индивидуальных требований к параметрам энергоснабжения. Ключевой экономической мерой важности бесперебойной подачи электроэнергии является размер возможного ущерба. Эта величина представляет собой сложную нелинейную функцию, зависящую от множества факторов. При этом, в отличие от относительно простой оценки прямого ущерба, расчёт косвенных потерь сопряжён со значительными трудностями.

Существуют различные системы классификации потребителей электроэнергии. Подход к обеспечению надёжности их электроснабжения определяется принадлежностью к конкретной категории. Примером чего для Российской Федерации служит классификация по категориям, приведённая в [6]. В отечественной электроэнергетике имеется три основные категории надёжности потребителей (и одна особая). Для каждой из них исторически регламентировались строгие нормативы по длительности допустимых отключений и схеме резервирования. Однако в настоящее время эти жёсткие требования смягчены и перешли в сферу договорных отношений. Теперь потребитель может согласовать с энергоснабжающей организацией желаемый уровень надёжности и оплачивать его, либо выбрать альтернативу – строительство собственных генерирующих мощностей.

Как уже отмечено, для современных потребителей критическую угрозу представляют не только отключения электроэнергии, но и нарушение её качественных характеристик [7]. Снижение качества электроэнергии приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования и остановке технологических процессов.

В современных ЭЭС наблюдается устойчивая трансформация роли потребителя: из пассивного получателя электроэнергии он эволюционирует в активного участника управления ЭЭС. Данная парадигмальная смена обусловлена комплексом технологических и экономических факторов. Вместо простого потребления заранее заявленных объёмов, современные потребители устанавливают собственную генерацию и системы накопления энергии (СНЭ), а также участвуют в программах управления спросом, гибко реагируя на сигналы от энергосистемы. Это оказывает прямое влияние на общий уровень надёжности электроснабжения.

Для своевременной защиты потребителей электроэнергии от негативных явлений, из-за нарушения надёжности электроснабжения, необходимо обеспечить в ЭЭС определённый уровень надёжности. Этот уровень должен быть обеспечен на всех временных этапах управления, а также во всех технологических звеньях ЭЭС от звена снабжения электрических станций топливом до распределительных сетей.

Задача обеспечения надёжности является центральной на всех этапах управления ЭЭС – от проектирования до оперативной работы. На её выполнение влияет комплекс факторов, способных вызывать сбои в поставках топлива, отказы оборудования, разбалансировку системы и, как следствие, дефицит мощности и недоотпуск электроэнергии. Эти факторы можно классифицировать на три группы: технологические, организационные и аналитические.

Технологические факторы представляют собой непосредственные физические причины нарушения работоспособности энергооборудования. Генезис данных факторов может быть систематизирован по различным категориям:

природного, техногенного и другого характера [8,9]. Выделим наиболее актуальные факторы для современного состояния ЭЭС:

- *износ производственных фондов* в электроэнергетике традиционно является актуальной проблемой, а при недостаточном внимании к этой проблеме может стать критической. Основным негативным последствием реализации этой проблемы является резкое повышение аварийности энергооборудования и, как итог, снижение надёжности электроснабжения. Для современного состояния отечественных энергосистем это одна из основных проблем, так как в последние годы новое энергетическое оборудование вводится в недостаточных объемах. Особенно это проявляется в области тепловой генерации и электросетевом комплексе. Не стоит забывать, что с увеличением срока эксплуатации энергооборудования растут не только технологические риски его отказа, но и затраты на поддержание в работоспособном состоянии такого оборудования. По данным [10] степень износа основных фондов в электроэнергетике на 2023 год оценивается в 46 %. Как отмечено в [11,12], степень износа оборудования электросетевого комплекса, принадлежащего ОАО «Россети» более 50 %, при этом ОАО «Россети» является ведущей электросетевой компанией России с обширными программами модернизации и перевооружения электрооборудования. Можно ожидать, что ситуация в других электросетевых компаниях с износом основных фондов хуже. По оценкам специалистов, износ генерирующих станций в России существенный и превышает 50%, особенно тяжёлая ситуация в секторе теплогенерации, где уровень износа основных фондов оценивается более 70 %;

- *повышение интенсивности негативных погодных явлений*, приводящих к массовому повреждению энергетического оборудования, а также другим значительным негативным последствиям [1].

К **организационным факторам**, оказывающими существенное влияние на надёжность энергосистем, относятся системные недостатки при управлении ЭЭС, к ним можно отнести:

- *низкое качество и срыв сроков проведения плановых ремонтов энергетического оборудования*. Игнорирование своевременного проведения

ремонт энергоборудования приводит к резкому повышению аварийности. На практике имеет место несоблюдение сроков и объемов выполняемых технологических воздействий и не всегда учитывается фактическое техническое состояние оборудования [12]. Для выполнения ремонтов необходим квалифицированный и особым образом подготовленный персонал, наличие ремонтной оснастки и приспособлений, парк качественных запасных частей и соответствующее финансирование, чего не всегда хватает в сложившихся условиях в отечественной электроэнергетике;

- *дефицит инвестиций на ввод нового оборудования, модернизацию и продление срока службы действующего энергоборудования* самым непосредственным образом влияет на обеспечение надёжности электроснабжения. Наличие инвестиций и рациональное их использование позволяет своевременно проводить модернизацию и реновацию энергоборудования, а также осуществлять в необходимых объемах и в нужные сроки его ремонты. В силу инерционного, долговременного характера освоения инвестиций в электроэнергетике решения по выделению средств должны быть обоснованы и приняты с упреждением, иначе возникнет ситуация с резким снижением надёжности энергосистемы и отрицательным влиянием на экономическое развитие региона и страны;

- *проблема развития энергетического машиностроения, электротехнической промышленности и энергостроительной отрасли* оказывает прямое воздействие на надёжность энергосистем. Эта проблема является составной частью проблемы дефицита инвестиций, так как отсутствие нового строительства, модернизации и реновации в электроэнергетической отрасли приводит к сокращению или ликвидации заказов энерго- и электромашиностроения, что, в свою очередь, приводит к остановке производства энергоборудования, эффективных научных изысканий по разработке новых образцов оборудования и технологий. К тому же энергомашиностроительная база, как и оборудование энергосистем, постоянно нуждается в модернизации и обновлении, поскольку без этого невозможно наладить выпуск современного энергетического оборудования для замены устаревших мощностей;

- *проблемы образования и кадровой политики* в энергетической отрасли являются фундаментальными. Без системности решения этих проблем и приведения в соответствии с потребностями производства количества и качества подготавливаемых специалистов, решение проблемы функционирования отрасли не будет эффективным;

- *отсутствие полной, непротиворечивой и гармоничной системы стандартов, технических регламентов и стандартов организаций*, направленных на регулирование деятельности в области обеспечения надёжности энергосистем. Работа над разработкой, улучшением, дополнением существующих норм и правил при обеспечении надёжности энергоснабжения должна вестись непрерывно и с заделом на будущее. Только в этом случае можно достичь максимально эффективных результатов управления надёжностью энергосистем;

- *отсутствие централизованной системы сбора и обработки данных об аварийности и техническом состоянии энергооборудования* делает невозможным адекватный анализ и прогнозирование надёжности энергосистем. Неструктурированная информация, предоставляемая в разрозненных, неполных и агрегированных форматах без привязки к объектам, причинам, последствиям и времени восстановления, не может быть эффективно использована в задачах оперативного и стратегического управления;

- *проблема разделения ответственности за обеспечение надёжности в электроэнергетике* возникает из-за функционирования на электроэнергетическом рынке большого количества субъектов, которые, по сути, должны работать на единую цель – обеспечение надёжного электроснабжения потребителей. Проблема обеспечения надёжного электроснабжения является задачей целенаправленной управленческой деятельности энергетических компаний и должностных лиц (субъектов отношений), принимающих решения в соответствии с заданными критериями и средствами. В условиях множества участников электроэнергетики с разнонаправленными интересами, эффективная система координации становится критически важной для обеспечения стабильной работы отрасли.

И, наконец, *аналитические факторы* основаны на недостаточном соответствии используемых средств анализа и синтеза надёжности ЭЭС, используемых при проектировании развития, планировании работы и оперативном управлении энергосистем. Как уже отмечено, проблема анализа и синтеза надёжности энергосистем во многом завязана на другие проблемы, в том числе на отсутствие инвестиций в отрасли, сопровождающиеся в том числе проблемами энергомашиностроения и недостаточным анализом текущей и будущей ситуации функционирования и развития энергосистем. Появление в практике управления энергосистемами на разные временные интервалы качественных методических и программных инструментов, учитывающих специфические особенности работы энергооборудования, позволило бы максимально эффективно обеспечивать надёжность энергосистем и их оборудования. По сути, на системное решение этой проблемы и нацелена настоящая диссертационная работа.

1.2. Основные аспекты трансформации современных электроэнергетических систем с позиции обеспечения их надёжности

1.2.1. Технологические аспекты

На всех этапах управления современными ЭЭС, в условиях формирования повышенной значимости электроэнергии для экономики, обеспечения здоровья и жизнедеятельности людей, факторы обеспечения надёжности ЭЭС приобретают исключительно важное значение. Глубокая информатизация процессов управления ЭЭС, повышение темпов управления процессами и повышение ущербов от отказов оборудования требуют существенного повышения уровней надёжности во всех без исключения звеньях ЭЭС, а также согласования (композиции) надёжности звеньев ЭЭС между собой. Ключевыми звеньями системы являются все её сектора – от технологических (производство, преобразование, транспортировка, распределение и потребление электроэнергии) до управленческих, охватывающих все временные

горизонты: от автоматического и оперативного управления в реальном времени до планирования режимов и стратегического развития. В такой сложной системе возрастает роль резервирования, диагностики и самовосстановления как отдельных элементов, так и системы в целом.

Электроэнергетические системы в процессе функционирования постоянно трансформируются и видоизменяются. К числу ключевых причин такой трансформации относятся появление новых потребителей и, как следствие, расширение структуры ЭЭС, внедрение новых эффективных технологий, а также развитие организационных механизмов управления. Существующее многообразие факторов развития порождает множество прогнозных сценариев эволюции электроэнергетики [13-16]. Под все существующие прогнозы формируются концепции, с обоснованием принципов достижения заявляемых целей. В настоящее время разработан ряд концепций, включающих те или иные аспекты развития электроэнергетики, например, 3D, 3C, 6D. Если сконцентрировать внимание на основных направлениях развития, то можно заключить, что в настоящее время и в ближайшем будущем структуру ЭЭС можно представить в виде иерархии разномасштабных энергосистем с различным составом генерирующих, сетевых и управленческих технологий, которые работают в едином режиме с выполнением задач по обеспечению потребителей достаточным количеством электроэнергии требуемого качества [17,18]. Так, в структуре ЭЭС можно выделить следующие технологические уровни: суперсистема (super grid), минисистема (mini grid), микросистема (micro grid), наносистема (nano grid) [19]. Условно эта иерархия представлена на Рисунке 1.1. Предлагаемая структура для российской электроэнергетики имеет как сходства с действующей, так и отличия. Ключевое из них – исторически сложившаяся централизация Единой энергосистемы (ЕЭС) России. Такая модель электроэнергетики характеризуется дуализмом организационно-технологических структур. С одной стороны, доминировала централизованная парадигма, охватывающая как технологический цикл (генерация и транспортировка электроэнергии), так и систему управления. Данная модель, основанная на реализации положительного эффекта масштаба,

обеспечила оптимизацию ключевых параметров ЭЭС и формирование интегрированной суперсистемы. Параллельно развивалась децентрализованная модель, проявляющаяся в создании промышленными предприятиями автономных источников энергоснабжения. Первоначально основной детерминантой такого выбора выступали требования обеспечения специальных показателей надёжности электроснабжения технологических процессов. Образовавшиеся системы электроснабжения предприятий могут быть классифицированы как мини- и микросистемы. В современных условиях наблюдается экспансия децентрализованной модели. Данная трансформация свидетельствует о переходе от монопарадигмальной к плюралистической архитектуре энергосистем, сочетающей преимущества централизованных и распределенных моделей.

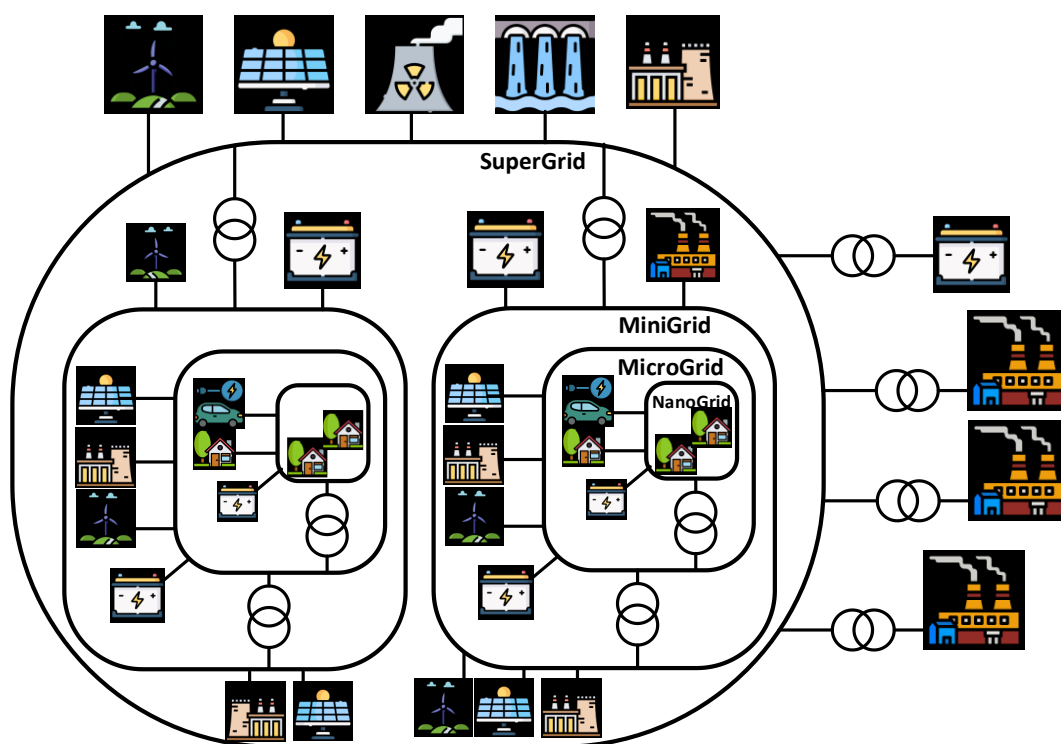


Рисунок 1.1 – Условная структура будущих электроэнергетических систем

Суперсистемы объединяют энергетические объекты на высшем иерархическом уровне. Как правило, в структуру суперсистем входят объекты так называемой основной структуры ЭЭС, например, для ЕЭС России это объекты под напряжением 220 кВ и выше; крупные генерирующие объекты установленной

мощностью свыше 100 МВт; СНЭ промышленного масштаба. Можно выделить следующие функциональные особенности суперсистем: обеспечение межсистемных перетоков мощности; формирование «каркаса» энергосистемы; балансирование энергопотребления в масштабах макрорегиона. Для суперсистем конечными потребителями выступают нижестоящие уровни иерархии ЭЭС. Не исключается возможность прямого подключения крупных промышленных потребителей через понижающие трансформаторы. Данная структурная организация обеспечивает синергетический эффект за счет централизации управления ключевыми энергетическими потоками при сохранении гибкости архитектуры.

Минисистемы интегрируют генерирующие (включая СНЭ) и сетевые элементы класса напряжений до 110 кВ и мощностью до 100 МВт. Такая архитектура позволяет снабжать электроэнергией как конечных потребителей, так и смежные, менее крупные сегменты ЭЭС.

Микросистемы формируются из линий электропередачи и сетевого оборудования напряжением ниже 1 кВ. В современном исполнении такие сети активно интегрируют маломощные генераторные установки и СНЭ различных типов. Потребительская база микросистем включает как собственных потребителей, так и потребителей, относящихся к наносистемам.

Наносистема представляет собой локальную систему энергоснабжения отдельного здания, архитектура которой предусматривает как автономный режим работы, так и электрическое соединение с системой более высокого уровня.

Супер- и минисистемы являются элементами централизации. Микро- и наносистемы являются элементами распределённой энергетики. В будущих энергосистемах, как ожидается, до определённого уровня будет увеличиваться относительная доля распределённой энергетики, но в то же время централизованная энергосистема будет оставаться основой. Данная тенденция вызвана растущим спросом на мощность и электроэнергию, для удовлетворения которого требуются всё более значительные ресурсы. Параллельно с этим развиваются и другие процессы, повышающие экономическую эффективность и

надёжность ЭЭС. С одной стороны, доступность дешёвого топлива или развитие ВИЭ и СНЭ создаёт предпосылки для роста распределённой генерации, делая автономное энергоснабжение выгодным для частных домохозяйств. С другой стороны, эффект масштаба продолжает стимулировать строительство крупных электростанций и усиление системообразующих связей для перетоков на большие расстояния.

При централизации электроснабжения основные свойства, характеризующие ЭЭС улучшаются по следующим направлениям:

- надёжность: усиление системообразующих и межсистемных связей – прямой способ повышения надёжности энергосистемы и организации потоков мощности в порядке взаимопомощи в дефицитные энергорайоны из избыточных;

- экономичность: здесь прежде всего необходимо отметить рыночную составляющую, на основании которой осуществляются услуги по передаче электроэнергии от дешевых источников в энергорайоны с дорогой выработкой электроэнергии. В настоящее время по этому пути активно развиваются различные энергообъединения в мире. Можно отметить пример европейской интеграции энергосистем и организации рынков электроэнергии [20], организация рынка электроэнергии Евразийского экономического союза [21];

- экологичность: как правило крупные экологически чистые источники энергии возможно создать только вдали от центров потребления электроэнергии. Для её передачи на дальние расстояния необходимо создание крупных ЛЭП.

При развитии централизации необходимо обратить внимание на проблему обеспечения энергетической безопасности. В ряде случаев создание мощных источников энергии с соответствующими электрическими связями может привести к дефицитности определённых энергорайонов, так как основной объём мощности для покрытия в них нагрузки передается извне. В таких случаях необходимо предусматривать дополнительные резервы генерирующей мощности.

Далее проанализируем более подробно основные направления развития современных ЭЭС и их влияние на надёжность ЭЭС.

Децентрализация энергетики

Децентрализация является одним из ключевых направлений преобразования ЭЭС. Практически во всех концепциях развития электроэнергетики децентрализация играет одну из ключевых ролей. Причем децентрализация может пониматься с разных позиций, во-первых, в современных концепциях развития децентрализация, понимается, по большей степени, как процесс развития распределённой генерации и распределённой энергетики в целом. Семантика термина «децентрализация» в российской электроэнергетике требует уточнения. В отличие от зарубежного понимания (распределённая генерация как часть единой системы), в отечественных источниках под децентрализацией традиционно подразумевается создание локальных, изолированных от центральной сети систем электроснабжения. Во-вторых, децентрализация может рассматриваться в смысле децентрализованного управления ЭЭС. В этой работе будет прослеживаться понимание в смысле развития распределённой энергетики; если речь будет идти о децентрализованном управлении, то об этом будет сказано отдельно. Формирование распределённых энергетических комплексов микро- и наноуровня представляет собой существенный фактор структурной децентрализации в современной электроэнергетике. Воздействие данного процесса на системные характеристики ЭЭС проявляется в следующем:

- Надёжность: Развитие распределённой генерации оказывает комплексное положительное влияние на показатели надёжности электроснабжения. Это достигается за счёт двух ключевых факторов:

1. Сокращение цепочки поставки: Источники энергии располагаются вблизи потребителей, что минимизирует зависимость от протяжённых и уязвимых сетей передачи и распределения.

2. Избыточность и живучесть системы: Наличие множества средних и малых генерирующих установок создаёт избыточность. Выход из строя одного из источников легко компенсируется за счёт остальных, не приводя к значительным перебоям.

Наряду с положительными сторонами существуют и отрицательные. При снабжении топливом каждого источника энергии повреждению могут быть подвергнуты топливоснабжающие системы, усложняется настройка релейной защиты и автоматики, снижается контроль технического состояния объектов генерации, из-за проведения собственной технической политики каждым собственником [22];

- Экономичность: развитие распределённой генерации имеет двойственное влияние на экономику энергоснабжения. С одной стороны, наблюдается снижение экономической эффективности процесса генерации, обусловленное двумя ключевыми факторами: уменьшением единичной мощности генерирующих установок; ростом удельной стоимости производства электроэнергии. С другой стороны, формируются компенсаторные механизмы. К ним относятся: оптимизация режимов работы распределённых источников; использование ценовых арбитражных возможностей; максимизация доходности за счёт участия в рынках системных услуг;

- Экологичность: напрямую зависит от топливной структуры распределённой генерации. Использование угля в малых установках сопряжено с негативными последствиями на всех этапах – от логистики топлива до выбросов продуктов сгорания, что существенно ухудшает экологическую обстановку в регионе. В то же время применение природного газа позволяет достичь уровня экологичности, сопоставимого с крупными централизованными электростанциями. Также имеются свои особенности и в случае использования ВИЭ. В целом оценка экологического эффекта будет сильно зависеть от технологий распределённой энергетики.

При развитии децентрализованных источников энергии уровень энергетической безопасности будет повышаться. При этом уровень технической безопасности будет снижаться, так как возрастает протяженность опасных технических коммуникаций, например, распределительных газоснабжающих систем, которые относятся к объектам высокой опасности.

Декарбонизация энергетики

Стимулом для декарбонизации энергетики служит глобальная экологическая повестка. В частности, данная задача закреплена на международном уровне в качестве одной из ключевых целей Парижского соглашения¹. Основным инструментом декарбонизации выступает развитие ВИЭ. Его активное продвижение в мировой электроэнергетике обусловлено тремя ключевыми факторами: значительным технологическим прогрессом в области самих ВИЭ и СНЭ, растущим дефицитом или логистическими ограничениями на поставки органического топлива во многих регионах и возрастающим спросом на электроэнергию со стороны потребителей. Как следует из данных, представленных на Рисунке 1.1, ВИЭ, часто в комбинации с СНЭ, демонстрируют активное развитие на всех иерархических уровнях ЭЭС. На уровне суперсистем наблюдается масштабное внедрение объектов ветровой и солнечной генерации (соответственно, ВЭС и СЭС), характеризующихся значительной установленной мощностью. Данная тенденция отражает глобальный переход к декарбонизации энергетического сектора и требует решения комплекса технологических задач, связанных с: интеграцией переменной генерации в энергосистему; обеспечением баланса производства и потребления; модернизацией сетевой инфраструктуры; развитием систем прогнозирования выработки ВИЭ. Указанные процессы оказывают трансформационное воздействие на архитектуру и принципы управления современными ЭЭС. Уже эксплуатируемые самые крупные ВЭС, имеют мощность более 1 ГВт, такая же ситуация с СЭС. Из СНЭ, на уровне суперсистем можно отметить развитие не только гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), существуют проекты по разработке и развитию и других видов СНЭ большой мощности. На уровне минисистем в общем объеме ВИЭ получили свое максимальное развитие. Так же, как и в суперсистемах, в минисистемах преимущественно развиваются ВЭС и СЭС, но можно отметить точечное развитие приливных электрических станциях. Относительно СНЭ в

¹ Соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 года

минисистемах можно заключить, что помимо ГАЭС развиваются и их другие виды, например, электрохимические СНЭ. В микросистемах находят развитие самое большое разнообразие ВИЭ; кроме ВЭС и СЭС здесь развиваются разные виды энергоисточников, например, био-теплоэлектроцентрали (Био-ТЭЦ). Микросистемы характеризуются значительным полиморфизмом применяемых технологий накопления энергии, включая комбинированные решения с использованием различных физических принципов аккумулирования. На уровне наносистем наблюдается выраженная технологическая специализация: доминирующее положение занимают фотоэлектрические установки, при параллельном внедрении других видов возобновляемой генерации. В сегменте накопления энергии превалируют электрохимические системы, что обусловлено их компактностью, модульностью и удовлетворительными удельными характеристиками.

Влияние ВИЭ на надёжность электроснабжения неоднозначно. Распределённый характер ВИЭ позволяет повысить надёжность системы. Интеграция ВИЭ на всех уровнях энергосистемы создаёт дополнительное резервирование генерирующих мощностей. В микро- и наносистемах использование ВИЭ позволяет обеспечить автономное электроснабжение, минимизируя зависимость от распределительных сетей – традиционно наименее надёжного звена в цепочке. Но, стоит отметить, возникающие трудности при управлении ЭЭС из-за специфических режимов работы ВИЭ.

С экономической точки зрения, ВИЭ характеризуются высокой долей капитальных расходов при низких эксплуатационных затратах. При этом, как показывает мировая практика, удельные капитальные вложения в объекты ВИЭ демонстрируют устойчивую тенденцию к снижению.

Хотя ВИЭ позиционируются как экологически чистые источники энергии, ряд экспертов указывает на их значительный «углеродный след». Речь идёт о выбросах, связанных с производством оборудования, его транспортировкой и утилизацией.

Влияние ВИЭ на энергетическую безопасность в целом оценивается положительно. Интеграция возобновляемых источников в сочетании с

обоснованным резервированием приводит к диверсификации топливно-энергетического баланса, снижая зависимость от импорта ископаемого топлива и повышая устойчивость энергосистемы.

Особое место в декарбонизации занимает развитие СНЭ, предназначенных для компенсации различных видов неравномерности в ЭЭС. Ключевыми задачами СНЭ являются:

1. Выравнивание стохастической генерации ВИЭ.
2. Повышение надёжности электроснабжения за счёт компенсации отказов основного оборудования, выполняя функцию быстродействующего резерва мощности.
3. Решение фундаментальной проблемы энергетики – пространственно-временного разделения процессов генерации и потребления, что минимизирует негативные режимные явления.

Современные технологии позволяют интегрировать СНЭ во все иерархические уровни ЭЭС, при этом для каждого уровня оптимальны свои решения. Например, в суперсистемах доминируют ГАЭС, тогда как в наносистемах применяются преимущественно электрохимические аккумуляторы.

В настоящее время активно исследуется возможность накопления энергии в виде водорода. Согласно прогнозам международных энергетических организаций, к 2050 году водород может занять до 15% в структуре мирового энергопотребления.

Цифровизация энергетики

Цифровизация в современной электроэнергетике получает все более стремительное развитие. Это направление получило свое развитие до его широкого тиражирования. Элементы цифровизации применялись и применяются в диспетчерском управлении, в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики. В настоящее время цифровые технологии находятся в срезе интенсивного развития в электроэнергетике [16].

1.2.2. Организационные аспекты

Развитие современных энергосистем в условиях рыночных отношений формирует требования к субъектам электроэнергетики по обеспечению как системной надёжности, так и надёжности электроснабжения конечных потребителей. При этом часть потребителей занимает всё более активную позицию в решении этой задачи. Наложение обязательств по поддержанию надёжности на субъекты отношений в электроэнергетике предполагает и соответствующую ответственность за выполнение этих обязательств. В таких условиях для обеспечения требуемого уровня системной надёжности и надёжности электроснабжения потребителей необходимо разработать и реализовать на практике непротиворечивую систему вовлечения субъектов электроэнергетического рынка в обеспечение системной надёжности на всех этапах управления ЭЭС как с нормативно-правовой, так и экономической точек зрения. Создание подобной системы предполагает реализацию конкретных механизмов и инструментов по управлению ЭЭС. В первую очередь необходимо обратить внимание на доработку нормативной правовой системы, обеспечивающей прозрачное разделение функций по поддержанию надёжности энергетических систем для всех участников электроэнергетических отношений. Такая система должна быть построена с четкой иерархией, где на каждом уровне управления четко обозначены ответственные лица. Следовательно, институциональное закрепление функциональных обязанностей и зон ответственности за каждым субъектом ЭЭС создает необходимые предпосылки для формирования прозрачной системы координации действий, минимизации транзакционных издержек взаимодействия и повышения эффективности управления энергосистемой.

Электроэнергетическая система является единым механизмом, в котором в едином режиме работают различные энергетические объекты, принадлежащие различным субъектам электроэнергетического рынка. В подобных условиях управления требуется разработка правил определения разграничения балансовой принадлежности между смежными объектами электроэнергетики для

формирования требований для энергетических компаний по соблюдению требований к уровням надёжности обслуживаемых объектов с целью дальнейшего согласования надёжности технологических звеньев ЭЭС. Для этого требуется разработка понятных и действенных механизмов штрафных санкций и определённых мер ответственности для участников электроэнергетического рынка в случаях недостаточное обеспечения надёжности своей инфраструктуры.

В основу управления современными ЭЭС заложены рыночные отношения. В соответствии с существующей нормативной правовой базой управление системной надёжностью в РФ практически по всем направлениям опирается на четкие правила и инструкции, не попадающие под рыночные отношения [23,24]. В таких условиях целесообразно развитие конкурентоспособного рынка системных услуг по привлечению субъектов электроэнергетики к обеспечению системной надёжности на всех этапах управления энергосистемами.

Важным моментом при обеспечении требуемого уровня системной надёжности ЭЭС является контроль за соблюдением и выполнением нормативных и законодательных норм поддержания надёжности энергетического оборудования и системной надёжности на требуемом уровне. Это возможно при реализации иерархической системы контроля за выполнением таких требований. Причем, управление такой системой должно быть возложено на независимую, лучше государственную, структуру с наделением широких полномочий по возможностям ознакомления с реальным положением дел с поддержанием надёжности в энергокомпаниях управляющих энергетическими объектами.

Непрерывный мониторинг надёжности ЭЭС в оперативном режиме с глубоким анализом причин нарушений работоспособности элементов и нарушения электроснабжения потребителей и донесения результатов до заинтересованных субъектов электроэнергетического рынка будет способствовать своевременному принятию нужных мер для поддержания надёжности энергетического оборудования. Особое внимание требуется уделять разбору причин крупных системных аварий с выработкой рекомендаций всем субъектам электроэнергетики для дальнейшей эксплуатации их оборудования.

Одним из основополагающих факторов при анализе системной надёжности для будущих режимов и структур ЭЭС является достоверная информация о надёжности энергетического оборудования за ретроспективный период. В практической деятельности важно организовать системный сбор и обработку информации о надёжности работы энергетического оборудования и ЭЭС в целом за ретроспективный период. Таким образом, создание системы сбора, обработки и использования в дальнейшей аналитической и практической работе информации об аварийности энергетического оборудования, причем с подробной характеристикой и классификацией внешних и внутренних условий функционирования энергетического оборудования является одним из ключевых элементов в системе обеспечения системной надёжности.

Интегральным результатом по обеспечению системной надёжности является формированию системы управления, охватывающей все уровни технологического и временного управления с использованием передовых математических и информационных технологий в этой области и отладкой процессов получения обратных связей для быстрого учёта и решения возникающих трудностей и реализации управляющих воздействий, непосредственно, на практике. Для этого требуется постоянная поддержка и развитие исследований в области обеспечения надёжности ЭЭС с непрерывным процессом внедрения в производство усовершенствованных механизмов, методов и средств анализа и синтеза надёжности.

1.3. Комплексность понятия «системная надёжность» электроэнергетических систем и обоснование целесообразности введения понятия «плановая надёжность»

Понятие надёжность как свойства технической системы возникло одновременно с появлением самих таких систем и осознанием стоимости отказов их элементов. По мере усложнения структуры систем и роста числа элементов это

понятие совершенствовалось и формализовывалось. Особую актуальность надёжность приобрела именно в ЭЭС, где процессы распространяются мгновенно, а их нарушение может повлечь значительные последствия.

В монографии [25] представлена одна из первых классификаций свойств, характеризующих системы энергетики, среди которых присутствует свойство «надёжность». Надёжность была отнесена к группе свойств «функционирование» и разделялась на три единичных свойства: безотказность, устойчивость и живучесть. Такая декомпозиция комплексного свойства «надёжность», хоть и не в полной мере охватывает всю комплексность, но все же позволила на каком-то уровне внести ясность в проблему обеспечения надёжности при функционировании ЭЭС (оперативном управлении). Всё же, в рамках этой классификации многие задачи, требующие учёта надёжности, в том числе при оперативном управлении не охвачены, это прежде всего задачи надёжности самого управления и систем управления, задачи сбора, обработки и использования данных об ЭЭС и надёжности её элементов, а также ряд других задач.

Последующая разработка концептуальных и теоретических основ свойства надёжность представлена в [26,27 и др.]. В этих работах сделано подробное описание комплексного свойства надёжность и выделены следующие единичные свойства: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимная управляемость, живучесть и безопасность (техническая). Такая классификация комплексного свойства надёжности на момент её разработки являлась полной и отвечала всем требованиям решения задач на её основе. В рамках этой классификации увязывались задачи управления надёжностью ЭЭС на всех технологических и временных уровнях.

В [28] представлена систематизация терминологии в области надёжности, где осуществлена классификация единичных свойств на две основные группы: базовые (первичные) свойства надёжности: безотказность, восстанавливаемость, долговечность, сохраняемость; и сопряженные (производные) свойства надёжности: готовность (балансовая надёжность); устойчивоспособность; живучесть; управляемость; ремонтпригодность. Введение свойства

«восстанавливаемость» представляется методологически обоснованным, несмотря на определенную семантическую близость с «ремонтпригодностью». Согласно установленной терминологии, «восстанавливаемость» характеризует способность системы к автоматическому восстановлению работоспособности (например, посредством автоматического повторного включения), что составляет важнейший аспект функционирования современных ЭЭС. Данная классификация отражает эволюцию понятийного аппарата и учитывает специфику энергетического оборудования, обеспечивая более адекватное описание свойств надёжности сложных технических систем к восстановлению при действии автоматики, например, автоматически повторного включения, что является важной составляющей функционирования ЭЭС. Стоит обратить внимание на несколько аспектов терминологии [28]. Во-первых, балансовая надёжность не является единичным свойством. Балансовая надёжность представляет собой специализированный вид системной надёжности, характеризующийся минимальным набором структурных компонентов, включающим: безотказность как фундаментальное свойство непрерывной работоспособности; ремонтпригодность как ключевой атрибут восстановления функциональности. Во-вторых, ремонтпригодность обладает всеми критериальными признаками базового свойства надёжности, что подтверждается её интеграцией в основные методики оценки надёжности и использованием соответствующих показателей в качестве стандартизированных метрик; и универсальным применением в различных отраслевых стандартах. В-третьих, в терминологии [26,27] справедливо, особенно для ЭЭС, представлено свойство: режимная управляемость и дано его корректное определение, в отличие от терминологии [28], где исчезло слово «режимная» и трактовка этого термина стала несколько абстрактной. В-четвёртых, в [28] не представлено свойство «безопасность», что является неверным, по причине того, что обеспечение надёжности энергообъектов прямым образом зависит от обеспечения их технической безопасности.

В настоящее время в виду структурно-технологических и организационных преобразований в энергетике предлагаются варианты по расширению смыслового

наполнения понятия «комплексное свойство надёжность». Например, в [29] отмечается, для современных ЭЭС требуется дополнение и расширение свойства «надёжность» понятиями кибербезопасность, уязвимость, стойкость, достоверность.

Стоит отметить, что отечественная трактовка комплексного свойства «надёжность», состоящего из ряда единичных свойств, во многом совпадает с зарубежной трактовкой, например, трактовкой Международной энергетической комиссии (МЭК) [30]. В соответствии с этой трактовкой комплексное свойство надёжность включает следующие единичные свойства: доступность, безотказность, восстанавливаемость, ремонтпригодность (следует отметить, что в терминологии МЭК есть разделение между восстанавливаемостью и ремонтпригодностью), эффективность технического обслуживания, а в некоторых случаях и другие характеристики, такие как долговечность, режимная надёжность и безопасность.

Как отмечено ранее, развитие цифровых технологий и создание цифровых систем управления в современных ЭЭС формирует новые и усиливает существующие аспекты надёжности. В частности, возрастает значимость свойства «режимная управляемость», в показателях которой может быть отражена надёжность самой системы управления, приобретающей всё более централизованный характер. При этом система управления сама по себе обладает всеми единичными свойствами, составляющими комплексное свойство надёжность. Кроме того, интеграция в ЭЭС разнородных технологий различной мощности усложняет процесс управления. Оценка режимной управляемости позволяет учесть эту специфику и сформулировать соответствующие требования.

Также в контексте надёжности целесообразно рассматривать свойство «наблюдаемость», характеризующее ЭЭС такими показателями, как коэффициент наблюдаемости и вероятность ошибки наблюдаемости.

Исходя из изложенного, можно заключить, что наиболее полно и правильно характеризует комплексное свойство надёжность ряд единичных свойств,

представленных в [26,27]. При этом к набору единичных свойств необходимо добавить: восстанавливаемость и наблюдаемость.

Формально определение надёжности систем энергетики следующее: надёжность - это комплексное свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определённых условиях функционирования [28]. Применяя это определение к ЭЭС переформулируем: надёжность ЭЭС определяется как комплексное свойство, характеризующее её способность выполнять основные функции по генерации, транспорту и распределению электрической энергии при соблюдении следующих условий: обеспечение требуемых объемов электропотребления, соблюдение стандартизированных показателей качества электроэнергии, поддержание бесперебойности энергоснабжения при учёте вероятностной природы отказов элементов, влияния плановых ремонтов на генерирующие и сетевые элементы, стохастическом характере нагрузочных режимов, комплексе внешних и внутренних возмущающих воздействий. Данная дефиниция устанавливает системную взаимосвязь между детерминированными требованиями к функционированию ЭЭС и вероятностными характеристиками её эксплуатации, формируя методологическую основу для разработки критериев и показателей надёжности [31,32].

В методологии обеспечения надёжности ЭЭС понятие системной надёжности занимает центральное положение. Системная надёжность – это надёжность системы как сложного технического или производственного объекта (системная надёжность включает балансовую (готовность) и режимную составляющие) [28,31].

Балансовая надёжность – это свойство объекта удовлетворять требования потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учётом запланированных и незапланированных перерывов в работе его элементов и эксплуатационных ограничений. Если сделать композицию единичных свойств формирующих балансовую надёжность, то в предмет рассмотрения можно включить безотказность и ремонтпригодность [33].

Режимная надёжность – это свойство объекта сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях. Композиция единичных свойств, составляющих режимную надёжность состоит из безотказности, восстанавливаемости, устойчивоспособности, живучести, управляемости.

Балансовая и режимная надёжность как комплементарные категории находят дифференцированное применение в контуре управления ЭЭС. Условно этапы управления ЭЭС можно разделить на следующие:

- оперативное управление ЭЭС;
- планирование работы ЭЭС;
- перспективное проектирование ЭЭС.

Этап оперативного управления характеризуется минимальным временным горизонтом. Временной горизонт большинства задач при планировании работы ЭЭС составляет один год, но оно может быть выполнено и на более долгий срок до двух лет. При этом этот этап планирования делят на несколько составляющих: краткосрочное планирование, как правило, до 3 суток, в рамках работы рынка электроэнергии; среднесрочное планирование до квартала и долгосрочное планирование до года и более. Следующим этапом управления ЭЭС является перспективное проектирование развития, которое может проводиться на срок до 10-15 лет.

При обеспечении режимной надёжности ЭЭС требуется в процессе он-лайн управления оценить риск (вероятность) развития системных аварий и определить набор управляющих воздействий для снижения этой вероятности [34].

Анализ и обеспечение балансовая надёжности проводится при проектировании развития ЭЭС. Ключевой особенностью методологии является то, что оценка балансовой надёжности учитывает исключительно баланс активной мощности и пропускную способность элементов по активной мощности. Режимные параметры – такие как напряжение в узлах и перетоки реактивной мощности – не анализируются. Данное допущение влияет на точность итоговых результатов анализа режимов и расчетных показателей надёжности [33].

На всех этапах управления ЭЭС возникает множество задач, которые не всегда поддаются решению с помощью методов режимной и балансовой надёжности. В частности, это касается задач, связанных с планированием работы ЭЭС, например: формирование графиков плановых ремонтов энергетического оборудования; планирование диспетчерских графиков; оценка рисков негативных явлений (событий) в ЭЭС при воздействии различных внешних и внутренних факторов на её оборудование; выбор состава включенного генерирующего оборудования и другие. В методическом плане основным ограничением режимной надёжности является временная ограниченность оценки. Это связано с тем, что надёжность ЭЭС оценивается в определенном режиме, тогда как при планировании работы ЭЭС необходимо оценить надёжность за определенный промежуток времени, учитывая различные случайные и неслучайные процессы, происходящие в системе. В случае балансовой надёжности основным ограничением являются допущения, принимаемые при оценке. Эти допущения вполне оправданы при перспективном проектировании развития, когда существует высокая неопределенность в прогнозах потребления и условиях функционирования ЭЭС, и требуется провести достаточно грубые оценки режимов работы энергетического оборудования и не учитывать случайные процессы, происходящие в ЭЭС. Такие допущения при моделировании ЭЭС при решении задач планирования работы могут приводить к искажению складывающейся ситуации и некорректному определению показателей надёжности.

Следовательно, для эффективного решения задач планирования работы ЭЭС требуется разработка соответствующего методического аппарата. Целесообразно ввести третью составляющую системной надёжности — «плановую надёжность», которая дополнит существующие балансовую (перспективную) и режимную (оперативную) составляющие, формируя тем самым комплексный подход к оценке надёжности ЭЭС на разных этапах управления (Рисунок 1.3) [35].

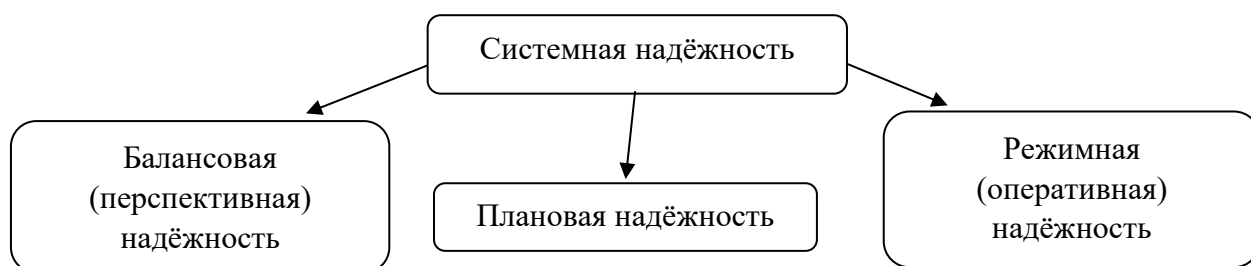


Рисунок 1.3 – Виды системной надёжности ЭЭС

Введение дополнительного вида системной надёжности ЭЭС, а именно плановой надёжности, и разработка методического аппарата оценки и оптимизации этого вида системной надёжности позволяет решать задачи, возникающие при планировании работы ЭЭС, на более качественном уровне, по сравнению с применением существующих наработок по режимной и балансовой надёжностям. Стоит отметить, что методика оценки всех видов системной надёжности принципиально имеет одинаковый характер: формирование расчетных состояний ЭЭС; анализ режимов расчетных состояний ЭЭС; вычисление показателей того или иного вида системной надёжности ЭЭС. Отличие заключается в деталях, которые формируются на основании требований к решению задач синтеза надёжности на соответствующем временном этапе (оперативное управление, планирование работы, перспективное проектирование). Так, при оценке плановой надёжности должны моделироваться случайные процессы функционирования энергосистемы за требуемый период времени. Это позволяет корректно отразить режимы работы энергетического оборудования в последовательные периоды времени и, тем самым, учесть возникающие при этом ограничения, которые в свою очередь могут приводить к ограничению в поставке мощности и электроэнергии потребителям. Такое моделирование особенно актуально в современных ЭЭС, в которые интегрируются ВИЭ и СНЭ, имеющие крайне стохастический характер режимов работы в последовательные периоды времени. Методика оценки плановой надёжности должна адекватно отражать динамику случайных процессов в ЭЭС на заданном временном интервале и обеспечивать достоверное моделирование режимов её работы. Необходимость моделирования динамики процессов в ЭЭС основывается на следующих предпосылках. Во-первых, как уже отмечено, в

современных энергосистемах интенсивно развиваются технологии накопления энергии. Существуют разные виды накопителей энергии, но все виды объединяет то, что процесс накопления/выдачи мощности и энергии является последовательным и зависит от внешних и внутренних условий работы ЭЭС. Поэтому важно соблюдать последовательность режимов работы ЭЭС. Во-вторых, отказы и восстановления элементов ЭЭС являются последовательными событиями, продолжительность и совпадение таких событий влияет на уровень системной надёжности, поэтому для их адекватного представления важно моделировать последовательность их появления. В-третьих, в современных ЭЭС интенсивно вводятся ВИЭ, у которых выработка электроэнергии и мощности является высоко стохастичной и для поддержания требуемого уровня надёжности ЭЭС необходимо учитывать манёвренность генерирующего оборудования, чтобы корректно моделировать процесс ввода/вывода из работы резервного генерирующего оборудования для компенсации этих небалансов.

Принципиальным отличием методики оценки плановой надёжности ЭЭС является отказ от кластеризации ЭЭС на зоны надёжности, характерной для балансовых расчетов, и переход к анализу на основе полной модели системы (модель узлы/ветви). Это позволяет точно отразить режимы работы ЭЭС и энергетического оборудования и учесть режимные ограничения при вычислении дефицитов мощности, корректно учитывать балансы активной и реактивной мощностей.

В целом, можно заключить, что введение нового вида системной надёжности, а именно плановой надёжности, позволяет получать показатели надёжности ЭЭС адекватные, т.е. максимально точно отражающие надёжность ЭЭС для рассматриваемого периода управления по сравнению с другими видами системной надёжности, что в итоге позволяет повысить эффективность решения задач планирования работы (режимов и балансов) ЭЭС.

1.4. Принципы и средства обеспечения системной надёжности на разных этапах управления электроэнергетическими системами

В современных условиях управления ЭЭС можно сформулировать следующие основные принципы обеспечения системной надёжности ЭЭС:

- для обеспечения системной надёжности на этапе проектирования развития ЭЭС требуется использование достоверных планов социально-экономического развития, обслуживаемого ЭЭС региона и достоверных прогнозных данных о развитии и стоимости энергетического оборудования, наличия и стоимости энергетических ресурсов, максимально достоверной информации о показателях надёжности энергетического оборудования. Основной целью управления системной надёжности на этом этапе является выработка эффективных решений для обеспечения обоснованных значений показателей надёжности электроснабжения потребителей, которые (показатели) должны быть обоснованы в соответствии с уровнем развития экономики;

- обеспечение системной надёжности при планировании режимов и балансов ЭЭС требует выработки скоординированных решений между всеми субъектами электроэнергетического рынка, а также координация деятельности организаций и компаний, которые могут непосредственным образом влиять на уровень системной надёжности ЭЭС. В первую очередь это организации, задействованные в водохозяйственной деятельности при наличии ГЭС, организации, снабжающие электростанции органическим топливом, организации, осуществляющие ремонты энергетического оборудования и другие. Для корректного решения задач на этапе планирования работы ЭЭС необходимо использовать эффективный математический и программный инструментальный анализа и синтеза системной надёжности, отражающий специфику случайных процессов, происходящих в ЭЭС. Основной целью управления энергосистемой на этом этапе является обеспечение требуемого уровня системной надёжности;

- для обеспечения системной надёжности используются средства всех субъектов электроэнергетического рынка – генерирующие и сетевые компании,

потребители электроэнергии и мощности, другие субъекты. Организация, координирующая техническое управление ЭЭС (системный оператор), должна обеспечить согласованное и гармонизированное использование средств всех субъектов электроэнергетического рынка по обеспечению надёжности. При этом системный оператор и другие организации, управляющие ЭЭС, должны использовать достоверные и передовые математические и программные средства анализа системной надёжности и синтеза оптимальных управляющих воздействий. Результатом этого управления является обеспечение требуемого уровня системной надёжности при оперативном управлении ЭЭС.

В нормальных режимах эксплуатации ЭЭС управляющие воздействия осуществляются в рамках коммерческих принципов при соблюдении требований и ограничений по надёжности. Однако при возникновении угрозы аварии, в предаварийных условиях и в процессе ликвидации аварийных ситуаций приоритет должен быть безусловно обеспечен системному оперативному и противоаварийному управлению над коммерческим [23,24].

Обеспечение системной надёжности ЭЭС возможно многими средствами, для каждого временного этапа управления эти средства могут как совпадать, так и иметь определённую специфику. В процессе управления ЭЭС для обеспечения системной надёжности существует так называемы технические и организационные средства, причем стоит понимать, что организационные средства зачастую имеют такую же эффективность, как и технические. В обоих случаях требуется тщательный анализ использования этих средств, так как в случае нерационального их использования, эффективность управления ЭЭС снижается.

1.5. Направления развития средств анализа и синтеза системной надёжности электроэнергетических систем

Современные тенденции развития ЭЭС, углублённое понимание протекающих в них процессов, а также прогресс в области математического

моделирования и информационных технологий формируют новые требования и стандарты к анализу и синтезу системной надёжности. К тому же, расширение понятийного аппарата при обеспечении системной надёжности требует расширения и формализации методического и вычислительного аппаратов. Стоит отметить, что тематика исследований системной надёжности выходит за рамки настоящей работы и некоторые задачи, решение которых достаточно хорошо проработано на сегодняшний день в настоящей работе не рассматриваются, а только упоминаются для формирования целостной картины рассматриваемой проблематики. Далее рассмотрим основные направления развития исследований всех видов системной надёжности ЭЭС, решаемые в настоящей работе.

Балансовая надёжность ЭЭС традиционно исследуется при перспективном планировании развития. При этом в практике ряда зарубежных энергокомпаний и государственных органов оценка балансовой надёжности является обязательным элементом долгосрочного планирования эксплуатации энергосистем [36]. Оценка балансовой надёжности заключается в расчёте показателей, отражающих вероятность бездефицитного снабжения потребителей электроэнергией и мощностью, а также характеризующих надёжность элементов ЭЭС. Наиболее развитой методикой такой оценки является подход, основанный на методе Монте-Карло [33,37,38]. Именно на основании этой методики разработаны существующие промышленные решения (программно-вычислительные комплексы) этой задачи. Остановимся на основных направлениях развития или требованиях при оценке и синтезе балансовой надёжности ЭЭС [39], решаемых в этой работе:

1. Формирование расчетных схем ЭЭС, соответствующих условиям развития. Методология оценки балансовой надёжности основана на кластеризации ЭЭС на зоны надёжности, соединенные межзональными связями. Под зоной надёжности понимается часть энергосистемы, в которой в рамках всех вероятных режимов исключаются ограничения перетоков мощности. Ключевым условием корректности такого подхода является разработка специализированных методик определения границ зон, которые должны максимально полно учитывать режимы

функционирования ЭЭС и факторы, влияющие на ограничения внутренних потоков мощности.

2. Повышение вычислительной эффективности методики оценки балансовой надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло. Показатели балансовой надёжности ЭЭС используются для решения последующих задач синтеза или оптимизации балансовой надёжности, например, определения уровней резервирования генерирующей мощности. В процессе решения задач синтеза требуется многократная оценка балансовой надёжности различных вариантов структуры и размещения резервов в ЭЭС с целью определения наилучшего. В таких условиях необходимо улучшение вычислительных свойств методики оценки с целью повышения скорости вычислений с соблюдением требуемой точности.

3. Учёт надёжности поставки первичного энергоресурса на электрические станции. Современная парадигма управления надёжностью ЭЭС требует разработки новых подходов, учитывающих возросшую значимость поставки топлива на электростанции и структурную трансформацию генерирующего комплекса. Для поставки топлива на такие станции может потребоваться необходимость в строительстве дополнительных распределительных газопроводов, которые могут отказывать и приводить к ограничениям поставки газа. Немаловажным является вопрос учёта надёжности выдачи мощности и энергии ГЭС. Климатические изменения приводят к повышению неопределённости водохозяйственных режимов, что самым прямым образом влияет на такую возможность.

4. Учёт активности возобновляемых источников энергии и систем накопления энергии. Возобновляемые источники энергии в современных энергосистемах являются их неотъемлемой частью. На сегодняшний день в мире развитие ВИЭ является самым интенсивным по сравнению с другими видами генерирующих источников [40]. Основной особенностью ВИЭ (в рассматриваемом случае акцент делается на ветровые и солнечные электростанции) является прямая корреляция выработки электроэнергии и мощности и наличие первичных энергоресурсов. Наличие первичных энергоресурсов относится к

погодообусловленным факторам, не зависящим от потребности в наличии электроэнергии и мощности. При перспективном проектировании развития энергосистем важно обоснованно подходить к моделированию первичного энергоресурса, а также использовать адекватную математическую модель энергоисточника, позволяющую проводить моделирование отказов составляющих элементов, также для существующих ВИЭ возможно использование моделей на основании статистических данных (при наличии достаточной статистической выборки данных) о выдаче мощности этих источников. Системы накопления энергии получают все большее внедрение в современные ЭЭС и ожидается, что в будущих структурах ЭЭС их мощности существенно возрастут. В таких условиях требуется разработка подходов к корректному представлению систем накопления энергии при оценке балансовой надёжности ЭЭС.

5. *Учёт распределённой генерации.* Оценка балансовой надёжности применима к системам любого масштаба — от нано- до суперсистем. Однако при анализе суперсистем, где используется кластеризация на зоны надёжности, возникает проблема учёта относительно малых генерирующих установок. Технические особенности таких агрегатов, в частности специфичные схемы выдачи мощности, как правило, не позволяют им компенсировать глобальный дефицит мощности в системе. Так как в современных энергосистемах развитие распределённой генерации приобретает крупные масштабы, то возрастает необходимость в разработке подходов, процедур и методик их учёта.

6. *Учёт плановых ремонтов энергетического оборудования при оценке балансовой надёжности ЭЭС.* При оценке балансовой надёжности наряду с моделированием отказов энергетического оборудования требуется учитывать вывод энергетического оборудования в плановый ремонт. Существующие методические подходы к решению этой задачи являются достаточно «грубыми», что, в конечном итоге, может исказить результаты оценки. Поэтому требуется разработка таких алгоритмов учёта плановых ремонтов при оценке балансовой надёжности, которые позволят проводить максимально точно учесть специфику их проведения.

7. Повышение адекватности решения задачи минимизации дефицита мощности ЭЭС. В процессе оценки балансовой надёжности многократно решается задача анализа дефицитных режимов по критерию минимума дефицита мощности. На величину дефицита влияет полнота учёта сетевых ограничений, что не в достаточной мере реализовано в существующих решениях (постановках). Таким образом, для повышения адекватности такого учёта требуется совершенствование математической модели минимизации дефицита мощности. Также важным является применение эффективных методов решения таких задач в направлении повышения скорости решения, так как решение этой задачи является самой времязатратной процедурой методики оценки балансовой надёжности, с соблюдением требуемой точности.

8. Точное и корректное определение резервов различных видов в ЭЭС. Рассматриваемая задача получила название оптимизации или синтеза надёжности. Она относится к классу стохастической оптимизации, имеет дискретный характер. Существует ряд разработанных методов её решения [41-43], проблема остаётся нерешённой из-за высокой сложности и масштабности. Необходимо разработать специальные методы для определения оптимальной величины и структуры резервов генерирующей мощности и электрической сети.

В области методического и программного обеспечения плановой надёжности ЭЭС пока остаётся достаточное количество открытых вопросов и задач. Остановимся на основных направлениях, которые исследуются, более подробно:

1. Разработка методики оценки плановой надёжности ЭЭС. Так как понятие «плановая надёжность ЭЭС» вводится впервые, то и системной проработки вопроса её оценки не существует. Для эффективного решения задачи оценки плановой надёжности необходимо разработать методику, в которой будут учтены все значимые и влияющие факторы на показатели плановой надёжности ЭЭС. Основным элементом методики оценки плановой надёжности является имитационное моделирование случайного процесса функционирования ЭЭС за расчетный период с учётом динамики изменения входных параметров в

зависимости от складывающихся внешних и внутренних условий функционирования ЭЭС.

2. Применение моделей потокораспределения в ЭЭС с учётом балансов активной и реактивной мощности. Выдача мощности потребителям электроэнергии зависит от многих факторов, в том числе и от режима работы ЭЭС. Оценка плановой надёжности ЭЭС проводится на период, когда есть возможность достаточно точно учесть все режимные ограничения ЭЭС, в отличие от балансовой надёжности, когда есть объективная неопределённость в будущих схемах и режимах работы ЭЭС, поэтому возникает необходимость максимально корректно моделировать режимы ЭЭС.

3. Учёт манёвренности электрических станций. Эта задача обусловлена структурой генерирующих источников современных энергосистем, где зачастую присутствует значительное количество низко маневренных генерирующих источников, что на практике приводит к невозможности в определённых ситуациях использовать имеющиеся резервы, что в итоге может приводить к дефицитам мощности и электроэнергии.

4. Разработка методов и моделей решения оптимизационных задач на основании показателей плановой надёжности ЭЭС. Здесь имеются в виду задачи по формированию планов управления ЭЭС на период планирования работы (режимов и балансов). Для этого исследования можно отдельно выделить задачу формирования графиков ремонтов энергетического оборудования и задачу совместного моделирования энергетических и водохозяйственных систем.

Исследование проблематики режимной надёжности ЭЭС в данной работе проводится по следующим направлениям:

1. Разработка методики оценки режимной надёжности на основании метода Монте-Карло. При оценке режимной надёжности важно проанализировать максимальное количество вероятных событий в близлежащий период, которые могут привести к отклонению режимных параметров за пределы допустимых значений и дальнейшему отключению потребителей. Это можно осуществить на

основании применения метода Монте-Карло, причем предварительно спрогнозировав вероятности реализации тех или иных событий.

2. *Разработка методов экспресс-анализа режимов ЭЭС.* При оценке режимной надёжности необходимо за минимальное время проанализировать максимальное количество возможных состояний ЭЭС для этого нужны вычислительно эффективные методы. Такие вычисления могут проводиться на основании методов теории чувствительности. Анализ установившихся режимов ЭЭС включает решение ряда математических задач, решение которых составляет важную часть методологического аппарата анализа установившихся режимов и режимной надёжности.

Интеграция методов анализа и синтеза системной надёжности ЭЭС может быть реализована посредством разработки специализированных цифровых платформ. Внедрение подобных платформ в электроэнергетике направлено на оптимизацию управленческих процессов и унификацию решений в области обеспечения надёжности на всех временных этапах управления.

1.6. Выводы по главе 1

1. Задачи обеспечения надёжности электроэнергетических систем на протяжении всей истории развития электроэнергетики являлись актуальными, так как от надёжности электроснабжения потребителей зависит эффективность экономического развития и безопасность людей. В настоящее время актуальность этих задач только усиливается. Данная ситуация обусловлена, в первую очередь, структурной трансформацией ЭЭС, которая проявляется в: расширении иерархической структуры энергосистем; активном развитии возобновляемой генерации и систем накопления энергии; внедрении цифровых технологий, направленных на повышение режимной управляемости. Параллельно растут требования потребителей к надёжности электроснабжения. Основными причинами этого являются: возрастающая зависимость систем жизнеобеспечения, особенно в

крупных городах и мегаполисах, от бесперебойных поставок электроэнергии; широкое распространение оборудования, чувствительного не только к перерывам в электроснабжении, но и к отклонениям режимных параметров от номинальных значений.

2. Вместе с трансформацией электроэнергетических систем трансформируются и свойства, характеризующие их. Что касается свойства надёжность, то следует отметить несколько моментов в его трансформации. Во-первых, расширяется состав единичных свойств, характеризующих комплексное свойство надёжность, при расширении возможностей по обеспечению надёжности ЭЭС в контексте их цифровой трансформации детерминировано достижением высокого уровня «наблюдаемости». Во-вторых, существенно возрастает роль «режимной управляемости». В-третьих, для задач планирования работы ЭЭС состав видов системной надёжности целесообразно расширить и включить в него, помимо балансовой (перспективной) надёжности, режимной (оперативной) надёжности – «плановую Надёжность».

3. Современный уровень развития электроэнергетических систем требует учёта большего числа факторов функционирования при анализе и синтезе их надёжности. Математические модели должны детально отражать все критические зависимости и ограничения, влияющие на надёжность. Для решения задач высокой размерности необходимы разработка специализированных математических методов и применение передовых информационных технологий.

ГЛАВА 2. Совершенствование методики оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем

2.1. Общие положения при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем

При управлении ЭЭС задачи перспективного проектирования развития являются первичными. Поэтому анализ проблематики обеспечения системной надёжности ЭЭС начнём с задач оценки и оптимизации балансовой надёжности.

При проектировании развития ЭЭС необходимо учесть влияние возможных негативных событий на способность ЭЭС обеспечить мощностью и электроэнергией перспективный спрос. Как известно, большинство негативных событий в ЭЭС имеет случайный характер и зависят от множества внутренних и внешних факторов. Основными случайными негативными событиями в ЭЭС являются отказы энергетического оборудования, незапланированные отклонения потребления мощности, недопоставка топлива на электрические станции, в том числе из-за случайного характера первичных энергоресурсов на ВИЭ. Влияние таких событий необходимо учитывать при формировании перспективных схем развития ЭЭС. Для этого разрабатываются специализированные методические и вычислительные средства, в которых проводится моделирование случайных событий и оценка их воздействия на возможность обеспечения требований по потреблению мощности и электроэнергии. Подобное моделирование выполняется в рамках оценки балансовой надёжности ЭЭС. Содержательно задачу оценки балансовой надёжности ЭЭС можно сформулировать следующим образом: *для заданных почасовых перспективных графиков потребления мощности, интегрированных для зон надёжности, состава, технических и надёжностных параметров генерирующего оборудования, состава, технических и надёжностных параметров сетевых элементов, входящих в межзонные связи, необходимо определить показатели балансовой надёжности за расчётный период.*

Оценка балансовой надёжности ЭЭС, как правило, проводится для решения ряда задач при перспективном планировании развития ЭЭС. Это не исключает того факта, что для определённых целей возможно проводить оценку балансовой надёжности и для решения задач планирования работы ЭЭС.

Перспективное проектирование развития ЭЭС сопряжено с существенной неопределённостью, затрагивающей все аспекты задачи – от прогнозирования спроса до выбора конкретного энергооборудования для обеспечения требуемого уровня балансовой надёжности. Данная неопределённость обуславливает специфические требования к представлению схем и параметров элементов ЭЭС при оценке балансовой надёжности. При этом уровень неопределённости возрастает с увеличением горизонта проектирования развития, что проявляется в вариативности планов развития, составе оборудования и структуры ЭЭС. Это накладывает соответствующие требования к методическому аппарату, которые часто приводят к необходимости: укрупнённого представления энергообъектов и исключения из рассмотрения отдельных процессов, протекающих в ЭЭС.

В зависимости от горизонта развития, неопределённость в исходных данных, а также во внутренних и внешних условиях функционирования ЭЭС возрастает. Это обуславливает формулирование определённых требований к математическим методам и моделям оценки. Как правило, оценка балансовой надёжности ЭЭС проводится, используя методику основанную на методе Монте-Карло [33,37,39,44,45]. Это не исключает использование иных детерминистических и вероятностных методов [26,33]. Применение методики, основанной на методе Монте-Карло, обусловлено её способностью учитывать всё многообразие случайных событий, влияющих на показатели балансовой надёжности, а также возможностью задания произвольных законов распределения случайных величин. Применение аналитических методов при оценке балансовой надёжности ЭЭС большой размерности ограничивается, прежде всего, «проклятием размерности».

Общая схема методики оценки балансовой надёжности ЭЭС включает последовательность вычислительных этапов [33,38,46] (как правило расчетный период оценки балансовой надёжности составляет один год):

1. *Подготовка исходных данных*, в том числе прогнозирование спроса на потребление электроэнергии и мощность.

2. *Формирование случайных состояний ЭЭС*. Существует ряд методов, применимых для формирования состояний ЭЭС:

- детерминистические (критерий $N-1$, метод наихудшего случая и другие) [33];

- аналитические методы, например, логико-вероятностный метод, марковский процесс [33];

- метод статистических испытаний (Монте-Карло). Именно на основании этого метода возможно получить наиболее точную и полную оценку балансовой надёжности [33].

3. *Анализ случайных состояний ЭЭС*. По результатам анализа состояний ЭЭС определяется величина дефицита мощности в зонах надёжности ЭЭС.

4. *Вычисление показателей балансовой надёжности ЭЭС*. Анализ частоты и масштабов дефицита мощности позволяет определить комплекс показателей балансовой надёжности, которые используются для последующего решения задач синтеза балансовой надёжности.

Метод Монте-Карло позволяет получить наиболее точную и комплексную оценку балансовой надёжности. Ключевой принцип рассматриваемого подхода основан на построении ансамбля стохастических реализаций состояний системы в пределах заданного временного интервала. Формирование каждой реализации осуществляется посредством последовательного во времени имитационного моделирования, в котором переходы между состояниями как отдельных компонентов, так и их агрегированных групп представляют собой случайные события, параметризованные соответствующими вероятностными распределениями.

При оценке балансовой надёжности при перспективном проектировании развития ЭЭС используется допущение о статистической независимости случайных событий в соседние моменты времени. Динамика изменения параметров системы учитывается только через изменение регулярных максимумов

нагрузки в зонах надёжности. Данный подход оправдан в условиях значительной неопределённости исходных данных. Статистическая обработка ансамбля реализаций системной динамики, полученных в процессе моделирования, позволяет выявить события, сопровождающиеся дефицитом мощности. Частотный анализ этих событий служит основой для вычисления интегральных вероятностных характеристик надёжности.

Статистическая обработка вычисленных и накопленных системных параметров, зафиксированных для реализаций состояний ЭЭС с дефицитом мощности, служит основой для расчета показателей балансовой надёжности и других релевантных характеристик функционирования ЭЭС.

При расчете показателей балансовой надёжности ЭЭС учитываются:

- плановые, неплановые и аварийные ремонты энергетического оборудования;
- ограничения располагаемой мощности генерирующего оборудования, в том числе сезонного характера (при их наличии);
- нерегулярные отклонения и регулярные (суточные, сезонные) изменения потребления мощности в зонах надёжности.

Ключевым объектом оценки выступает балансовая надёжность ЭЭС – комплексное свойство, интегрирующее её физико-технические свойства и количественно характеризующий бесперебойность электроснабжения через вероятностные параметры дефицита мощности (частота, длительность, глубина). Модельный контур формирования надёжности замыкается на узловых подстанциях, которые характеризуются интегральными графиками нагрузки, а состояние ЭЭС описывается набором заданных параметров, включающие технические и надёжностные характеристики энергооборудования.

Анализ балансовой надёжности ЭЭС предполагает следующие допущения:

1. Под отказом ЭЭС понимается событие перехода ЭЭС в любой режим, характеризующийся дефицитом мощности. Принимается, что автоматика и персонал обусловили введение дефицитного режима в допустимую область,

рационально используя все имеющиеся возможности по снижению величины дефицита и ограничив потребителей на минимально возможную величину.

2. При оценке балансовой надёжности считается, что используются все виды резервов (включенный и невключенный) и отказ системы определяется общим или локальным превышением нагрузки всей генерируемой мощности.

3. Дефицит мощности (соответственно недоотпуск электроэнергии) фактическим отсутствием генерирующих мощностей без учёта этого отсутствия на режимные параметры.

4. Пропускные способности межзонных определяются и принимаются заранее [53].

2.2. Формирование расчетных моделей электроэнергетических систем для оценки балансовой надёжности

2.2.1. Исходные положения кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности

Высокая сложность и размерность задачи оценки балансовой надёжности ЭЭС обуславливают необходимость разработки специализированных методов представления эквивалентных перспективных схем. Такие схемы должны агрегировать и визуализировать ключевые параметры системы, обеспечивая аналитику возможностью интерпретировать многомерные данные и принимать обоснованные решения. Электроэнергетические системы представляются схемами (расчетными моделями (РМ)), состоящими из «зон надёжности» и «межзонных связей». Под *зоной надёжности (ЗН)* в рассматриваемом случае понимается часть энергосистемы, внутри которой маловероятны ограничения сети на передачу мощности между узлами при реализации вероятных случайных событий в ЭЭС. Под *межзонной связью (МС)* понимается совокупность линий электропередачи между двумя смежными зонами надёжности ЭЭС [47].

Крайними случаями представления расчетной модели при оценке балансовой надёжности являются следующие:

- представление энергосистемы одной зоной надёжности, т.е. без учёта ограничений электрической сети. В этом случае будет оцениваться надёжность только генерирующего звена, а показатели надёжности поставки электроэнергии и мощности потребителям будут завышены по сравнению с действительными. Такой случай имеет место быть в энергосистемах с «сильной» сетевой инфраструктурой;
- представление энергосистемы полной моделью электрической сети, т.е. энергосистема не разделяется на зоны надёжности. При этом в энергосистеме представлены все генерирующие агрегаты, все линии электропередачи, рассматриваемой структуры (может рассматриваться только основная структура ЭЭС, а может в совокупности с элементами распределительной сети), нагрузка задаётся на шинах понижающих подстанций.

В условиях неопределённости исходных данных и высокой размерности задачи, расчётная модель ЭЭС должна базироваться на технических и надёжностных характеристиках её элементов. Каждая зона надёжности включает определённый набор электростанций и нагрузку потребителей. Корректность оценки показателей балансовой надёжности, рассчитываемых для каждой зоны надёжности индивидуально, имеет прямую зависимость от адекватности применяемой расчётной модели.

При определении границ зон надёжности учитываются следующие системные ограничения:

1. *Величина, размещение и структура располагаемой мощности генерации в системе.* Будучи активным элементом в технологической цепочке энергоснабжения, генерирующие мощности непосредственно определяет способность системы удовлетворять спрос. Эмпирически установлено, что надёжность электроснабжения конкретной зоны надёжности положительно коррелирует с количественной и мощностной достаточностью генерирующих источников, а также с уменьшением электрического расстояния до них. Кроме того, вид генерации (базовая, пиковая, возобновляемая) критически влияет на

маневренные возможности системы, определяя её достаточность в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

2. *Ограничения на пропускные способности сетевой части ЭЭС.* Электрическая сеть является технологическим звеном, которое максимально, по сравнению с другими звеньями, подвержено всякого рода возмущениям. Это обусловлено, по большей степени, большой протяженностью ЛЭП и влиянием внешних факторов на их аварийность. Ограничения пропускной способности сетей при передаче мощности являются ключевым фактором, приводящим к пространственному перераспределению и локальному дефициту мощности в системе. Данное обстоятельство делает неприменимыми упрощённые однозонные модели и обуславливает необходимость использования многозонных моделей. Только такие модели способны корректно учесть топологические и физические ограничения связей между зонами надёжности, что является критически важным для точной оценки балансовой надёжности ЭЭС.

3. *Объемы и графики электропотребления.* Совместная работа генерирующего и сетевого комплексов направлена на гарантированное покрытие электрической нагрузки. Однако ключевой операционной проблемой является стохастическая природа потребления, характеризующаяся суточной, недельной и сезонной неравномерностью, а также случайными отклонениями. Эта неопределённость напрямую воздействует на задачу поддержания мгновенного баланса мощности, повышая риск возникновения локальных и системных дефицитов, что, в свою очередь, ведёт к риску недоотпуска электроэнергии потребителям.

4. *Правила взаимодействия между смежными зонами надёжности в ситуациях дефицита мощности.* При аварийном режиме ЭЭС системный оператор минимизирует глобальный дефицит мощности, что обуславливает условие использования всех сетевых возможностей [23]. В некоторых случаях, например, при формировании единых расчетных схем разных государств при формировании зон надёжности могут быть учтены различные ограничения, предусмотренные договорами.

Построение адекватной многозонной модели ЭЭС требует решения двух взаимосвязанных методологических задач. Во-первых, необходимо формальное обоснование принципов декомпозиции системы на зоны надёжности, выходящее за рамки интуитивного районирования. Во-вторых, для корректного учёта взаимодействия между зонами требуется определение пропускных способностей межзонных связей, которые не являются константами, а динамически зависят от текущего режима работы внутри каждой из зон [53].

Оценка балансовой надёжности обычно проводится для годового интервала с учётом множества влияющих параметров, включая почасовой график нагрузки. Поскольку профиль потребления в разных зонах надёжности может существенно изменяться в течение года, вариация этих параметров требует многократного переформирования расчётных моделей в цикле оценки для обеспечения достоверности показателей балансовой надёжности.

Таким образом, формирование расчётных моделей путём кластеризации ЭЭС на зоны надёжности представляет собой одну из основных задач всей методики оценки балансовой надёжности.

Изначально ЭЭС были представлены одной зоной надёжности. В такой постановке можно учесть только надёжность генерации электроэнергии [33,44]. Использование подобных упрощённых моделей было обусловлено отсутствием развитых методик анализа многозонных систем и ограниченными вычислительными ресурсами. Однозонное представление расчётной модели даёт весьма приблизительные показатели балансовой надёжности, отличающиеся значительной погрешностью из-за игнорирования территориальной вариации уровней надёжности. Применение такого подхода оправдано лишь при сверхдолгосрочном прогнозировании (свыше 20 лет), когда высокая неопределённость исходных данных позволяет ограничиться получением верхней оценкой балансовой надёжности.

Корректный анализ балансовой надёжности с учётом сетевых ограничений требует формирования расчётной модели на основе кластеризации. Многие методики разделения ЭЭС на зоны надёжности в значительной степени носят

экспертно-эмпирический характер и исторически унаследованы от административно-территориального и организационного деления энергосистем. Классическим примером служит структура расчетной модели ЕЭС России, которая традиционно сегментировалась на семь зон надёжности, совпадающих с границами Объединённых энергосистем (ОЭС), связанных межсистемными магистральными линиями электропередачи. Подобный подход может не отражать реальной картины электрической связности и балансных взаимозависимостей при глубоких нарушениях режима, что снижает точность оценки балансовой надёжности. С переходом к рыночным отношениям предпринимались попытки использовать для кластеризации зоны свободного перетока мощности. Удобное представление зон надёжности является представление каждой зоны в границах энергосистем субъектов Российской Федерации [48].

Зарубежный опыт создания расчётных моделей аналогичен отечественному. В США оценку балансовой надёжности проводят для двадцати зонной расчетной модели [36,49]. Формирование зон надёжности выполнено экспертно с использованием представительной выборки ретроспективной информации о функционировании и надёжности энергосистемы США. Европейская ассоциация сотрудничества операторов систем передачи электроэнергии (ENTSO-E) формирует отчеты по среднесрочным прогнозам БН европейской энергосистемы [50]. В сферу анализа попадают страны-члены ENTSO-E (42 оператора систем передачи электроэнергии). Расчетная схема для анализа балансовой надёжности формируется согласно границам энергосистем государств, т.е. энергосистема каждого государства представляет зону надёжности общеевропейской расчётных моделей.

2.2.2. Критерий кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности

С формальной точки зрения, задача кластеризации ЭЭС на зоны надёжности формулируется следующим образом: для известной структуры ЭЭС, характеристик генерирующего оборудования и графиков потребления мощности, ограничений пропускной способности линий электропередачи и их групп (сечений), организационно-экономических условий функционирования ЭЭС необходимо определить границы зон надёжности для формирования расчётных моделей и дальнейшей оценки балансовой надёжности [51,52].

Математическая постановка задачи кластеризации ЭЭС на зоны надёжности: задано $X = \{x_1, x_2, \dots, x_N\}$ – множество векторов, характеризующих узлы расчетной схемы ЭЭС, заданных в K – мерном пространстве признаков:

$$x^k = \{x_1^k, x_2^k, \dots, x_N^k\}, k = 1, \dots, K. \quad (2.1)$$

Между узлами расчетной схемы ЭЭС существует функция расстояния (метрика) $\rho(x_i, x_l)$. Важно подчеркнуть, что функция расстояния в данном контексте не является геометрическим расстоянием между узлами схемы. Она представляет собой комплексный показатель, формируемый на основе рабочих характеристик энергосистемы, учитываемых при кластеризации ЭЭС.

Требуется разбить конечную выборку узлов расчетной схемы X на Z непересекающихся подмножеств:

$$S_z, z = 1, \dots, Z; X = \bigcup_{z=1}^Z S_z; S_i \cap S_j = \emptyset, i, j \in \{1, \dots, Z\}, i \neq j; \quad (2.2)$$

$$\forall x_k, x_l \in S_z, \rho(x_k, x_l) \leq \rho_{\max}; z = 1, \dots, Z,$$

которые образуют Z зон надёжности таким образом, что каждая зона надёжности включает узлы, у которых метрика ρ меньше порогового значения $\rho_{\max}$; в обратном случае узлы сортируются в разные зоны надёжности.

В процессе кластеризации для каждого узла ЭЭС $x_i \in X$ идентифицируется номер зоны надёжности z .

Оптимальной стратегией кластеризации для данной задачи является принцип «разделяй и властвуй», направленный на минимизацию числа зон надёжности при условии учёта всех значимых ограничений. Следует учитывать условность такого разбиения, поскольку оно полностью определяется выбранной системой критериев и метрикой.

2.2.3. Методы кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности

Формирование расчётных моделей на основании контролируемых сечений

Одной из ключевых задач при управлении ЭЭС является поддержание потоков мощности в контролируемых сечениях (выделенных группах сетевых элементов) в пределах допустимых значений. Данные предельные значения определяются совокупностью технических ограничений, вытекающих из условий: допустимой токовой нагрузки оборудования, статической и динамической устойчивости ЭЭС. Указанные критерии рассчитываются отдельно для нормальной и для всех рассматриваемых послеаварийных конфигураций схемы [53]. Исходя из заданной совокупности контролируемых сечений, процедура разделения ЭЭС на зоны надёжного подлежит алгоритмической формализации, представленной в виде следующей последовательности операций:

1. Определение состава сетевых элементов, формирующих заданные контролируемые сечения.
2. Идентификация зон надёжного на основе состава элементов контролируемых сечений. Узел или связная совокупность узлов ЭЭС, которые оказываются отделены от остальной части энергосистемы одним или несколькими контролируемыми сечениями, образуют самостоятельную зону надёжного.

3. Определение пропускной способности межзонных связей. Пропускная способность линий, соединяющих выделенные зоны надёжного (межзонных связей), устанавливается равной минимальной из максимально допустимых величин перетока активной мощности по всем контролируемым сечениям, разделяющим эти зоны [54]. Генерирующая мощность и нагрузка каждой выделенной зоны надёжного определяются путём агрегирования установленной мощности генераторных узлов и полного потребления нагрузочных узлов, топологически относящихся к данной зоне.

Предложенный подход к кластеризации ЭЭС на зоны надёжного является целесообразным для среднесрочного горизонта проектирования развития — порядка 5–6 лет. Данный временной интервал характеризуется относительно предсказуемой структурой сети, изменения которой, как правило, регламентированы утверждёнными схемами и программами развития электроэнергетики и не носят фундаментального характера [55]. Ключевым преимуществом предложенного подхода является получение детерминированных значений пропускных способностей межзонных связей. Эти значения задаются непосредственно на основе известных предельно допустимых перетоков активной мощности по контролируемым сечениям, что исключает неопределённость при моделировании.

Результат применения предлагаемого и последующих алгоритмов кластеризации ЭЭС продемонстрируем на примере Объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири. Стоит отметить, что исходные данные для проведения исследований были приняты на уровне 2022 года [56].

На Рисунке 2.1 представлена схема ОЭС Сибири с обозначенными ЗН, полученными при применении алгоритма на основании контролируемых сечений.

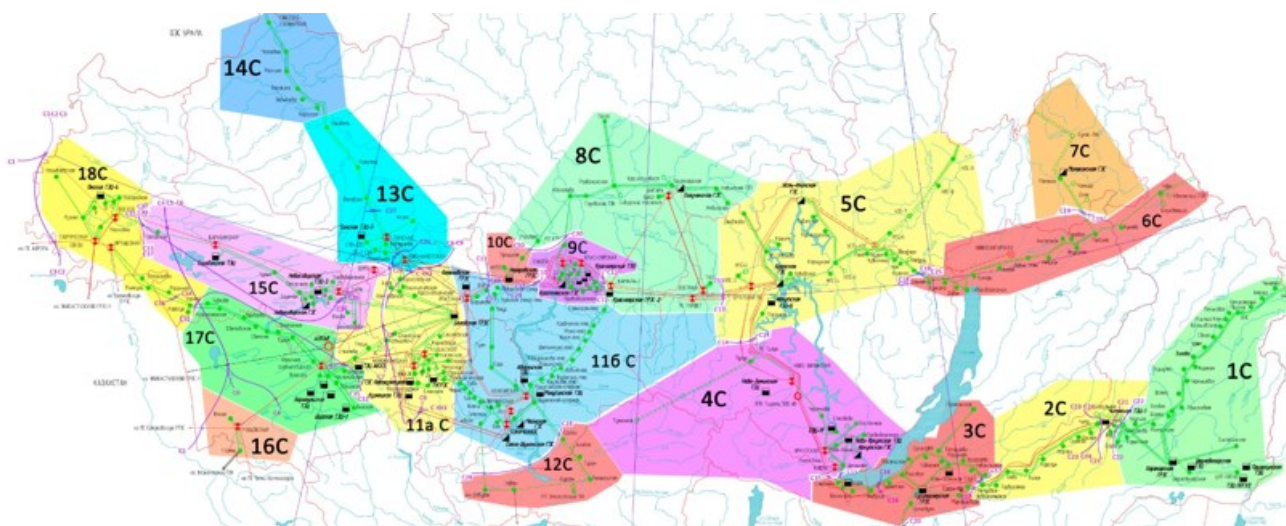


Рисунок 2.1 – Идентификация зон надёжности ОЭС Сибири на основании контролируемых сечений

Как видно из Рисунка 2.1, на основании ОЭС Сибири по контролируемым сечениям было выделено 18 зон надёжности.

Формирование расчётных моделей на основании экспресс анализа балансовой надёжности

Метод Монте-Карло может применяться в качестве экспресс-методики оценки балансовой надёжности при сокращении числа анализируемых состояний. Основным фактором, лимитирующим применение метода, выступает вычислительная сложность, вызванная высокой размерностью задачи.

При оценке балансовой надёжности методом Монте-Карло стремятся достичь заданной точности для каждого часа анализируемого периода. Однако для полной схемы ЭЭС с учётом всех узлов и линий электропередачи это становится крайне трудоёмкой, а иногда и практически невыполнимой задачей. В таких случаях одним из решений является упрощение расчётов, например:

- проведение оценки только для часа максимума нагрузки ЭЭС;
- анализ месячных максимумов нагрузки с последующим использованием полученных показателей при кластеризации.

Согласно определению, в зоне надёжности ограничения перетоков мощности маловероятны при любых возможных режимах работы ЭЭС. Следовательно, если

значения вероятности бездефицитной работы (ВБР) в смежных узлах системы достаточно близки, эти узлы могут быть объединены в одну зону надёжности. Таким образом, в рамках данного подхода метрика кластеризации определяется как функция разности ВБР между смежными узлами ЭЭС.:

$$\rho(x_i, x_j) = |P_i - P_j|, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j \quad (2.3)$$

где: n – количество узлов ЭЭС; P_i, P_j – вероятность бездефицитной работы в i и j узлах соответственно.

Алгоритм кластеризации ЭЭС в этом случае будет следующий:

1. Оценка балансовой надёжности полной схемы ЭЭС (схема со всеми узлами и ЛЭП) экспресс-методикой.
2. Определение разности ВБР между смежными узлами ЭЭС.
3. Если разность больше заданного критерия Δ , то такие узлы распределяются в разные зоны надёжности.
4. Если разность меньше заданного критерия Δ , то такие узлы определяются в одну зону надёжности.
5. Если в рамках кольцевой конфигурации взаимосвязей анализ разностей ВБР между смежными узлами выявляет неоднородность (т.е. для разных пар узлов знак или величина Δ ВБР относительно заданного порогового критерия принимает разные значения), то вся совокупность таких узлов подлежит объединению в единую зону надёжности. Данная процедура направлена на включение в одну зону взаимозависимых элементов, оценка надёжности которых не может быть корректно разделена.

Одной из ключевых задач при формировании расчётной модели является определение пропускной способности межсистемных связей. В рассмотренном выше подходе, основанном на контролируемых сечениях, эта задача имеет решение. Однако в других методиках она требует отдельного рассмотрения. В общем случае пропускная способность межсистемных связей определяется в соответствии с [53], при отсутствии необходимой для этого информации – на основе справочных данных [65] в соответствии с выражением:

$$P_{max} = \min(P_{доп}; 0,8 \frac{U_{ном}^2}{x_0 l}), \quad (2.4)$$

где $P_{доп}$ – максимальная передаваемая мощность по условиям длительно допустимой токовой нагрузки, Вт; $U_{ном}$ номинальное напряжение ЛЭП, В; x_0 – погонное индуктивное сопротивление ЛЭП, Ом/км; l – протяженность ЛЭП, км.

Проведена кластеризация ОЭС Сибири на основе экспресс-оценки балансовой надёжности. Для выполнения оценки использована упрощённая методика, основанная на методе Монте-Карло. На Рисунке 2.2 представлен результат кластеризации ЭЭС на зоны надёжности. По результатам кластеризации получено 15 зон надёжности.

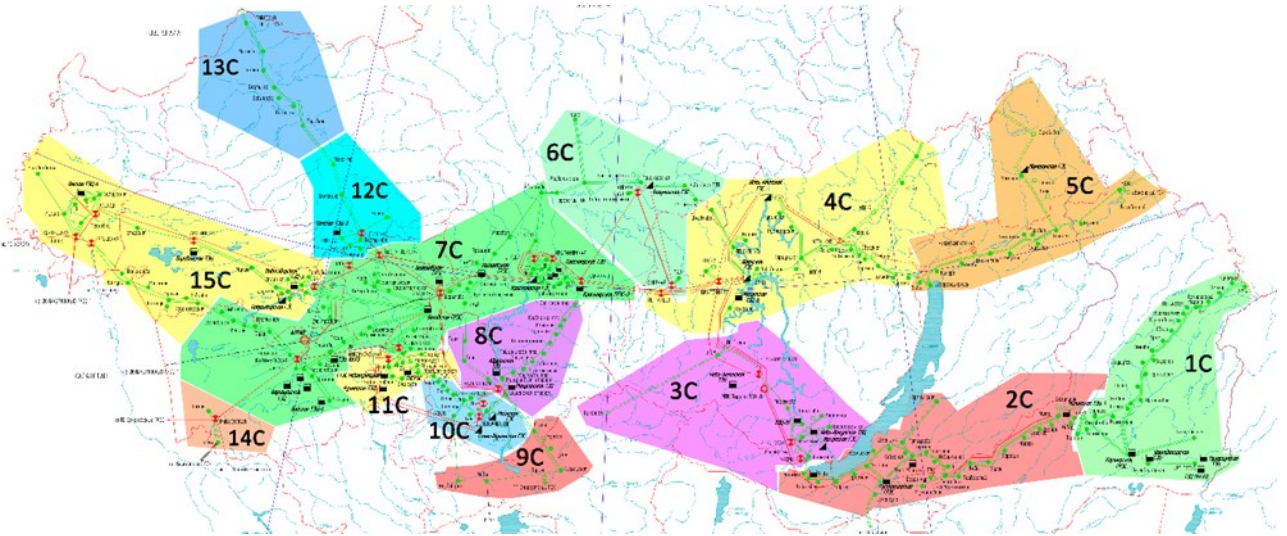


Рисунок 2.2 – Идентификация зон надёжности ОЭС Сибири на основании экспресс анализа балансовой надёжности

Формирование энергетических расчётных моделей на основании методов обнаружения сообществ в графах

Разработан эффективный подход к кластеризации ЭЭС на зоны надёжности, обеспечивающий комплексный учёт влияющих факторов на балансовую надёжность и оперативное формирование расчётных моделей в ходе исследований.

При формировании алгоритма кластеризации ЭЭС на зоны надёжности необходимо получить функцию $a: X \rightarrow Z$, которая каждый узел ЭЭС ($x \in X$) включает в зону надёжности $z \in Z$. В рассматриваемом случае множество Z , т.е. количество

зон надёжности, неопределенно. Оптимальное количество зон надёжности определяется в ходе вычислительного процесса. При этом, как и для любой задачи кластеризации, здесь действует теорема невозможности Клейнберга, утверждающая отсутствие универсального оптимального алгоритма. Каждый метод привносит собственную специфику в итоговое разбиение, которое существенно зависит от выбранных критериев и метрики близости.

Решением задачи кластеризации ЭЭС является разбиение системы на зоны надёжности, удовлетворяющее заданному критерию оптимальности. В данном случае в качестве такого критерия используется минимизация количества зон надёжности.

Стремление к минимизации числа зон надёжности естественно, поскольку это снижает размерность расчётной модели при последующем анализе балансовой надёжности. Основным ограничением задачи является выбранная метрика, формируемая на основе комплекса признаков. В данном случае метрика кластеризации должна интегрировать технические и экономические признаки. Технические признаки: установленная мощность генерирующего оборудования; среднее число часов использования установленной мощности; сезонные экстремумы потребления (максимумы и минимумы); показатели аварийности оборудования; нормативы плановых ремонтов; параметры ЛЭП (длины, пропускные способности). К экономическому признаку относится стоимость ввода новых генерирующих и сетевых объектов. Результат кластеризации существенно зависит от выбора метрики, которая должна адекватно отражать специфику работы ЭЭС. В качестве меры близости (метрики) между объектами в пространстве признаков могут применяться различные функции расстояния. Классическими и наиболее распространёнными из них являются: евклидово расстояние (или его квадрат, исключаяющий извлечение корня); манхэттенское расстояние; расстояние Чебышёва (равномерная метрика); а также степенное расстояние Минковского (обобщающее предыдущие). Выбор конкретной метрики является нетривиальной задачей и должен быть обусловлен природой данных, спецификой решаемой задачи и требуемой интерпретацией близости.

В настоящее время разработано значительное количество алгоритмов кластеризации [60], каждый из которых обладает специфическими характеристиками, достоинствами и ограничениями. Особое место занимают методы, адаптированные для работы с сетями взаимосвязанных элементов, то есть с графами. Наличие связей между кластеризуемыми объектами существенно влияет на результат и накладывает дополнительные ограничения. Для сетевого анализа может быть применён широкий спектр методов кластеризации графов. Некоторые из них являются модификациями стандартных методов кластеризации, таких как метод k -средних [61]. Также разработаны другие методы: метод кратчайшего пути (Shortest Path Clustering) [62], Методы иерархической кластеризации [63], метод Лувена (Louvain Method) [64], метод Spectral Clustering [65], которые имеют адаптации для работы с графами.

Отдельно остановимся на алгоритме на основе модулярности [66], в котором максимизируется разница между фактическим количеством ребер во множестве и ожидаемым количеством таких ребер (определённое на основании случайной модели). Существуют различные модификации и улучшения модулярности на основе эвристических методов: метод отжига [67], спектральные алгоритмы [65] и др. [68]. Одним из самых используемых алгоритмов обнаружения сообществ в графах является алгоритм Лувена [64]. По результату проведённого анализа методов кластеризации выявлено, что для решаемой задачи, кластеризации ЭЭС на зоны надёжности, наиболее подходящим является метод (алгоритм) Лейдена (Leiden) [69].

Алгоритм Лейдена – это алгоритм обнаружения сообществ (кластеров) в больших сетях (графах). Этот алгоритм является итеративным, который работает следующим образом (на Рисунке 2.3 показана визуализация работы алгоритма Лейдена):

Шаг 1. Локальное перемещение узлов

На первом этапе каждый узел графа (системы) формирует отдельный кластер. Алгоритм проходит по всем узлам (определяет модулярность) в случайном порядке и рассматривает перемещение каждого узла в соседний кластер, если такое

перемещение увеличивает значение модулярности, которое определяется следующим образом:

$$Q = \frac{1}{2m} \sum_{ij} (A_{ij} - \frac{k_i k_j}{2m}) \delta(c_i, c_j); \quad (2.5)$$

где: A_{ij} – вес ребра (ij) , образованный в соответствии с используемыми признаками; k_i и k_j – сумма весов ребер, инцидентных к узлам i и j ; m – сумма всех весов ребер в графе; δ – дельта-функция Кронекера; c_i и c_j – кластеры:

$$\delta(c_i, c_j) = \begin{cases} 1, c_i = c_j \\ 0, c_i \neq c_j \end{cases}. \quad (2.6)$$

Перемещения продолжаются до тех пор, пока не будет достигнуто локальное оптимальное состояние, при котором ни одно перемещение не может улучшить значения модулярности. Стоит отдельно отметить, что вес ребра формируется на основании набора заданных признаков. При кластеризации ЭЭС на зоны надёжности могут задаваться следующие признаки: пропускные способности ЛЭП, коэффициенты потерь мощности ЛЭП, длины ЛЭП, значения генерирующей и потребляемой мощности в узлах ЭЭС.

Шаг 2. Уточнение

В алгоритме Лейдена реализуется этап уточнения. На этом этапе каждое кластер проверяется на связность. Если кластер состоит из нескольких не связных компонент, он разбивается на соответствующие кластеры. Это гарантирует, что каждое итоговый кластер образует связный подграф.

Шаг 3. Агрегация графа

Далее каждый кластер сворачивается в один мета-узел, образуя агрегированный граф. Веса рёбер между мета-узлами соответствуют суммарным весам рёбер между соответствующими кластерами в исходном графе. Алгоритм затем возвращается к первой фазе и повторяется для нового агрегированного графа.

Относясь к классу жадных алгоритмов, алгоритм Лейдена принимает локально оптимальные решения на каждом шаге. Это обеспечивает ему высокую производительность и качественные результаты при обработке больших графов и сетей.

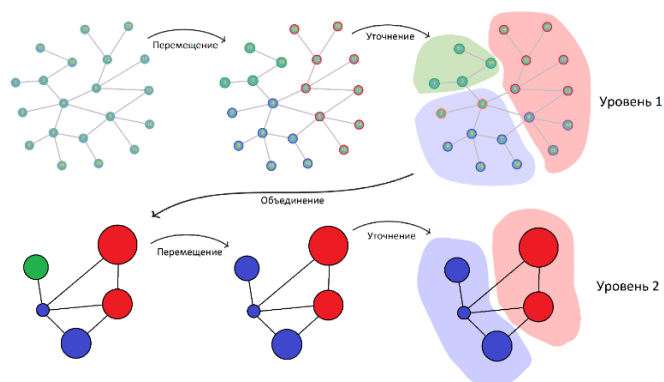


Рисунок 2.3 – Визуализация работы алгоритма Лейдена

Для оценки эффективности алгоритма Лейдена проведены экспериментальные исследования на тестовой схеме ОЭС Сибири. Исходные данные для кластеризации были идентичны тем, что использовались для других рассмотренных методов.

Рисунок 2.4 иллюстрирует разбиение узлов ОЭС Сибири на зоны надёжности, полученное методом Лейдена.

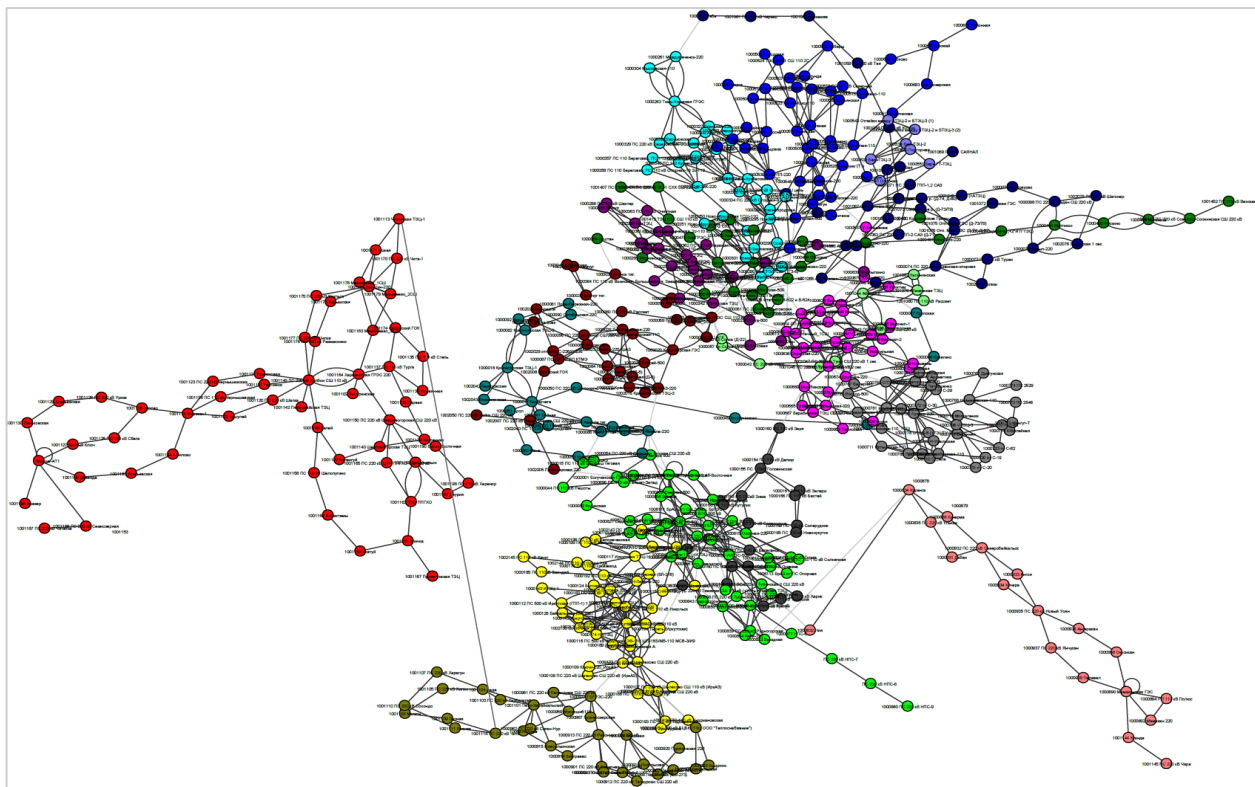


Рисунок 2.4 – Графическое представление отнесения узлов ОЭС Сибири к зонам надёжности на основании применения алгоритма Лейдена

Та же кластеризация, но уже в границах географических регионов представлена на Рисунке 2.5.

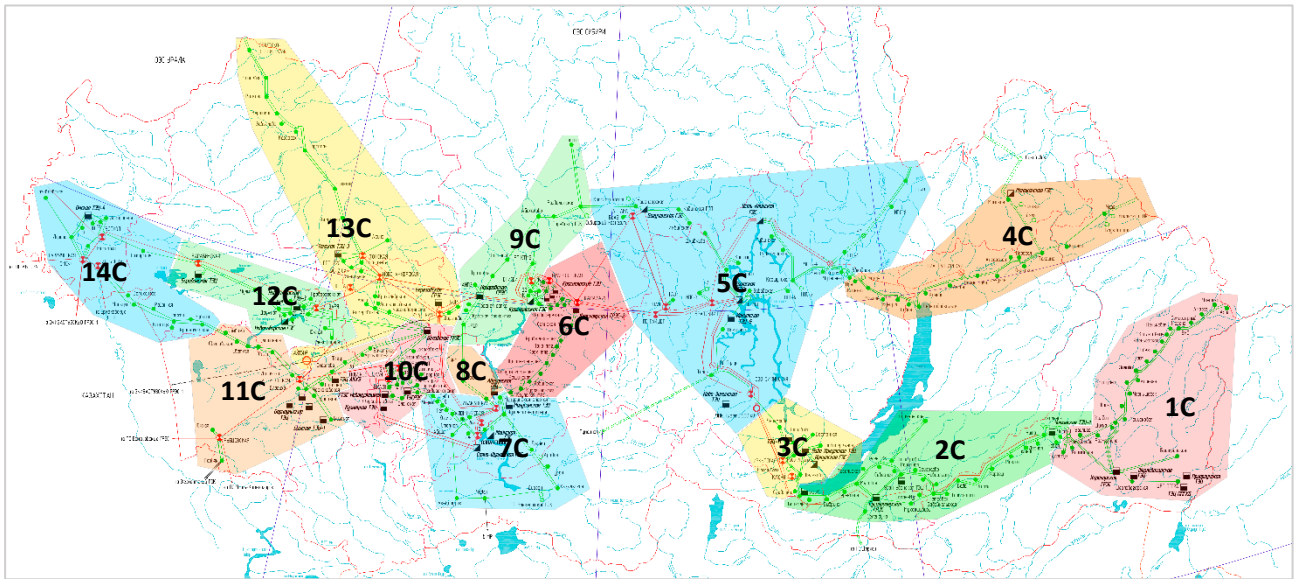


Рисунок 2.5 – Идентификация зон надёжности ОЭС Сибири на основании алгоритма Лейдена

На основании применения метода Лейдена сформировано 14 зон надёжности ОЭС Сибири за 1,16 с, что показывает эффективность подхода и возможность многократного применения методики в процессе оценки балансовой надёжности ЭЭС.

Алгоритм эффективно выявил структурные узкие места ЭЭС, сформировав максимально независимые зоны надёжности. Это позволяет целенаправленно анализировать загруженность критических связей при оценке балансовой надёжности.

Основные выводы о методах кластеризации ЭЭС на зоны надёжности

Решение задачи кластеризации ЭЭС на зоны надёжности необходимо для формирования расчетных моделей, которые используются для расчетов показателей балансовой надёжности. Стоит отметить, что решаемая задача по сути входит в первый этап методики оценки балансовой надёжности ЭЭС. Сравнительный анализ выявил совпадение ключевых границ зон надёжности в различных моделях, что указывает на определяющее влияние соответствующих

сетевых ограничений на балансовую надёжность. Выбор метода кластеризации обусловлен доступностью данных, таких как состав контролируемых сечений для первого подхода.

2.3. Особенности представления элементов электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности

2.3.1. Генерирующие мощности

Генерирующие мощности представляются в виде отдельных агрегатов с фиксированным подключением к зонам надёжности. Основной эксплуатационной характеристикой выступает располагаемая мощность, которая в моделях балансовой надёжности принимается неизменной в течение года и известной на весь период проектирования развития. В случае, если для конкретных генерирующих агрегатов имеются различного рода ограничения на выдачу мощности, то такие ограничения учитываются согласно принятому методу учёта. Для каждого вида генерирующих установок эти ограничения формируются исходя из специфики их эксплуатации.

В каждый момент времени физическая готовность агрегатов к покрытию нагрузки ЭЭС определяется величиной суммарной рабочей мощности. Рабочая мощность равна сумме включенной мощности агрегатов и мощности, находящейся в холодном резерве.

Моделирование ТЭС

Выдаваемая мощность агрегатов ТЭС в общем случае является постоянной на всем интервале оценки балансовой надёжности. Эта мощность равна располагаемой мощности конкретных генерирующих агрегатов. Располагаемая мощность рассчитывается заранее по определённой методике, например, в России это [70]. Если известны ограничения выдачи ТЭС, то они учитываются при оценке.

В случае, если на электростанции присутствуют поперечные связи и станция способна резервировать отказавшие внутри станции элементы, например, котел или турбина, то представление такой станции при оценке балансовой надёжности может задаваться определённой логикой, соответствующей этой структуре. Например, для учёта специфики работы парогазовых установок (ПГУ), где наличие поперечных связей позволяет выдавать часть мощности при отказе одной из газовых турбин, применяется специальная логическая модель, отражающая эту особенность генерации. Определение величины выдаваемой мощности такой станции при оценке балансовой надёжности будет заключаться в следующем наборе правил и дальнейшем математическом их представлении: если в рабочем состоянии в рассматриваемый момент времени находятся все элементы генерирующей установки, то установка способна выдавать в систему всю располагаемую мощность. Если отказывает один или несколько элементов, то максимум выдаваемой генерирующей мощности снижается на определённую заранее величину.

Моделирование ГЭС

При функционировании ГЭС имеется ряд ограничений, влияющих на выдачу мощности. Это могут быть внутренние, системные, паводковые, санитарные, экологические, экономические ограничения. В таких условиях для адекватного представления ГЭС при анализе балансовой надёжности задается годовой график ограничений мощности. Для существующих ГЭС такой график может быть сформирован исходя из следующих принципов: по среднемноголетнему графику выдачи мощности ГЭС или по минимально наблюдаемому графику выдачи мощности ГЭС. Для вновь строящихся ГЭС ограничения могут быть основаны на паводковой статистике конкретной реки. Также график выдачи мощности может быть определён на основании моделей долгосрочного прогнозирования водности в реках, где установлены ГЭС. Такой подход может быть весьма необходим в случае анализа ситуаций мало- и многоводья.

Моделирование возобновляемых источников энергии (прочих)

Особая ситуация при оценке балансовой надёжности ЭЭС с моделированием ВИЭ, а именно СЭС и ВЭС, которые уже получили и продолжают получать бурное развитие в энергосистемах различных государств. Выдача мощности такими станциями имеет сильную зависимость от возобновляемого ресурса. При их моделировании, помимо отражения структуры станции, требуется отразить зависимость выдаваемой станцией мощности от активности первичного энергоресурса.

При выдаче мощности СЭС наиболее влияющими факторами являются интенсивность солнечной радиации и температура окружающей среды. Моделирование СЭС может быть основано на следующих зависимостях [71,72]:

$$P_{\text{СЭС}} = \frac{P_{\text{смн}} G_{\text{ср}} (1 + k(T_{\text{см}} - T_{\text{смс}}))}{G_{\text{срс}}}, \quad (2.7)$$

где: $P_{\text{СЭС}}$ – выходная мощность СЭС, Вт; $P_{\text{смн}}$ – номинальная выходная мощность СЭС в стандартных условиях, Вт; $G_{\text{ср}}$ – значение солнечной радиации в период моделирования СЭС, Вт/м²; k – коэффициент влияния температуры; $T_{\text{см}}$ – температура на поверхности фотоэлектрических моделей СЭС, °С; $T_{\text{смс}}$ – температура на поверхности фотоэлектрических моделей СЭС при стандартных условиях, °С; $G_{\text{срс}}$ – значение солнечной радиации при стандартных условиях эксплуатации СЭС, Вт/м².

Температура поверхности ячеек солнечных модулей может быть определена следующим образом:

$$T_{\text{см}} = T_{\text{ов}} + 0.078 G_{\text{ср}}, \quad (2.8)$$

где $T_{\text{ов}}$ – температура окружающего воздуха, °С.

Можно использовать более простую модель для определения выдаваемой мощности СЭС:

$$P_{\text{СЭС}} = G_{\text{ср}} P_{\text{смн}} k_{\text{пот}} k_{\text{п}}, \quad (2.9)$$

где: $k_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь; $k_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, зависящий от угла наклона солнечных модулей относительно расположения Солнца.

Выдаваемая мощность ВЭС имеет прямую зависимость от скорости ветра на уровне лопастей ветроагрегатов. При моделировании ВЭС учитываются

критические скорости ветра, при которых ветроагрегат по технологическим причинам не выдает мощность [72]. Таким образом, математическая модель ВЭС может быть представлена в следующем виде:

$$P_{\text{ВЭС}} = \begin{cases} 0, & V_{\text{Т}} < V_{\text{ВКЛ}} \text{ или } V_{\text{Т}} > V_{\text{ВЫК}} \\ P_{\text{НОМ}} \frac{V^3 - V_{\text{ВКЛ}}^3}{V_{\text{НОМ}}^3 - V_{\text{ВКЛ}}^3}, & V_{\text{ВКЛ}} < V_{\text{Т}} < V_{\text{НОМ}}, \\ P_{\text{НОМ}}, & V_{\text{НОМ}} < V_{\text{Т}} < V_{\text{ВЫК}} \end{cases} \quad (2.10)$$

где: $P_{\text{ВЭС}}$ – выходная мощности ВЭС, Вт; $V_{\text{Т}}$ – скорость ветра в определённый период, м/с²; $V_{\text{ВКЛ}}$ – скорость ветра включения ветровых турбин, м/с²; $V_{\text{НОМ}}$ – номинальную скорость ветра, м/с² (номинальная скорость ветра — это скорость ветра, при которой активируется система управления, ограничивающая аэродинамические силы на лопастях ветряной турбины и поддерживающая постоянную вырабатываемую мощность путем изменения угла наклона лопастей); $V_{\text{ВЫК}}$ – скорость ветра выключения ветровых турбин, м/с²; $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность ВЭС, Вт; V – скорость ветра на высоте установки ветровых турбин, м/с².

Моделирование накопителей энергии

Накопители энергии (здесь имеются в виду все возможные технологии накопления энергии, которые могут быть применены в ЭЭС) характеризуются специфическим режимом работы, который состоит из последовательных циклов заряд/разряд. Данные режимы хорошо соответствуют концепции стохастического моделирования, но осложняют применение методов оценки балансовой надёжности. При перспективном моделировании не учитываются такие параметры накопителей, как деградация КПД от циклов заряда-разряда, поскольку предполагается соблюдение нормативных режимов эксплуатации. При моделировании случайных событий возможно несколько способов учёта функционирования накопителей энергии.

1. В случае, если необходимо провести учёт существующего или подобного существующему накопителя энергии, то возможно использования статистических данных для формирования необходимых характеристик накопителя для моделирования его будущих режимов.

2. В случае, если о накопителе энергии нет ретроспективной статистической информации, то предлагается следующий алгоритм учёта специфики его работы в процессе оценки балансовой надёжности ЭЭС:

1) Оценка возможности (потенциала) заряда накопителя энергии, путем определения возможностей ЭЭС по выработке требуемой или возможной для заряда электроэнергии за определённый период (как правило анализируется суточные возможности).

2) Анализ разницы графика располагаемой мощности и графика потребления мощности, выявление периодов с отрицательным балансом.

3) Учёт накопителя энергии в виде генератора электроэнергии, но не более чем в 30 % времени рассматриваемого периода.

2.3.2. Электрические сети

При анализе балансовой надёжности анализируемая электрическая сеть включает в себя не все ЛЭП ЭЭС, а только те ЛЭП, которые могут влиять на возникновение дефицита мощности. Состав этих ЛЭП определяется на этапе кластеризации ЭЭС.

Степень агрегации сетевой модели ЭЭС является функцией целевого масштаба исследования. Для задач оценки балансовой надёжности ЭЭС России это предполагает концентрацию на системообразующей сети (напряжением 220 кВ и выше) при пренебрежении распределительными сетями. Алгоритм построения модели направлен на включение всех стратегических контролируемых сечений, на которых возникают ограничения перетоков мощности.

При оценке балансовой надёжности используется транспортная модель электрической сети, в которой её топология аппроксимируется связями между зонами надёжности ЭЭС, где каждая межзональная связь полностью или частично соответствует контролируемому сечению.

Пропускная способность межзонных связей определяется на основе максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, полученных либо из анализа статической устойчивости ЭЭС, либо рассчитанных по укрупнённым выражениям.

2.3.3. Внешних связи электроэнергетических систем

Так как расчетная схема ЭЭС может быть ограничена только её определённой частью, но при этом необходимо учесть действия оставшейся части ЭЭС, при анализе балансовой надёжности ЭЭС в расчетной схеме целесообразно учитывать данные о внешних связях ЭЭС и взаимодействие с соседними системами в аварийных ситуациях. При формировании расчётной схемы ЭЭС для анализа балансовой надёжности сети смежных энергосистем (например, сети соседних государств) отражаются в виде некоторых эквивалентов, либо в виде фиксированных графиков перетоков мощности.

Учёт импорта и экспорта мощности может приниматься на основе заключенных контрактов при расчетах на ближайшую перспективу и на основе прогнозов внешнеторговой деятельности при расчетах на долгосрочную перспективу. Для того чтобы получаемая мощность могла учитываться в балансах мощности при анализе надёжности, необходимо чтобы соответствующие контракты включали в себя требования гарантированной поставки и соответствующие санкции за нарушения этих поставок.

К получаемой по внешнеторговым контрактам мощности должны применяться те же критерии, что и к собственной генерирующей мощности системы, и субъекты рынка, осуществляющие внешнеторговую деятельность, должны выполнять такие же правила, что и остальные участники рынка.

При анализе балансовой надёжности ЭЭС необходимо также учитывать имеющиеся соглашения с внешними энергосистемами об оказании взаимопомощи в аварийных ситуациях, об управлении суммарными резервами мощности,

учитывать возможности резервирования передачи электроэнергии по электрическим сетям соседних систем.

2.3.4. Нагрузка и формирование регулярных графиков потребления мощности и электроэнергии

При оценке балансовой надёжности анализируется способность ЭЭС обеспечить потребителей электроэнергией и мощностью за определённый период. Это обстоятельство формирует требование для отражения адекватности представления графиков нагрузки в процессе оценки балансовой надёжности ЭЭС. В процессе оценки для каждой зоны надёжности формируется прогнозные графики почасового потребления мощности на период оценки балансовой надёжности. В таких графиках определены собственные максимумы нагрузки зон надёжности. Формирование прогнозных графиков электрической нагрузки требует комплексного учёта всех составляющих энергопотребления внутри моделируемой системы. Помимо полезной нагрузки потребителей, в прогноз должны быть интегрированы технологические составляющие: собственные нужды электростанций и подстанций, а также расчётные потери активной мощности в сетях в границах рассматриваемых зон надёжности. Такой подход обеспечивает корректность баланса мощности на этапе проектирования развития.

Нахождение регулярных максимумов и формирование графиков потребления мощности зон надёжности является трудоемким процессом, так как при его реализации необходимо провести обработку больших массивов статистических данных. Так как оценка балансовой надёжности проводится для перспективных схем развития ЭЭС, то исходя из условий организации формирования планов развития, возникает несколько задач:

1. Задача прогнозирования максимального потребления мощности для зон надёжности ЭЭС решается в рамках многоуровневой методологии. На макроуровне исходным драйвером являются сценарные прогнозы социально-

экономического развития региона или страны, которые определяют общий тренд электропотребления. При формировании долгосрочных прогнозов (горизонт более года) расчёт ведётся укрупнённо – сначала определяются агрегированные максимумы потребления для субъектов территории (областей, краёв), которые впоследствии детализируются и распределяются по конкретным зонам надёжности с учётом их специфики. По факту зоны надёжности в расчетной модели ЭЭС могут как находиться в границах энергосистем различных субъектов, так и быть частью энергосистемы субъекта или включать в себя части нескольких субъектов. Если зона надёжности находится в границе энергосистемы субъекта, то прогнозные максимумы потребления мощности для такой зоны надёжности принимаются равным прогнозным максимумам потребления мощности субъекта. В случае, если границы зоны надёжности и субъекта не совпадают, тогда прогнозные максимумы потребления мощности в зонах надёжности будут определяться по алгоритму, представленному ниже.

2. По факту ретроспективная информация о потреблении мощности формируется (может формироваться) для каждого узла расчетной схемы ЭЭС. Для формирования перспективных графиков потребления мощности в зонах надёжности необходимо проводить композицию значений потребления мощности различных узлов, входящих в одну зону надёжности. То же самое относится и к определению среднеквадратических отклонений потребления мощности зон надёжности для моделирования нерегулярных колебаний потребления мощности.

Формирования прогнозных максимумов потребления мощности в зонах надёжности ЭЭС

Формирование максимумов потребления мощности в зонах надёжности ЭЭС основывается на выполнении следующих операций:

1. Формирование годовых графиков нагрузки в именованных единицах в частях региональных энергосистем, относящихся к разным зонам надёжности $(y_{\varphi,a,t,\tau})_{t=1}^{8760}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году (при этом графики нагрузки для 29 февраля не учитываются):

$$(y_{\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760} = \sum_{\eta=1}^N (\bar{y}_{\eta,\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760}, \varphi = 1, \dots, \Phi, \alpha = 1, \dots, A, \tau = 1, \dots, T, \quad (2.11)$$

где $\bar{y}_{\eta,\varphi,\alpha,t,\tau}$ – почасовая нагрузка η -ой нагрузочной подстанции в φ -той части региональной энергосистемы; Φ – количество частей региональных энергосистем, входящих в различные зоны надёжности; A – количество региональных энергосистем; N – количество нагрузочных подстанций, входящих в φ -тую часть региональной энергосистемы; T – количество анализируемых лет (для расчетов принимается минимум 10).

Учтем, что

$$y_{\varphi,\alpha,t,\tau} = \tilde{y}_{\phi,i,t,\tau}, \varphi = 1, \dots, \Phi, \alpha = 1, \dots, A, t = 1, \dots, T, \tau = 1, \dots, T, \phi = 1, \dots, \Psi, i = 1, \dots, I, \quad (2.12)$$

где T – количество часов в расчетном периоде (для года равно 8760); Ψ – количество частей зон надёжности; I – количество зон надёжности.

2. Определение максимальных значений годовых графиков нагрузки в именованных единицах в частях региональных энергосистем, относящихся к разным зонам надёжности $y_{\max,\varphi,\alpha,\tau}$ минимум для десяти лет, предшествующих первому расчетному году:

$$y_{\max,\varphi,\alpha,\tau} = \max((y_{\text{ср},\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760}), \varphi = 1, \dots, \Phi, \alpha = 1, \dots, A, \tau = 1, \dots, T. \quad (2.13)$$

3. Определение годовых графиков нагрузки в относительных единицах в частях региональных энергосистем, относящихся к разным зонам надёжности $(y'_{\text{ср},\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760}$ минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$(y'_{\text{ср},\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760} = \frac{(y_{\text{ср},\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760}}{y_{\max,\varphi,\alpha,\tau}}, \varphi = 1, \dots, \Phi, \alpha = 1, \dots, A, \tau = 1, \dots, T. \quad (2.14)$$

4. Определение усредненных годовых графиков нагрузки в относительных единицах в частях региональных энергосистем, относящихся к разным зонам надёжности $(y'_{\text{ср},\varphi,\alpha,t})_{t=1}^{8760}$:

$$(y'_{\text{ср},\varphi,\alpha,t})_{t=1}^{8760} = \frac{(y'_{\text{ср},\varphi,\alpha,t,\tau})_{t=1}^{8760}}{T}, \varphi = 1, \dots, \Phi, \alpha = 1, \dots, A, \tau = 1, \dots, T. \quad (2.15)$$

5. Определение совмещённых максимумов нагрузки в относительных единицах в региональных энергосистемах $y'_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha}$:

$$y'_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha} = \max_{\varphi} \left(\sum_{\varphi}^{\Phi} (y'_{\text{ср},\varphi,\alpha,t})_{t=1}^{8760} \right), \alpha = 1, \dots, A. \quad (2.16)$$

6. Определение доли частей региональных энергосистем относящихся к разным зонам надёжности $\chi_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha}$:

$$\chi_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha} = \frac{y'_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha}}{\sum_{\alpha=1}^A y'_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha}}, \varphi = 1, \dots, \Phi. \quad (2.17)$$

7. Определение годовых максимумов нагрузки зон надёжности $y_{\text{макс},i}$:

$$y_{\text{макс},i} = \sum_{\varphi=1}^{\Phi} (\chi_{\text{совм,макс},\varphi,\alpha}) y_{\text{макс},\alpha}, i = 1, \dots, I, \alpha = 1, \dots, A, \quad (2.18)$$

где $y_{\text{макс},\alpha}$ – регулярный годовой максимум нагрузки региональной энергосистемы.

В качестве инженерной оценки периода, за который необходимо обработать ретроспективные данные, можно обозначить десятилетний период, предшествующий первому расчетному году.

Формирование суточных графиков нагрузки зон надёжности

Алгоритм построения суточных графиков нагрузки зон надёжного основан на обработке ретроспективных данных о часовых потреблении мощности по всем узлам исходной расчётной схемы ЭЭС. Процедура реализуется в следующей последовательности:

1. Формирование годовых графиков нагрузки в именованных единицах зон надёжности $(y_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$(\hat{y}_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760} = \sum_{\eta=1}^N (y_{\eta,i,t,\tau})_{t=1}^{8760}, i = 1, \dots, I, \tau = 1, \dots, T, \quad (2.19)$$

2. Определение максимумов годовых графиков нагрузки в именованных единицах зон надёжности $y_{\max,i,\tau}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$y_{\max,i,\tau} = \max_t (y_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760}, i = 1, \dots, I, \tau = 1, \dots, T, \quad (2.20)$$

3. Формирование годовых графиков нагрузки в относительных единицах зон надёжности $(y'_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$(y'_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760} = \frac{(y_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760}}{y_{\max,i,\tau}}, i = 1, \dots, I, \tau = 1, \dots, T. \quad (2.21)$$

4. Формирование усреднённых годовых графиков нагрузки в относительных единицах зон надёжности $(y'_{cp,i,t})_{t=1}^{8760}$:

$$(y'_{cp,i,t})_{t=1}^{8760} = \frac{\sum_{\tau=1}^T (y'_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760}}{T}, i = 1, \dots, I. \quad (2.22)$$

5. Группировка по суткам усреднённых годовых графиков нагрузки в относительных единицах зон надёжности $(y'_{cp,i,t,d})_{t=1}^{8760}$:

$$(y'_{cp,i,t,d})_{t=1}^{8760} = group_d((y'_{cp,i,t})_{t=1}^{8760}), i = 1, \dots, I, d = 1, \dots, 365. \quad (2.23)$$

6. Формирование суточных графиков нагрузки зон надёжности $(y'_{cp,i,d})_{d=1}^{365}$ в относительных единицах:

$$(y'_{cp,i,d})_{d=1}^{365} = \max_t ((y'_{cp,i,t,d})_{t=1}^{8760}), i = 1, \dots, I. \quad (2.24)$$

Формирование месячных графиков нагрузки зон надёжности

1. Группировка усреднённых годовых графиков нагрузки в относительных единицах зон надёжности по месяцам $(y'_{cp,i,t,m})_{t=1}^{8760}$:

$$(y'_{cp,i,t,m})_{t=1}^{8760} = group_m((y'_{cp,i,t})_{t=1}^{8760}), i = 1, \dots, I, m = 1, \dots, 12. \quad (2.25)$$

2. Формирование месячных графиков нагрузки зон надёжности $(y'_{cp,i,m})_{m=1}^{12}$:

$$(y'_{cp,i,m})_{m=1}^{12} = \max_m ((y'_{cp,i,t,m})_{t=1}^{8760}), i = 1, \dots, I. \quad (2.26)$$

Формирование характерных для дней недели графиков нагрузки

Базовым подходом является формирование характерных (типовых) суточных графиков нагрузки отдельно для каждого дня недели. При этом методика обладает гибкостью и допускает использование иных правил кластеризации исторических данных, например, агрегацию в два профиля: для рабочих дней и для выходных/праздничных дней.

1. Группировка по месяцам годовых графиков нагрузки в именованных единицах зон надёжности $(y'_{i,t,\tau,m})_{t=1}^{8760}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$(y'_{i,t,\tau,m})_{t=1}^{8760} = group_m(y'_{i,t,\tau})_{t=1}^{8760}, i = 1, \dots, I, \tau = 1, \dots, T, m = 1, \dots, 12.. \quad (2.27)$$

2. Сортировка сгруппированных по месяцам годовых графиков нагрузки в именованных единицах зон надёжности по дням недели $(y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{8760}$ (все праздничные дни принимаются воскресеньями), для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$\begin{aligned} (y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{8760} &= sort_w(y'_{i,t,\tau,m})_{t=1}^{8760}, i = 1, \dots, I, \tau = 1, \dots, T, m \\ &= 1, \dots, 12, w = 1, \dots, 7. \end{aligned} \quad (2.28)$$

3. Определение дневных максимумов для каждого дня сгруппированных по дням недели каждого месяца годовых графиков нагрузки в именованных единицах зон надёжности $y_{max,i,t,\tau,m,w}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$\begin{aligned} y_{max,i,t,\tau,m,w} &= \min_w((y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{8760}) = sort_w(y'_{i,t,\tau,m})_{t=1}^{8760}, i = 1, \dots, I, \tau \\ &= 1, \dots, T, m = 1, \dots, 12, w = 1, \dots, 7. \end{aligned} \quad (2.29)$$

4. Формирование сгруппированных по дням недели для каждого месяца годовых графиков нагрузки зон надёжности в относительных единицах $(y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{24}$, для каждого года τ , минимум за десятилетний период, предшествующий первому расчетному году:

$$\begin{aligned} (y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{24} &= \frac{(y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{8760}}{y_{max,i,t,\tau,m,w}}, i = 1, \dots, I, \tau = 1, \dots, T, m = 1, \dots, 12, w \\ &= 1, \dots, 7. \end{aligned} \quad (2.30)$$

5. Определение характерных для дней недели каждого месяца почасовых графиков нагрузки зон надёжности $(y'_{i,t,m,w})_{t=1}^{24}$:

$$(y'_{i,t,m,w})_{t=1}^{24} = \frac{\sum_{t=1}^T (y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{24}}{T}, i = 1, \dots, I, m = 1, \dots, 12, w = 1, \dots, 7. \quad (2.31)$$

Определение среднеквадратического отклонения (с.к.о.) нагрузки в зонах надёжности для месяцев расчётного периода

1. Определение с.к.о. нагрузки в зонах надёжности для каждого часа характерных суток месяца $\sigma_{i,t,m,w}$:

$$\begin{aligned} \sigma_{i,t,m,w} &= \sqrt{\text{м. о. } ((y'_{i,t,\tau,m,w})_{t=1}^{24} - (y'_{i,t,m,w})_{t=1}^{24})^2}, i = 1, \dots, I, t \\ &= 1, \dots, 8760, m = 1, \dots, 12, w = 1, \dots, 7. \end{aligned} \quad (2.32)$$

2. Определение с.к.о. нагрузки в зонах надёжности для каждого месяца $\sigma_{i,m}$:

$$\sigma_{i,m} = \frac{\sum_{t=1}^{168} \sigma_{i,t,m,w}}{168}, i = 1, \dots, I, t = 1, \dots, 168, m = 1, \dots, 12, w = 1, \dots, 7. \quad (2.33)$$

Определение этого параметра необходимо для моделирования нерегулярных отклонений нагрузки.

Также целесообразно определять корреляционные зависимости между потреблением мощности в разных зонах надёжности ЭЭС и использовать эти зависимости при формировании расчетных состояний [73].

2.4. Методика оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло

Хронологическая модель функционирования ЭЭС опирается на почасовые графики нагрузки и сезонную динамику изменения параметров элементов. Моделирование осуществляется в рамках годового временного горизонта с дискретным шагом, привязанным к календарному времени. Фундаментальным допущением модели является статистическая независимость случайных событий: отказов генерирующих агрегатов, колебаний нагрузки и повреждений элементов сети. Это допущение позволяет применять аппарат теории вероятностей для

оценки показателей надёжности, существенно упрощая вычислительную процедуру.

Как отмечалось, в исследованиях [33,37,45] оценку балансовой надёжности целесообразно выполнять на основе метода Монте-Карло. Методология предполагает построение множества сценарных траекторий эволюции системы. Каждая траектория конструируется через последовательную во времени симуляцию переходов между состояниями элементов, моменты наступления которых являются случайными величинами с заданными вероятностными распределениями. Ключевым допущением при оценке балансовой надёжности выступает гипотеза о статистической независимости событий в смежные временные интервалы. Указанный принцип лежит в основе метода оценки основанного на случайных событиях, используемом при оценке балансовой надёжности.

На основе сформированного ансамбля стохастических реализаций динамики функционирования системы осуществляется выборка событий дефицита мощности. Последующий статистический анализ данной выборки служит основанием для расчёта комплекса вероятностных показателей, количественно описывающих параметры возникновения и развития дефицитных режимов.

Статистический анализ параметров системы, зафиксированных в реализациях с дефицитом мощности, осуществляется специализированным программным модулем. Результаты проведённого моделирования и анализа служат первичным источником для расчёта ключевых показателей балансовой надёжности, а также для оценки других важнейших характеристик режимов работы ЭЭС (например, рисков дефицита, узких мест). В настоящее время в мировой и отечественной практике сформировался целый класс специализированных программно-вычислительных комплексов (ПВК), алгоритмическое ядро которых реализует различные методы оценки балансовой надёжности, варьирующиеся от аналитических расчётов до детального имитационного моделирования методом Монте-Карло [33,37,45].

Укрупнённо методика оценки балансовой надёжности на основании метода Монте-Карло с использованием аппарата случайных событий состоит из следующих вычислительных этапов:

- этап формирования расчетных (случайных) состояний ЭЭС;
- этап минимизации дефицита мощности ЭЭС;
- этап вычисления показателей балансовой надёжности.

2.4.1. Формирование расчетных состояний электроэнергетических систем

На этапе моделирования работы ЭЭС методом Монте-Карло происходит формирование множества вероятных расчетных состояний за оцениваемый период. Расчетные состояния ЭЭС формируются для каждого часа расчетного периода. При формировании расчётных состояний необходимо учесть детерминированные и вероятностные составляющие процесса моделирования.

Формирование почасовых графиков нагрузки относится к детерминированным составляющим методики. Уровень нагрузки в зонах надёжности рассчитывается на основе прогнозных данных (графиков нагрузки и максимума потребления) как произведение максимальной нагрузки на часовые коэффициенты:

$$\bar{y}_i^h = y_{i,h(y)}^{max} d_{i,h(m)} d_{i,h(d)} d_{i,h(h)} d_{i,h(t)},$$

$$i = 1, \dots, I, h = 1, \dots, H,$$
(2.34)

где $\bar{y}_i^h$ – потребление мощности в зоне надёжности i для заданного часа и даты h , МВт; h – заданная дата и время; I – число зон надёжности; H – количество часов в расчётном периоде; $h(y)$ – номер года; $h(m)$ – номер месяца; $h(d)$ – номер дня; $h(h)$ – номер часа; $h(t)$ – тип дня; $d_{i,h}$ – соответствующие средние коэффициенты нагрузки для часа, дня, типа дня и месяца; $y_{i,h(y)}^{max}$ – максимальная величина потребления мощности в зоне надёжности i для заданного года $h(y)$, МВт.

Расчетное состояние ЭЭС характеризуется следующими случайными событиями: ограничения в снабжении электростанций первичными

энергоресурсами, отказы генерирующих агрегатов, отказы линий электропередачи, нерегулярные колебания нагрузки потребителей. Моделирование одного случайного события (к примеру, отказ генерирующего агрегата или линии электропередачи) (k^m), вероятность которого равна (p^m), происходит при разыгрывании одного случайного числа (s^m) из равномерно распределенного множества на интервале $[0,1]$. Если при этом (s^m) находится в интервале $[0, p^m]$, считается, что событие (k^m) (отказ элемента) наступило, иначе событие (k^m) не наступило:

$$k^m = \begin{cases} 1, \text{ если } s^m \in [0, p^m] \\ 0, \text{ если } s^m \in (p^m, 1] \end{cases}, m = 1, \dots, M, \quad (2.35)$$

где M - количество расчетных состояний ЭЭС.

Аналогично процедуру моделирования случайных событий выполняют при определении нерегулярных колебаний нагрузки $\bar{y}_i^m$, где для дискретной аппроксимации нормального закона распределения отклонений нагрузки используется ряд распределения вероятностей, состоящий из 7 (семи) ступеней, в котором каждому значению $\bar{y}_i^m$ соответствует вероятность реализации этой величины p^m . Величины $\bar{y}_i^m$ и p^m определяются при обработке статистических данных потребления электроэнергии в зонах надёжности за ретроспективный период. Шаг $\bar{y}_i^m$ является одинаковым для всех ступеней распределения и зависит от величин максимальных нерегулярных отклонений нагрузки в зонах надёжности:

$$\bar{y}_i^m = \begin{cases} \bar{y}_1^m, \text{ если } s^m \in [0, p_1^m] \\ \bar{y}_2^m, \text{ если } s^m \in (p_1^m, p_2^m] \\ \bar{y}_3^m, \text{ если } s^m \in (p_2^m, p_3^m] \\ \bar{y}_4^m, \text{ если } s^m \in (p_3^m, p_4^m] \\ \bar{y}_5^m, \text{ если } s^m \in (p_4^m, p_5^m] \\ \bar{y}_6^m, \text{ если } s^m \in (p_5^m, p_6^m] \\ \bar{y}_7^m, \text{ если } s^m \in (p_6^m, 1] \end{cases}, m = 1, \dots, M, i = 1, \dots, I. \quad (2.36)$$

Также определении нерегулярных колебаний нагрузки $\bar{y}_i^m$ можно выполнить используя следующее выражение [33]:

$$\bar{y}_i^m = y_i^m + p_y^m * (0,5 - r_n) * y_i^m, \quad i = 1, \dots, I, m = 1, \dots, M, \quad (2.37)$$

где: y_i^m – нагрузка в зоне надёжности i для состояния m , МВт; m – номер состояния ЭЭС; I – число зон надёжности; p_y^m – величина случайного отклонения нагрузки для зоны надёжности i для заданного расчётного состояния m , %; M – количество расчётных состояний.

Скорость и точность процесса оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем

Методология оценки балансовой надёжности строится на принципе создания адекватной математической модели, максимально приближающейся по своим выходным характеристикам к поведению реальной энергосистемы. Достижение этой цели требует интеграции в модель всех значимых детерминированных и стохастических факторов. К числу критически важных стохастических детерминант, определяющих надёжность, относятся: вероятностные отказы элементов генерации, сети и трансформации; стохастические вариации графиков нагрузки; нерегулярность поставок топлива для тепловых станций; а также другие внешние (погодные, рыночные) и внутренние (режимные, эксплуатационные) факторы.

Указанные факторы формируют проблемное пространство высокой размерности, характеризующееся значительной временной неопределённостью. Интеграция в энергосистему объектов распределённой и возобновляемой генерации усугубляет эти вызовы, внося дополнительную стохастическую компоненту, что делает их учёт императивным при оценке балансовой надёжности.

Результаты оценки балансовой надёжности ЭЭС формируют критически важную информационную основу для обоснования стратегических решений. К таким решениям относятся: определение направлений и объёмов развития генерирующих и сетевых мощностей, оптимизация структуры генерирующего парка, в рамках формирования достаточного и экономически обоснованного

уровня резервов мощности для обеспечения надёжности системы в нормальных и аварийных условиях; развития структуры электрических сетей и других.

Для решения этих задач необходимо многократное использование методики оценки балансовой надёжности ЭЭС. Дискретный характер целевых функций и высокая размерность пространства влияющих факторов исключают возможность адекватной замены комплексной методики упрощёнными методами без риска получения некорректных результатов. Следовательно, обязательным условием является соблюдение требований к точности определяемых показателей балансовой надёжности.

Критерии точности результатов формируются на основе анализа предельной погрешности, величина которой детерминирована следующими составляющими:

1. Погрешность моделирования складывается из неточности исходных данных (ограниченная точность измерений) и методологических упрощений, неизбежных при переходе от физического процесса к его математическому описанию в прикладных исследованиях.

2. Основной источник погрешности связан с применением метода Монте-Карло, который по своей природе предоставляет статистические оценки для задач, не имеющих точного аналитического решения.

3. Все стадии вычислений – ввод данных, арифметические операции, вывод результатов – сопровождаются погрешностями округления. Данное явление обусловлено принципиальным ограничением вычислительных систем, оперирующих числами конечной разрядности, где усечение бесконечных дробей неизбежно генерирует вычислительную погрешность.

Указанным источникам погрешностей соответствуют следующие типы:

- 1) неустранимой погрешностью,
- 2) погрешностью метода,
- 3) погрешностью вычислений.

Уровень точности вычислительных процедур должен быть согласован с целевыми показателями решаемой задачи: избыточная точность не имеет смысла

при наличии неустранимых погрешностей, а достаточная определяется целями и областью применения результатов.

В основе рассматриваемой методики оценки балансовой надёжности ЭЭС лежит метод Монте-Карло, для которого справедлива следующая зависимость для оценки вычислительной погрешности Δ [74]:

$$\Delta = 0,675\sqrt{D\zeta/N}, \quad (2.38)$$

где ζ – моделируемая методом Монте-Карло случайная величина, $D\zeta$ – дисперсия случайной величины ζ , N – число испытаний.

Как видно из (2.38), точность квадратично зависит от числа и равномерности состояний. Полный перебор всех состояний, гарантирующий максимальную точность, для реальных систем невозможен, что создаёт обратную зависимость между точностью и скоростью расчёта в методе Монте-Карло.

Скорость сходимости и точность работы метода Монте-Карло зависит от нескольких факторов в соответствии с (2.38):

1) Достоверность и точность вычислительных экспериментов в существенной степени детерминированы статистическими свойствами применяемых псевдослучайных последовательностей чисел. Наличие систематического смещения в генерируемом распределении, выражающегося в асимметрии относительно математического ожидания, является источником существенных систематических погрешностей в статистическом моделировании и обуславливает замедленную сходимость вычислительных процессов в методе Монте-Карло. Поэтому выбор качественного генератора случайных чисел остаётся важной практической задачей.

Скорость генерации случайных чисел является не менее важным критерием. Вычислительная эффективность различных алгоритмов оценки надёжности может различаться на порядки. Особенно остро проблема производительности стоит для методов, требующих генерации обширных ансамблей состояний системы, сопоставимых по количеству с числом статистических испытаний. В условиях большой размерности описания каждого состояния быстроедействие генератора

случайных чисел становится критическим фактором, напрямую определяющим общее время моделирования.

2) Производительность генерации стохастических реализаций является функцией вычислительной сложности целевой задачи и структурной сложности имитационной модели. Учитывая итеративную природу метода Монте-Карло, требующего многократного анализа состояний ЭЭС, вычислительная производительность алгоритма оказывается обратно пропорциональной уровню детализации модели. Данное обстоятельство порождает фундаментальный компромисс между точностью и производительностью: увеличение глубины описания модели, с одной стороны, повышает адекватность репрезентации моделируемых процессов, а с другой — приводит к сверхлинейному росту вычислительной нагрузки.

Стоит отметить, что выше представлены факторы, влияющие на скорость сходимости и точность работы метода Монте-Карло. При оценке балансовой надёжности ЭЭС возможны и другие способы повышения вычислительной эффективности всей методики. Одним из таких способов является уже хорошо зарекомендовавший себя способ - представление генерирующей мощности в зонах надёжности в виде ряда распределения работоспособной мощности [26,33,75,76] и дальнейшее формирование случайных состояний ЭЭС на его основе. Реализация рассматриваемого метода демонстрирует синергетический эффект в сочетании с использованием высококачественных генераторов псевдослучайных чисел. Такая интеграция не приводит к конфликту вычислительных процедур, а, напротив, обладает свойством аддитивности, мультипликативно усиливая итоговую вычислительную эффективность и достоверность получаемых результатов.

Анализ генераторов случайных чисел, используемых для формирования случайных состояний электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности на основании метода Монте-Карло

Зависимость (2.38) определяет порядок погрешности через дисперсию $D\zeta$ и число испытаний N . Это создаёт два возможных подхода к повышению точности:

- увеличение числа испытаний (N), что напрямую ведёт к росту вычислительных затрат. В некоторых случаях требуемая точность может соответствовать практически нереализуемым значениям N ;

- снижение дисперсии ($D\zeta$) через выбор оптимальной модификации метода Монте-Карло. Во многих задачах именно этот подход позволяет достичь значительного повышения точности при сохранении приемлемого времени расчёта.

Формальная постановка задачи в методе Монте-Карло требует нахождения случайной величины ζ с математическим ожиданием m и дисперсией $D\zeta = b^2$, где b — с.к.о. случайной величины ζ .

Пусть $\zeta^1, \zeta^2, \zeta^3$ — последовательность независимых одинаково распределённых случайных величин с распределением, совпадающим с распределением ζ .

Рассмотрим N независимых случайных величин $\zeta^1, \zeta^2, \zeta^3$ (реализаций), распределения которых совпадают с распределением ζ . При больших N согласно центральной предельной теореме, распределение суммы $\rho N = \sum_i \xi_i$ будет приблизительно нормальным с параметрами $M\rho N = Nm, D\rho N = Nb^2$, где M означает математическое ожидание, а D — дисперсию.

По предельной теореме Муавра-Лапласа определяется соотношение

$$P\left(\left|\frac{\rho N}{N} - m\right| \leq k \frac{b}{\sqrt{N}}\right) = P\left(\left|\frac{1}{N} \sum_i \xi_i - m\right| \leq k \frac{b}{\sqrt{N}}\right) \rightarrow 2\Phi(k) - 1, \quad (2.39)$$

где $\Phi(x)$ — функция нормального распределения.

Среднее арифметическое значений случайной величины будет примерно равно m . С вероятностью близкой к $2\Phi(k) - 1$ ошибка такого приближения не будет превосходить величины $k \frac{b}{\sqrt{N}}$. Как видно из приведенных выше соотношений, точность вычислений зависит от параметра N и величины b — среднеквадратичного отклонения случайной величины ζ .

Таким образом, статистическая погрешность метода Монте-Карло определяется двумя факторами: количеством независимых реализаций

(испытаний, N) и дисперсией (разбросом) оцениваемой случайной величины. Согласно центральной предельной теореме, стандартная ошибка оценки математического ожидания убывает обратно пропорционально корню квадратного из количества испытаний. Это означает, что для уменьшения погрешности в 10 раз требуется увеличить число испытаний в 100 раз [74].

На формирование реализаций непосредственно влияет используемый генератор случайных чисел, который должен обеспечивать равномерность распределения. При больших значениях N необходим генератор с периодом, существенно превышающим это число, что вытекает из требования статистической независимости величин.

Общая скорость работы метода также зависит от эффективности генерации случайных чисел, поскольку в сложных задачах требуются высокопроизводительные алгоритмы на всех этапах, включая создание последовательностей.

Следовательно, теоретический анализ алгоритмов генерации будет проводиться с позиций их быстродействия и качества статистических характеристик.

Поскольку получение истинно случайных последовательностей, привязанных к физическим процессам, является сложной и ресурсоёмкой задачей, на практике в методе Монте-Карло широко используются генераторы псевдослучайных (ГПСЧ) и квазислучайных (ГКСЧ) последовательностей. Среди псевдослучайных генераторов рассматриваются: семейство «Вихрь Мерсенна» (Mersenne Twister); семейство Xorshift; конгруэнтные генераторы с перестановками. Среди квазислучайных последовательностей применяются: ЛПт-последовательности Соболя; последовательности Холтона; последовательности Хаммерсли.

На Рисунках 2.7 и 2.8 показаны точечные диаграммы, иллюстрирующие статистические свойства проанализированных последовательностей.

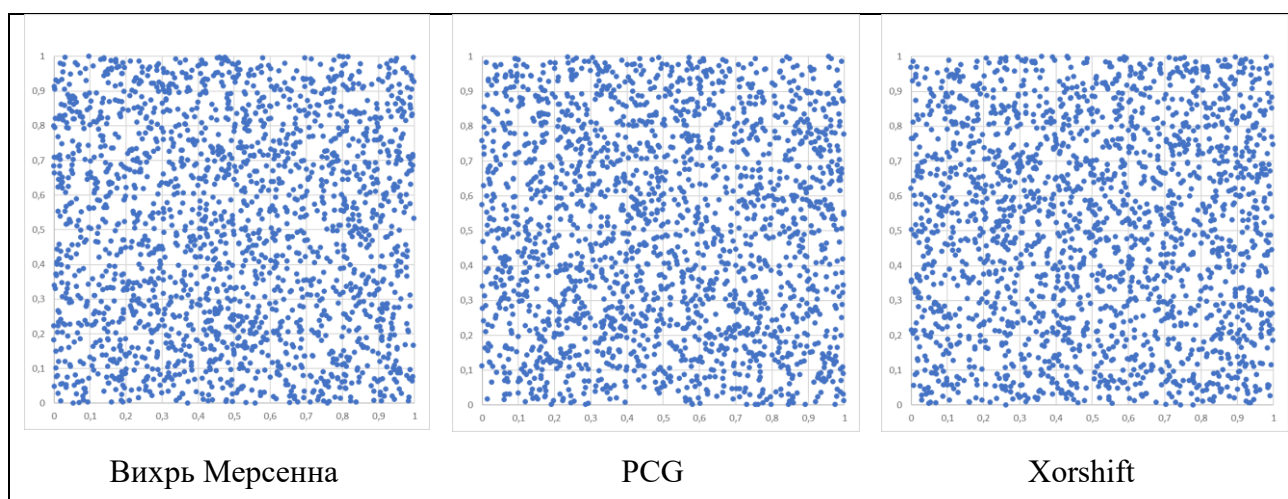


Рисунок 2.7 – Графическое представление точек псевдослучайных последовательностей чисел

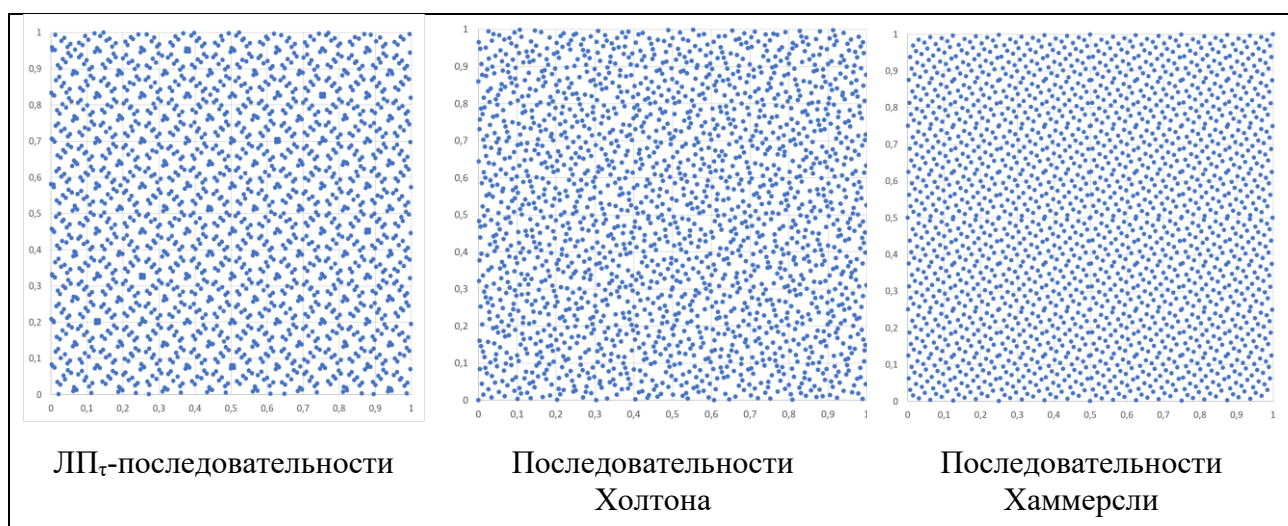


Рисунок 2.8 – Графическое представление точек квазислучайных последовательностей чисел

Сравнение визуализаций показывает фундаментальное различие в подходах: псевдослучайные генераторы имитируют случайность, в то время как квазислучайные последовательности обеспечивают детерминированное равномерное покрытие, жертвуя некоторыми свойствами случайности ради ускорения сходимости в вычислительных методах. Оба варианта сохраняют содержательный анализ, но представляют его в более структурированной и терминологически точной форме.

Для проверки равномерности последовательностей применялся критерий Колмогорова-Смирнова [77]. Близость значения статистики к 0,87 свидетельствует о высоком качестве генератора. Все результаты приведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Значения критерия Колмогорова-Смирнова для последовательностей чисел

Тип	Псевдослучайные			Квазислучайные		
Название последовательности	Вихрь Мерсенна	PCG	Xorshift	ЛП _т	Холтон	Хаммерсли
Значение критерия	0,935	0,565	0,32	~0,87	~0,87	~0,87

Анализ результатов расчёта статистического критерия свидетельствует о том, что квазислучайные последовательности обладают существенно более высокой равномерностью заполнения пространства по сравнению с классическими псевдослучайными. Это выражается в их лучшем соответствии теоретическому равномерному распределению, что напрямую подтверждается меньшими значениями меры отклонения. Следовательно, использование квазислучайных чисел позволяет достичь более высокой скорости сходимости.

Сравнительный анализ генераторов проведён путём расчёта дефицита мощности в ПК «Надёжность» на трёх схемах ЭЭС: трёхузловой, IEEE RTS-96 и ЭЭС России. Для каждого случая выполнено 10 000 реализаций в наиболее дефицитном часе года. Результаты приведены на Рисунках 2.10–2.12 [38,78].

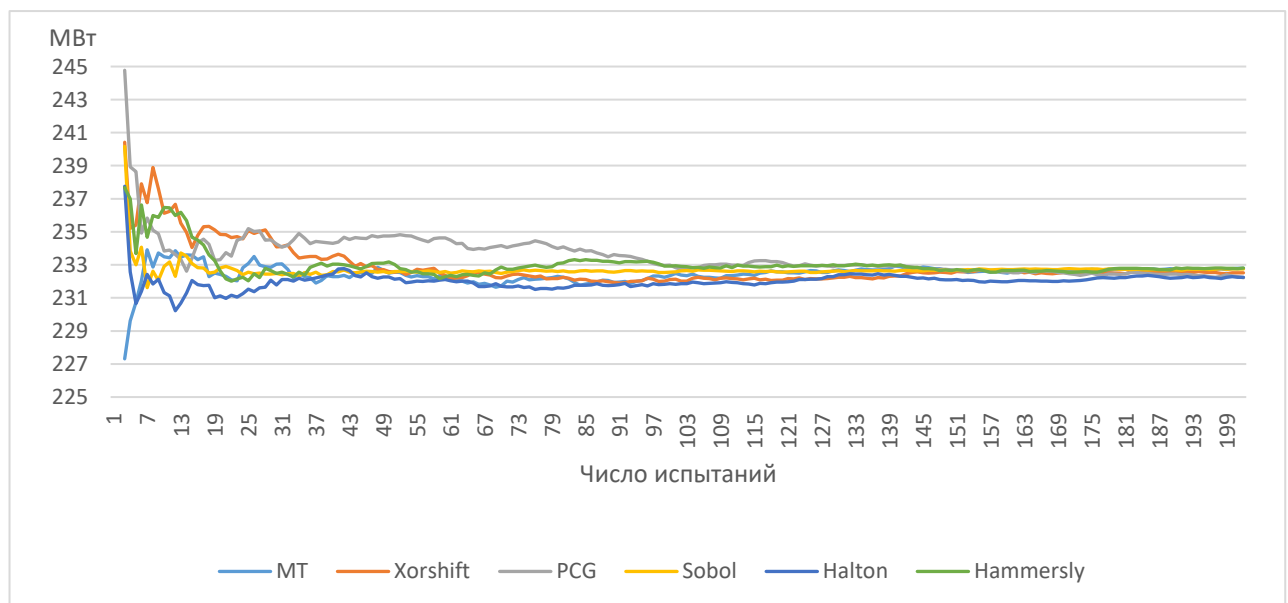


Рисунок 2.10 – Математическое ожидание дефицита мощности в трёхузловой тестовой схеме

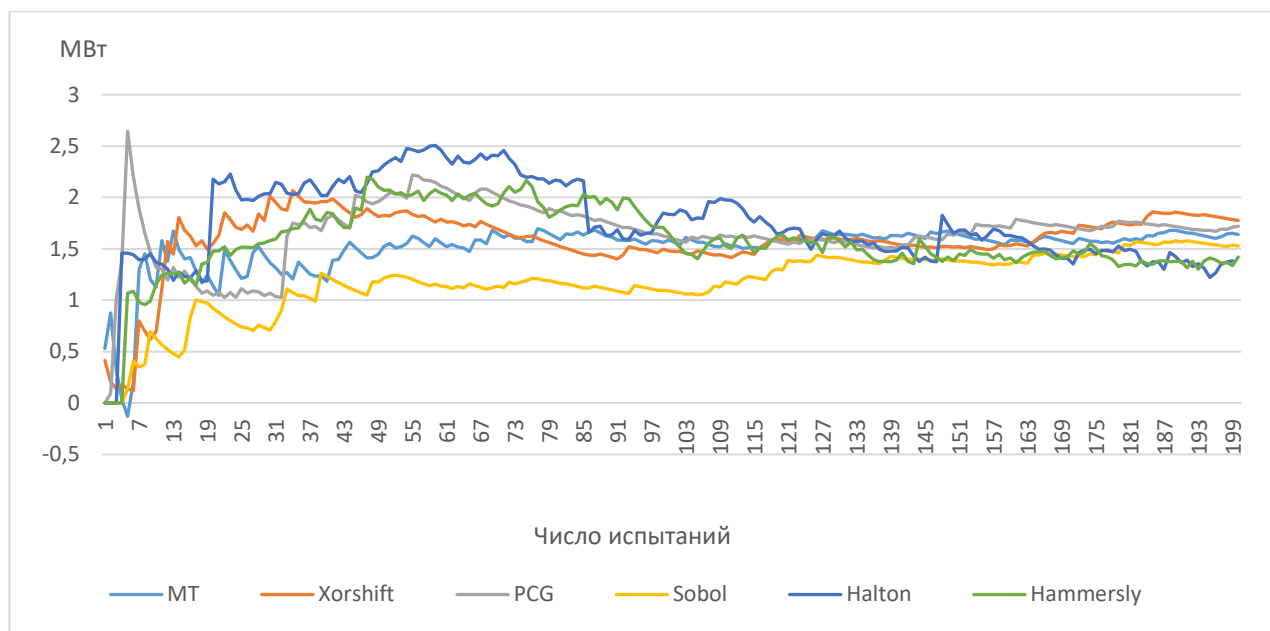


Рисунок 2.11 – Математическое ожидание дефицита мощности в схеме RTS-96

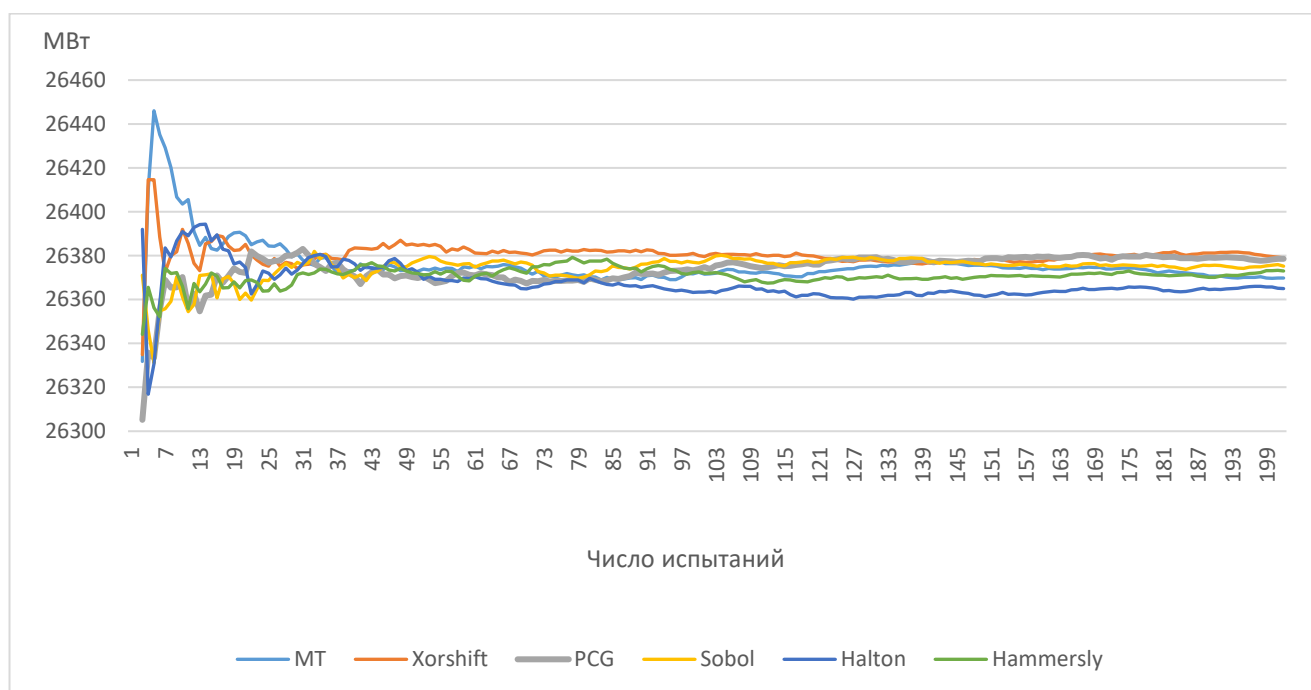


Рисунок 2.12 – Математическое ожидание дефицита мощности в схеме ЕЭС России

Скорость сходимости оценивается через зависимость погрешности метода Монте-Карло от дисперсии и числа реализаций. В Таблице 2.2 приведены данные о количестве состояний и времени, потребовавшихся для достижения заданной точности.

Таблица 2.2 – Число испытаний и время расчёта математического ожидания дефицита мощности одного режима до достижения критерия останова для каждой схемы (сек.)

ЭЭС	Класс метода	Псевдослучайные			Квазислучайные		
	Название послед.	MT	PCG	Xorshift	ЛПт	Холтон	Хаммерсли
3-х узловая схема	Коллич. испытаний	900	1550	800	950	850	450
	Время счёта	1,587	3,65	1,907	2,42	3,234	2,169
RTS-96 (24 узла)	Коллич. испытаний	2450	3000	3250	2150	3700	2950
	Время счёта	13,5	16,86	18,48	12,62	26,37	22,7
ЕЭС России	Коллич. испытаний	10000	7700	5950	4700	8500	4900
	Время счёта	310,4	262,7	193,84	161,29	306,03	177,54

Анализ данных Таблицы 2.2 позволяет сделать следующие выводы:

- *Эффективность для сложных систем:* Генераторы квазислучайных чисел демонстрируют наибольшее преимущество при моделировании крупных ЭЭС. Например, для схемы ЕЭС России системы они обеспечивают прирост скорости в 17% по сравнению с наиболее эффективным ГПСЧ (Xorshift);

- *Зависимость от размерности:* Для простых схем (трёхузловая модель) традиционные ГПСЧ сохраняют преимущество (26% выигрыша), однако с ростом сложности системы эффективность квазислучайных генераторов возрастает;

- *Практическая значимость:* Учитывая, что потребность в оптимизации вычислений особенно актуальна для сложных ЭЭС, где время расчёта значительно, использование квазислучайных последовательностей (в частности, ЛПт-генератора) позволяет существенно повысить эффективность оценки балансовой надёжности методом Монте-Карло.

Несмотря на более медленную генерацию чисел, квазислучайные последовательности обеспечивают ускорение сходимости метода, что особенно выражено для задач большой размерности. Это делает их предпочтительным выбором для анализа сложных энергосистем.

На основании проведённого анализа можно сделать следующие выводы:

1. Ключевым преимуществом квази-Монте-Карло метода является существенное повышение вычислительной эффективности оценки надёжности ЭЭС. Это достигается за счёт использования детерминированных последовательностей с низким отклонением, которые обеспечивают более

равномерное, чем псевдослучайные числа, покрытие многомерного пространства параметров. Благодаря этому для достижения одной и той же заданной точности оценки статистических показателей надёжности требуется на порядок меньшее количество вычислительных реализаций по сравнению со стандартным методом Монте-Карло.

2. Общий выигрыш во времени расчёта достигается за счёт фундаментального компромисса. Хотя генерация одного псевдослучайного состояния с помощью детерминированных последовательностей (ГКСЧ) является более затратной операцией, чем с использованием стандартного ГПСЧ, резкое сокращение необходимого общего числа реализаций приводит к значительной экономии суммарного машинного времени. Таким образом, повышенные удельные затраты на одну реализацию многократно окупаются за счёт сокращения объёма требуемых вычислений.

3. Практическая значимость применения ГКСЧ заключается в том, что метод особенно эффективен для сложных многозонных ЭЭС, где традиционные подходы требуют чрезмерных вычислительных ресурсов. Оптимальные результаты демонстрируют ЛПт-последовательности Соболя.

4. Целесообразно дальнейшее исследование адаптации квазислучайных последовательностей для специфических задач энергетики, включая учёт корреляций между узлами нагрузки и генерации.

Учёт надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем

Оценка надёжности топливоснабжения электростанций представляет собой методологически сложную и самостоятельную задачу системного анализа. Её самостоятельность обусловлена наличием собственного контура рисков (добыча, логистика, хранение), а сложность – необходимостью моделирования многоэтапных цепочек поставок, подверженных технологическим, природным и рыночным возмущениям. Решение этой задачи критически важно для обеспечения

энергетической безопасности и надёжности работы ЭЭС в целом. Решению этой проблемы посвящено множество исследования, например, [79-81].

Для учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при оценке балансовой надёжности дополнительно к определению состояний генерирующих агрегатов необходимо моделировать активность первичного энергетического ресурса. Такой учёт может быть проведён несколькими способами:

- путём формирования ряда распределения вероятностей недопоставки первичного энергоресурса на электрические станции [84-86];
- путём совместного моделирования топливоснабжающих и электроэнергетических систем [82,83].

Первый способ более простой и универсальный, так как по факту для построения ряда распределения вероятностей недопоставки топлива можно использовать информацию по фактической статистике недопоставок топлива за ретроспективный период. В то время как при применении второго способа необходимо проводить оценку надёжности топливоснабжающих систем. Хотя ряд распределения вероятностей недопоставки топлива также можно получить при оценке надёжности топливоснабжающих систем.

Учёт поставки первичных энергоресурсов имеет неодинаковую актуальность для разных типов генерации. Наибольшее внимание при анализе снабжения органическим топливом уделяется газу в силу специфики работы газотранспортных систем. Отдельную сложность представляет оценка надёжности ресурсной базы для ГЭС, ВЭС и СЭС, где результаты критически зависят от учёта стохастических природных факторов.

Общий подход учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции посредством использования ряда распределения вероятностей недопоставки первичных энергоресурсов может быть осуществлен на основании следующего алгоритма:

1. Составление ряда распределения вероятностей работоспособных и неработоспособных состояний электростанций:

$$\prod_{a=1}^A (p_a[X] + q_a[X]) = C_b^a p^{b-a} q^a = 1, a = 1, \dots, A, b = 1, \dots, B, \quad (2.40)$$

где: $p_a[X]$ и $q_a[X]$ – вероятности работоспособного и неработоспособного состояния агрегата (элемента) электростанции; A – количество генерирующих агрегатов на электрической станции; B – количество отказавших генерирующих агрегатов на электрической станции.

Стоит отметить, что формирование (2.40) зависит от структуры электростанции, которая может включать последовательные и параллельные связи, что в итоге должно учитываться в результирующем ряде распределения вероятностей.

2. Составление рядов распределения вероятностей интенсивности первичного энергоресурса в районе расположения электростанции. В зависимости от вида электростанции такие ряды распределения вероятностей должны быть сформированы для разных временных отрезков. Например, для ТЭС на газе это могут быть кварталы, для ГЭС декады или месяцы, а для СЭС и ВЭС целесообразно проводить формирование таких рядов для каждого часа характерных суток. При оценке балансовой надёжности перспективных схем развития при формировании ряда распределения вероятностей интенсивности первичного энергоресурса для ВИЭ необходимо учитывать глобальные циклические изменения климата в районе расположения электростанции. Важным моментом при моделировании работы ВИЭ является то, что активность первичного энергоресурса в разных регионах в течение суток меняется, поэтому для моделирования необходимо составлять ряды распределения интенсивности первичного энергоресурса для каждого часа расчетного периода, что позволит учесть годовые, сезонные и суточные колебания ветровой активности. Для моделирования скорости ветра и солнечной радиации необходимо статистически обработать их почасовые значения в районе установки за предшествующий период и составлять ряды распределения вероятностей интенсивности первичного энергоресурса:

$$p[V_1] + p[V_2] + \dots + p[V_n] = 1, n = 1, \dots, N, \quad (2.41)$$

где $p[V_n]$ - вероятность значения интенсивности первичного энергоресурса на каждом шаге дискретизации его значений; N – количество интервалов ряда распределения интенсивности первичного энергоресурса.

На этом шаге анализируется представительная ретроспективная выборка значений интенсивности первичного энергоресурса и применяются специализированные методы для обработки исходной информации и её экстраполяции.

3. Преобразование рядов распределения вероятностей интенсивности первичного энергоресурса в ряды распределения выдачи мощности электростанциями:

$$p[X_1] + p[X_2] + \dots + p[X_n] = 1, n = 1, \dots, N, \quad (2.42)$$

где $p[X_n]$ - вероятность значения мощности X_n генерирующего элемента.

4. Получение интегрального ряда распределения вероятностей выдачи мощности электростанциями с учётом надёжности снабжения первичными энергоресурсами проводится путём перемножения рядов распределения вероятностей работоспособных и неработоспособных состояний электростанций и рядов распределения выдачи мощности электростанциями:

$$\prod_{a=1}^A (p_a[X] + q_a[X]) (p[X_1] + p[X_2] + \dots + p[X_n]) = \quad (2.43)$$

$$(p[\bar{X}_1] + p[\bar{X}_2] + \dots + p[\bar{X}_n]) = 1, n \in \{1, \dots, N\}.$$

5. Определение (разыгрывание) значений величины генерирующей мощности на электростанции в рамках методики оценки балансовой надёжности на основании метода Монте-Карло:

$$X_{ЭС}^m = \begin{cases} \bar{X}_1, \text{ если } s^m \in [0; p[\bar{X}_1]] \\ \bar{X}_2, \text{ если } s^m \in (p[\bar{X}_1]; p[\bar{X}_2]], m = 1, \dots, M, n \in \{1, \dots, N\}. \\ \bar{X}_n, \text{ если } s^m \in (p[\bar{X}_2]; p[\bar{X}_n]] \end{cases} \quad (2.44)$$

В случае отсутствия исходных данных по ВЭС и СЭС, последние не учитываются при оценке балансовой надёжности.

Таким образом, при использовании предлагаемого подхода (методики) учета надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции проводится композиция всех случайных факторов, учитываемых при оценке балансовой надёжности (отказы энергетического оборудования, колебания нагрузки) со случайным состоянием генерирующих станций, обусловленных не только отказами генерирующих агрегатов, установленных на них, но и вероятность поставки первичного энергоресурса (ветер, солнце, газ и др.) в конкретный момент времени.

Определение аварийности энергетического оборудования для учёта неплановых ремонтов при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем

Определение показателей аварийности генерирующего и сетевого оборудования основывается на обработке статистических данных по аварийным ремонтам за предшествующий период. При обработке статистических данных для каждого объекта выделяется набор наиболее репрезентативных состояний, в которых он может пребывать. Коэффициент аварийности энергооборудования (k_i^{ab}) характеризует относительное время аварийных ремонтов энергооборудования за год и за расчетные интервалы года (при необходимости):

$$k_i^{ab} = \frac{t_i^{ab}}{t_{расч}}, i = 1, \dots, I, \quad (2.45)$$

где t_i^{ab} - время простоя энергооборудования в аварийных (оформленных неотложными и аварийными диспетчерскими заявками) ремонтах в течение ретроспективного периода, ч; $t_{расч}$ - продолжительность ретроспективного периода, ч, I – количество энергообъектов.

Необходимо иметь статистические данные по аварийности энергетического оборудования, собранные за достаточно длительный период времени. В противном случае статистические данные окажутся недостаточными для выделения набора состояний. Однако даже при наличии статистических данных по фактам аварийности за длительный период (например, 10 лет и более), фактическая

аварийность энергообъекта на предстоящий период может не соответствовать статистической. Например, генерирующая компания, которой принадлежит генерирующий агрегат, могла в течение этого периода провести мероприятия по снижению аварийности агрегата. В результате статистика аварийности за предшествующий проведению таких мероприятий период будет непригодна для прогнозирования будущей аварийности. Для агрегатов, работающих преимущественно в пиковом режиме, данных по аварийности отдельного агрегата может оказаться недостаточно. Аварии таких агрегатов чаще всего возникают из-за неудачного запуска. При этом количество попыток запуска может быть недостаточным для получения точной статистики аварийности. По приведенным выше причинам для получения оценок аварийности подобного энергооборудования рекомендуется формировать эти оценки не для каждого объекта в отдельности, а для группы аналогичных объектов. С этой целью энергетические объекты, близкие по мощности и характеристикам технологий, собираются в одну группу.

Ретроспективный анализ аварийности зависит от поставленной задачи и имеющейся статистики. При сезонной зависимости отказов требуется помесечный расчёт коэффициента аварийности. Для перспективных расчетов необходимо также учитывать влияние старения оборудования. На основании [88], коэффициент аварийности генерирующего агрегата определяется следующим выражением::

$$k_i^{ab} = \frac{t_i^{ab}}{t_i^{раб} + t_i^{рез}}, i = 1, \dots, I, \quad (2.46)$$

где: $t_i^{раб}$ – продолжительность работы генерирующего агрегата, ч; $t_i^{рез}$ – продолжительность нахождения генерирующего агрегата в резерве, ч.

Обобщение выражения (2.46) на совокупность оборудования требует корректировки знаменателя: время в холодном резерве $t_i^{рез}$ должно быть исключено, так как в этом состоянии отказ объекта невозможен.

Энергообъект может находиться в следующих состояниях: рабочее, аварийное, плановый ремонт, резерв. Поскольку коэффициент аварийности

характеризует только два из этих состояний (рабочее и аварийное), его наиболее точная оценка достигается при использовании следующего выражения [89]:

$$k_i^{ab} = \frac{t_i^{ab}}{t_i^{rab} + t_i^{ab}}, i = 1, \dots, I, \quad (2.47)$$

На примере годового режима агрегата (работа — 4380 ч, аварии — 240 ч, ремонты — 192 ч, резерв — 3948 ч) видно, что расчёт по (2.45)-(2.47) даёт значения от 0,0274 до 0,0519. Это двукратное расхождение демонстрирует, что формула (2.47) обеспечивает наиболее правильную оценку коэффициента аварийности.

Показатели аварийности энергетического оборудования, эксплуатируемого в ЕЭС России

При оценке балансовой надёжности необходимо использовать актуальные коэффициенты аварийности, которые точно отражают текущее состояние энергетического оборудования. [90,91]. Для некоторых его типов необходима дальнейшая дифференциация этих коэффициентов по характерным интервалам расчётного периода. Например, для воздушных ЛЭП показатели аварийности существенно зависят от погодных условий в разные сезоны года. На основе статистической обработки данных по аварийным простоям ЛЭП, входящих в контролируемые сечения ЕЭС России, были получены относительные значения аварийности. На рисунке 2.7 представлены результаты для Объединённых энергосистем (ОЭС) в разрезе ЕЭС России, где значения нормированы относительно максимального показателя.

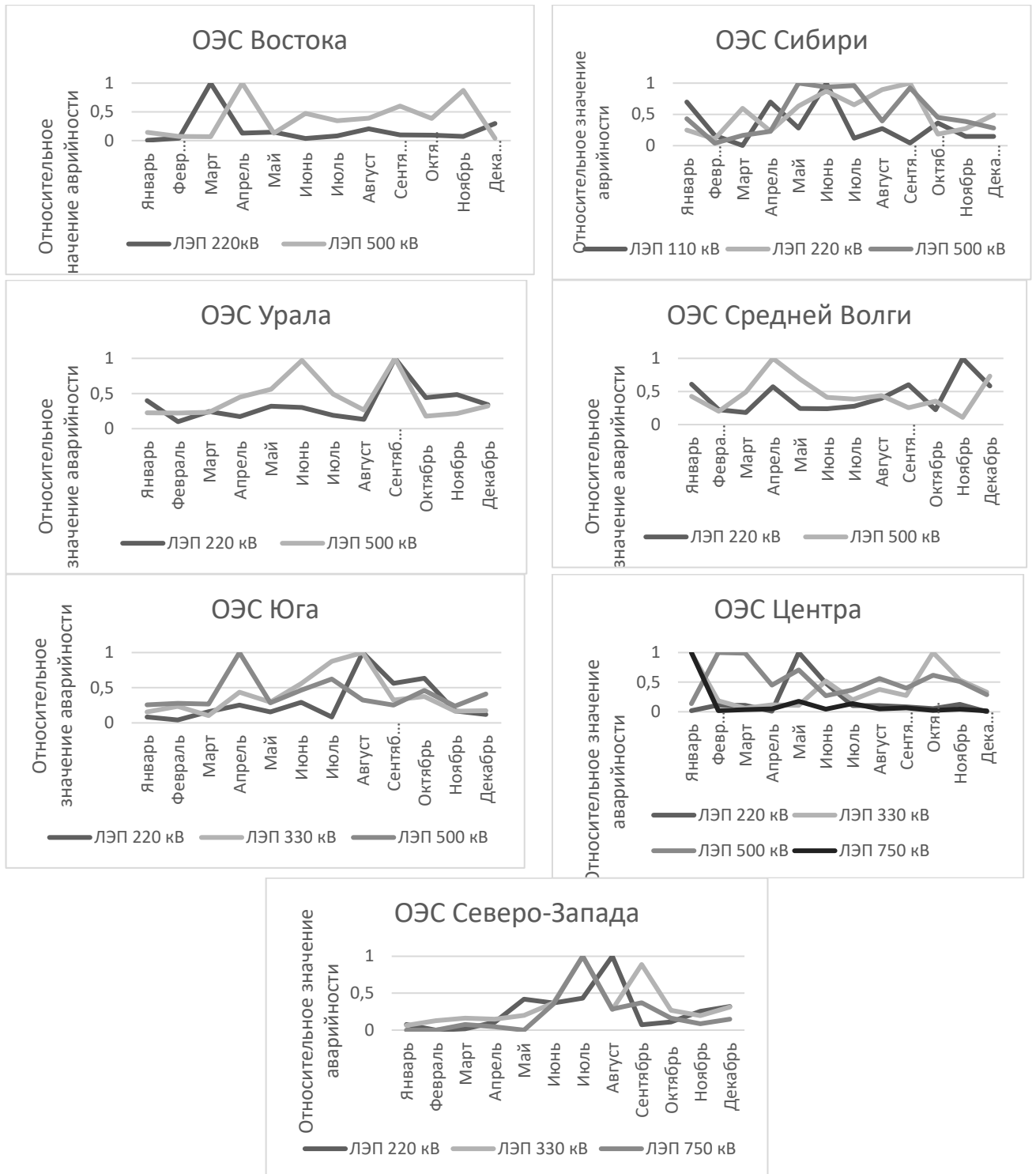


Рисунок 2.9 – Относительные аварийности ЛЭП в различных ОЭС

Анализ данных, представленных на Рисунке 2.9 и полученных за 10-летний ретроспективный период, выявляет выраженную сезонную динамику относительной аварийности ЛЭП в различных объединённых энергосистемах (ОЭС) России. Наблюдаются значительные межсистемные различия в распределении пиков аварийности по месяцам года:

- ОЭС Востока: максимум аварийности весной с минимумом в летний период.
- ОЭС Сибири: пик в летние месяцы, что, вероятно, обусловлено комплексом факторов, включая лесные пожары и повышенную нагрузку на ЛЭП в период паводка.
- ОЭС Урала: два выраженных пика — летний и осенний.
- ОЭС Средней Волги: пики аварийности наблюдаются весной и осенью.
- ОЭС Юга: повышенная аварийность фиксируется весной и летом.
- ОЭС Центра: пики приходятся на весенний и осенний периоды.
- ОЭС Северо-Запада: максимум аварийности отмечается на стыке летнего и осеннего сезонов.

Выявленные закономерности подчёркивают необходимость учёта региональной и сезонной специфики при планировании ремонтных кампаний и оценках надёжности работы ЭЭС.

Расчёт коэффициентов аварийности для генерирующих агрегатов ЕЭС России по методикам (2.45)-(2.47) показал результаты, сведённые в Таблице 2.3. Учитывая отсутствие точных данных о времени пребывания в резерве (особенно для ТЭС, где оно составляет 30-50%), в таблице также приведены сравнительные данные из [91].

Таблица 2.3 – Коэффициента аварийности генерирующих агрегатов в ЕЭС России, рассчитанные по разным методикам

Тип электростанции	Количество агрегатов в (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазон установленной мощности агрегатов, МВт	Аварийность			
				(2.45)	(2.46)	(2.47)	[91]
ОЭС Северо-Запада							
АЭС	8	2010 - 2010	151 - 250	0,0041	0,0046	0,0046	0,0550
	8	2010 - 2010	451 и выше	0,0021	0,0025	0,0025	0,0750
ГЭС	62	1926 - 2016	0 - 25	0,0106	0,0111	0,0110	0,0050
	49	1952 - 2014	26 - 70	0,0073	0,0077	0,0076	0,0050
	1	1984 - 1984	71 - 150	0,0127	0,0133	0,0131	0,0050
ТЭС	66	1945 - 2014	0 - 25	0,0254	0,0277	0,0526	0,0200
	67	1951 - 2016	26 - 70	0,0137	0,0145	0,0254	0,0200
	35	1976 - 2013	71 - 150	0,0138	0,0148	0,0266	0,0200
	20	2010 - 2012	151 - 250	0,0154	0,0174	0,0334	0,0450
	7	2010 - 2012	251 - 450	0,0029	0,0033	0,0050	0,0550
	5	2010 - 2010	451 и выше	0,0053	0,0053	0,0098	0,0550
ОЭС Центра							

Продолжение таблицы 2.3

АЭС	2	2010 - 2010	151 - 250	0,0016	0,0018	0,0018	0,0550
	22	2010 - 2016	451 и выше	0,0053	0,0071	0,0071	0,0750
ГЭС	8	2010 - 2010	26 - 70	0,0057	0,0061	0,0060	0,0050
ТЭС	86	1953 - 2011	0 - 25	0,0117	0,0124	0,0228	0,0200
	85	1953 - 2012	26 - 70	0,0113	0,0121	0,0187	0,0200
	84	1977 - 2014	71 - 150	0,0056	0,0060	0,0105	0,0200
	32	2010 - 2010	151 - 250	0,0152	0,0171	0,0316	0,0450
	30	2010 - 2010	251 - 450	0,0105	0,0118	0,0244	0,0550
	3	2010 - 2010	451 и выше	0,0138	0,0179	0,0423	0,0550
ОЭС Юга							
АЭС	4	1986 - 2018	451 и выше	0,0098	0,0113	0,0112	0,0750
ГЭС	57	1934 - 2016	0 - 25	0,0165	0,0173	0,0170	0,0050
	18	1952 - 2015	26 - 70	0,0046	0,0047	0,0047	0,0050
	24	1985 - 2010	71 - 150	0,0092	0,0097	0,0096	0,0050
	8	1974 - 2010	151 - 250	0,0281	0,0300	0,0291	0,0050
ТЭС	49	1950 - 2015	0 - 25	0,0118	0,0123	0,0219	0,0200
	34	1958 - 2015	26 - 70	0,0195	0,0211	0,0394	0,0200
	27	1966 - 2013	71 - 150	0,0238	0,0260	0,0391	0,0200
	12	1970 - 2010	151 - 250	0,0146	0,0156	0,0253	0,0450
	18	1975 - 2016	251 - 450	0,0191	0,0218	0,0427	0,0550
ОЭС Средней Волги							
АЭС	4	1985 - 1993	451 и выше	0,0065	0,0074	0,0073	0,0750
ГЭС	1	2015 - 2015	0 - 25	0,0027	0,0028	0,0028	0,0050
	32	1967 - 2016	26 - 70	0,0018	0,0019	0,0019	0,0050
	52	1979 - 2010	71 - 150	0,0044	0,0046	0,0046	0,0050
ТЭС	35	1942 - 2010	0 - 25	0,0139	0,0149	0,0241	0,0200
	62	1952 - 2014	26 - 70	0,0098	0,0102	0,0170	0,0200
	83	1965 - 2015	71 - 150	0,0095	0,0101	0,0208	0,0200
	16	1963 - 2014	151 - 250	0,0049	0,0053	0,0079	0,0450
ОЭС Урала							
АЭС	3	1978 - 1980	151 - 250	0,0500	0,0584	0,0551	0,0550
	1	2015 - 2015	451 и выше	0,0228	0,0290	0,0281	0,0750
ГЭС	30	1958 - 2015	0 - 25	0,0255	0,0272	0,0265	0,0050
	4	1959 - 1960	26 - 70	0,0061	0,0064	0,0063	0,0050
	10	1961 - 2010	71 - 150	0,0010	0,0010	0,0010	0,0050
ТЭС	82	1939 - 2015	0 - 25	0,0299	0,0336	0,0482	0,0200
	88	1954 - 2016	26 - 70	0,0129	0,0137	0,0206	0,0200
	56	1956 - 2015	71 - 150	0,0136	0,0145	0,0299	0,0200
	43	1972 - 2016	151 - 250	0,0267	0,0298	0,0501	0,0450
	35	1968 - 2016	251 - 450	0,0342	0,0388	0,0594	0,0550
	21	1974 - 2016	451 и выше	0,0535	0,0678	0,1564	0,0550
ОЭС Сибири							
ГЭС	5	1961 - 2010	0 - 25	0,0132	0,0138	0,0136	0,0050
	6	1957 - 2016	26 - 70	0,0033	0,0035	0,0035	0,0050
	11	1956 - 1985	71 - 150	0,0046	0,0047	0,0047	0,0050
	34	1961 - 1979	151 - 250	0,0035	0,0037	0,0037	0,0050

Продолжение таблицы 2.3

	9	2012 - 2014	251 - 450	0,0046	0,0049	0,0049	0,0050
	22	1967 - 2014	451 и выше	0,0016	0,0017	0,0017	0,0050
ТЭС	102	1942 - 2013	0 - 25	0,0154	0,0160	0,0226	0,0200
	88	1951 - 2014	26 - 70	0,0248	0,0264	0,0473	0,0200
	81	1954 - 2015	71 - 150	0,0315	0,0342	0,0505	0,0200
	35	1975 - 2015	151 - 250	0,0318	0,0359	0,0524	0,0450
	4	1968 - 2015	451 и выше	0,2737	0,5365	0,7523	0,0550
ОЭС Востока							
ГЭС	11	1967 - 2008	71 - 150	0,0050	0,0052	0,0052	0,0050
	6	1975 - 1980	151 - 250	0,0031	0,0032	0,0032	0,0050
	6	2003 - 2007	251 - 450	0,0081	0,0086	0,0085	0,0050
ТЭС	43	1950 - 2014	0 - 25	0,0138	0,0144	0,0261	0,0200
	23	1955 - 2005	26 - 70	0,0101	0,0110	0,0194	0,0200
	21	1966 - 2016	71 - 150	0,0117	0,0124	0,0221	0,0200
	14	1980 - 2006	151 - 250	0,0157	0,0172	0,0251	0,0450

Анализ данных позволяет сделать следующие выводы:

1. *Сравнение методик расчета.* Значения коэффициентов аварийности, полученные по разным методикам (2.45)-(2.47), существенно различаются между собой, что подтверждает важность выбора расчетной методики.
2. *Динамика показателей аварийности.* В сравнении с нормативными значениями из [91] наблюдается общая тенденция к снижению аварийности генерирующего оборудования в современных условиях эксплуатации.
3. *Особые случаи.* Для отдельных групп оборудования коэффициенты аварийности, рассчитанные по формуле (2.47), превышают нормативные значения [91], что указывает на:
 - необходимость дифференцированного подхода к оценке надёжности
 - наличие специфических факторов эксплуатации для отдельных типов оборудования
 - возможное устаревание нормативной базы для некоторых видов генерации
4. *Методологические последствия.* Полученные результаты свидетельствуют о необходимости:
 - актуализации нормативных значений коэффициентов аварийности
 - разработки отраслевых рекомендаций по выбору методик расчета
 - учёта современных условий эксплуатации при оценке надёжности

Разработанный подход позволяет получить более адекватные оценки показателей надёжности, соответствующие современному состоянию энергооборудования.

Методы учёта плановых ремонтов генерирующего оборудования при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем

В электроэнергетике выполнение плановых ремонтов является обязательной процедурой. Существуют регламенты сроков и объемов ремонтов объектов электроэнергетики. Для большинства видов энергооборудования эксплуатируемого в России этот регламент и правила вывода генерирующего оборудования в ремонт представлены в [92-94].

От своевременного выполнения плановых ремонтов, в конечном итоге, зависит надёжность электроснабжения потребителей и надёжность ЭЭС. Зависимость проявляется в повышении аварийности энергооборудования. На ремонт энергооборудования требуются определенные затраты, но, как известно, ущерб в случае отказа неотремонтированного оборудования превышает эти затраты.

Так как оценка балансовой надёжности проводится для перспективных схем развития ЭЭС, то зачастую планы по ремонтам генерирующего оборудования неизвестны. В такой ситуации учёт плановых ремонтов генерирующего оборудования в процессе оценки балансовой надёжности проводится по специально разработанным алгоритмам, которые имитируют реальные правила составления графиков ремонтов. Алгоритм моделирования графиков ремонтов должен наиболее точно отражать реальные условия проведения ремонтов генерирующего оборудования.

При формировании расчётных состояний ЭЭС в процессе оценки балансовой надёжности происходит учёт плановых ремонтов генерирующих агрегатов. При этом во внимание должны приниматься такие аспекты функционирования ЭЭС, как:

1. Технологические особенности ремонта основного генерирующего оборудования:

- специфика нормирования и планирования ремонтных кампаний для энергоблоков АЭС, парогазовых (ПГУ) и газотурбинных (ГТУ) установок.

2. Сезонная привязка ремонтов к режимам работы энергосистемы:

- вывод в ремонт теплофикационного оборудования в межотопительный период;

- планирование ремонтов на гидроэлектростанциях (ГЭС) с учётом гидрологического режима, исключая периоды паводка;

- согласование сроков ремонтов с сезонными колебаниями электропотребления, включая учёт особенностей энергорайонов с летним пиком нагрузки.

3. Координация ремонтов в энергокомплексе:

- обеспечение совместимости (координации) графиков ремонта генерирующих мощностей с ремонтами объектов электросетевого хозяйства (линий электропередачи, подстанционного оборудования).

4. Учёт неплановых отключений:

- прогнозирование и резервирование ресурсов для выполнения объемов неплановых и аварийных ремонтов генерирующего оборудования.

Существует несколько видов плановых ремонтов [92]: капитальный, средний, текущий. Все они характеризуются объемом выполняемых работ и периодом выполнения этих объемов.

При оценке балансовой надёжности перспективных схем ЭЭС может иметь место несколько вариантов с наличием информации о проведении плановых ремонтов генерирующего оборудования. При долгосрочном планировании работы энергосистемы сроки проведения плановых ремонтов генерирующего оборудования известны для перспективного периода планирования режимов и балансов (как правило – один год). Эти планы разрабатываются Системным оператором при обработке заявок генерирующих компаний. В подобной ситуации при оценке балансовой надёжности следует выводить генерирующие агрегаты из

работы в соответствии с этими планами. На период планирования функционирования и развития ЭЭС до 3-х лет могут быть известны объемы вывода генерирующих агрегатов в плановый ремонт, но отсутствовать порядок и очередность вывода. Для перспективных схем развития ЭЭС на периоды, превышающие 3 года, объемы плановых ремонтов и порядок вывода генерирующего оборудования не известны и при оценке балансовой надёжности, которая, как правило, проводится для годовичного периода, принимается, что объем выполнения плановых ремонтов генерирующих агрегатов равен средней величине плановых ремонтов для каждого агрегата за его ремонтный цикл, который представлен в [92].

Рассмотрим варианты моделирования плановых ремонтов генерирующих агрегатов при оценке балансовой надёжности ЭЭС.

Учёт плановых ремонтов генерирующих агрегатов по статистическим данным (алгоритм № 1)

Самым простым способом учёта плановых ремонтов генерирующих агрегатов при оценке балансовой надёжности ЭЭС является их учёт согласно статистики их проведения за ретроспективный период [33]. Алгоритм данного процесса следующий:

1. Определение средней за ретроспективный период величины генерирующей мощности в зонах надёжности, выведенной в плановый ремонт:

$$x_{\text{ср,плр},i,\chi} = \frac{\sum_{n=1}^N x_{\text{плр},i,\chi,n}}{N}, \quad i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12, \quad (2.48)$$

где: $x_{\text{плр},i,\chi,n}$ – фактический средний объем плановых ремонтов генерирующих агрегатов в зонах надёжности в χ -ом месяце, n -го года, МВт; N – количество лет, за которые используются статистические данные; I - число зон надёжности.

2. Определение рабочей генерирующей мощности в зонах надёжности в расчетных состояниях ЭЭС с учётом плановых ремонтов генерирующих агрегатов:

$$x_{\text{раб},i,\chi} = x_{\text{расп},i} - x_{\text{ав},i} - x_{\text{ср,плр},i,\chi}, \quad i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12, \quad (2.49)$$

где: $x_{\text{расп},i}$ – располагаемая мощность генерирующих агрегатов в зонах надёжности, МВт; $x_{\text{ав},i}$ – генерирующая мощность в зонах надёжности, находящаяся в аварийном ремонте, МВт.

В приведенном подходе имеются следующие недостатки:

1. Дефицит и недоступность информации о статистике проведения плановых ремонтов генерирующих агрегатов.
2. Меняющиеся условия функционирования ЭЭС в перспективных схемах, в том числе ввод и вывод из работы генерирующего оборудования.
3. Дублирование генерирующих агрегатов при учёте аварийных и плановых ремонтов.

Учёт плановых ремонтов генерирующих агрегатов в графике нагрузки (алгоритм № 2)

Данный алгоритм реализован в программно-вычислительном комплексе (ПВК) «Янтарь» [95,96] и других ПВК. Капитальные и средние ремонты учитываются в провале графика нагрузки месячных максимумов зон надёжности. Алгоритм учёта состоит из следующих этапов:

1. Определение усреднённых значений объемов средних и капитальных ремонтов генерирующего оборудования в зонах надёжности за год в МВт·сут:

$$V_{\text{скр},i} = \sum_{h=1}^N x_{h,i} t_{\text{скр},h,i}, i = 1, \dots, I, \quad (2.50)$$

где $x_{h,i}$ – располагаемая мощность h -го генерирующего агрегата в i -ой зоне надёжности, МВт; N – количество генерирующих агрегатов в i -ой зоне надёжности; $t_{\text{скр},h,i}$ – среднегодовое время на проведение средних и капитальных ремонтов h -го генерирующего агрегата в i -й зоне надёжности в году, сут.

2. Ранжирование графика месячных максимумов потребления мощности от минимального значения к максимальному в каждой зоне надёжности. При ранжировании сохраняется информация о том, какому календарному месяцу принадлежит то или иное значение.

3. Определение объема средних и капитальных ремонтов в каждом месяце. Для этого организуется цикл по заполнению провала ранжированного графика месячных максимумов нагрузки от минимальной нагрузки по возрастанию, пока $V_{\text{скр},i}$ полностью не будет включена в годовой график нагрузки зоны надёжности. В итоге для каждого χ -того месяца для зон надёжности будет получена величина «объема» средних и капитальных ремонтов $V_{\text{скр},i,\chi}$.

4. Определение значения величины генерирующей мощности, находящейся в среднем и капитальном ремонтах в зонах надёжности:

$$x_{\text{скр},i,\chi} = \frac{V_{\text{скр},i,\chi}}{N}, i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12, \quad (2.51)$$

где: N – количество суток в каждом месяце.

5. Определение усреднённых значений объемов текущих ремонтов генерирующего оборудования в зонах надёжности за год в МВт·сут по формуле:

$$V_{\text{тр},i} = \sum_{h=1}^H x_{h,i} t_{\text{тр},h,i}, i = 1, \dots, I, \quad (2.52)$$

где $t_{\text{тр},h,i}$ - среднегодовое время на проведение текущих ремонтов h -го генерирующего агрегата в i -й зоне надёжности в году, сут.

6. Определение значения величины генерирующей мощности, находящейся в текущем ремонте в зонах надёжности:

$$x_{\text{тр},i} = \frac{V_{\text{тр},i}}{365}, i = 1, \dots, I. \quad (2.53)$$

7. Формирование графика месячных максимумов с учётом плановых ремонтов генерирующего оборудования в зонах надёжности:

$$\bar{y}_{\text{плр},i,\chi} = y_{i,\chi} + x_{\text{скр},i,\chi} + x_{\text{тр},i}, i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12, \quad (2.54)$$

где $\bar{y}_{i,\chi}$ – максимум нагрузки в i -ой зоне надёжности в χ -ом месяце, МВт; $x_{\text{скр},i,\chi}$ – величина генерирующей мощности, находящаяся в капитальных и средних ремонтах в i -ой зоне надёжности в χ -ом месяце, МВт; $x_{\text{тр},i}$ – величина генерирующей мощности, находящаяся в текущих ремонтах в i -ой зоне надёжности, МВт.

На Рисунке 2.10 показан процесс формирования графика нагрузки с учётом плановых ремонтов генерирующего оборудования в зонах надёжности.

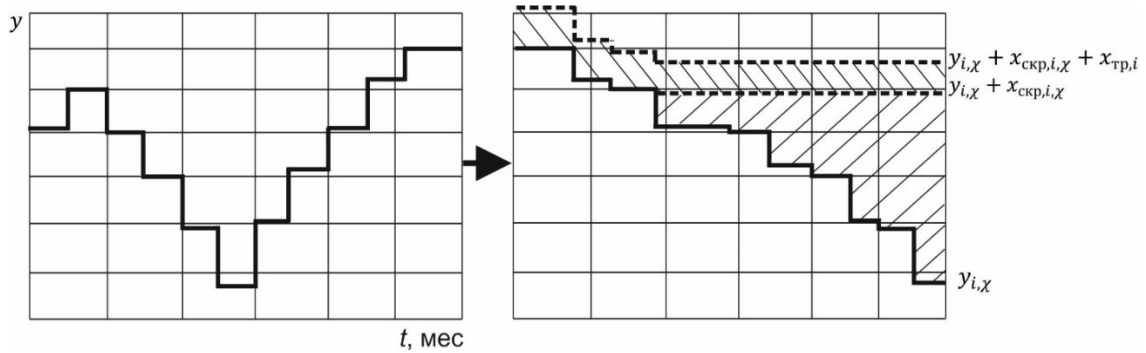


Рисунок 2.10 – Процесс формирования графика нагрузки с учётом плановых ремонтов генерирующего оборудования в зонах надёжности

Основными недостатками данного подхода учёта плановых ремонтов являются:

1. Дублирование генерирующих агрегатов при учёте аварийных и плановых ремонтов.
2. «Сглаживание» графика проведения плановых ремонтов в зонах надёжности с малым количеством генерирующих агрегатов и/или незначительным провалом графика нагрузки. В случае, если график месячных максимумов нагрузки является «гладким» без выраженного провала, то в зонах надёжности с малым количеством генерирующих агрегатов объем средних и капитальных ремонтов будет распределён на несколько месяцев, что искажает действительную ситуацию в ЭЭС, согласно которой каждый генерирующий агрегат находится в плановом ремонте определённое количество суток одного месяца.

Учёт плановых ремонтов генерирующих агрегатов при определении рабочей мощности зон надёжности (алгоритм № 3)

Этот подход основан на совмещении двух выше представленных подходов учёта плановых ремонтов генерирующего оборудования при оценке балансовой надёжности ЭЭС. Подход состоит из следующих этапов:

1. Определение объемов плановых ремонтов в каждом месяце расчетного года по методике, представленной в предыдущем подходе (пункты 1-6).
2. Определение значений генерирующей мощности в зонах надёжности, находящейся в плановых ремонтах в каждом месяце:

$$x_{\text{плр},i,\chi} = x_{\text{скр},i,\chi} + x_{\text{тр},i}, i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12. \quad (2.55)$$

3. Определение рабочей генерирующей мощности в зонах надёжности в расчетных состояниях ЭЭС с учётом плановых ремонтов генерирующих агрегатов:

$$x_{\text{раб},i,\chi} = x_{\text{расп},i} - x_{\text{ав},i} - x_{\text{плр},i,\chi}, i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12. \quad (2.56)$$

Подход имеет те же недостатки, что и предыдущий:

Учёт плановых ремонтов генерирующих агрегатов в процессе формирования расчетных состояний ЭЭС (алгоритм № 4)

В алгоритме, в отличие от представленных выше, плановые ремонты могут быть встроены не только в график нагрузки зоны надёжности, но и более крупного энергетического объединения, например, для ЕЭС России это могут быть ОЭС. Для изолированных энергосистем со слабыми связями, плавным графиком нагрузки и малым числом генераторов требуется разработка индивидуальных регламентов планирования ремонтов, поскольку риск дефицита мощности в таких условиях существенно возрастает. Еще одной особенностью данного алгоритма является то, что плановые ремонты учитываются в одной вычислительной процедуре с аварийными ремонтами, что исключает их дублирование. Алгоритм данного подхода состоит из следующих этапов:

1. Первые шесть этапов данного алгоритма аналогичны первым шести этапам второго алгоритма, представленного выше, с той лишь разницей, что вместо зон надёжности рассматриваются части энергосистемы, которые могут включать несколько зон надёжности и формируются экспертно. В итоге определяются значения величин генерирующей мощности, находящейся в плановых ремонтах в частях энергосистем.

2. Определение относительной величины плановых ремонтов в каждой объединённой энергосистеме в каждом месяце:

$$k_{\text{плр},i,\chi} = \frac{x_{\text{плр},i,\chi}}{x_{\text{расп},i}} i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12. \quad (2.57)$$

3. Определение доли времени нахождения каждого генерирующего агрегата в плановых ремонтах от общего времени простоя в плановых ремонтах всех генерирующих агрегатов в части энергосистемы i :

$$t'_{\text{плр},h,i} = \frac{t_{\text{плр},h,i}}{\sum_{h=1}^H t_{\text{плр},h,i}}, i = 1, \dots, I, \quad (2.58)$$

где: $t_{\text{плр},h,i}$ - среднегодовое время на проведение плановых ремонтов h -го генерирующего агрегата в i -й части энергосистемы в году, сут; H – количество генерирующих агрегатов.

4. Определение коэффициентов корректировки нахождения генерирующих агрегатов в плановых ремонтах:

$$k_{\text{кор,плр},h,i} = t'_{\text{плр},h,i} \cdot H, h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, I. \quad (2.59)$$

5. Определение относительной величины плановых ремонтов генерирующих агрегатов в каждой объединённой энергосистеме в каждом месяце:

$$k_{\text{плр},h,i,\chi} = k_{\text{плр},i,\chi} \cdot k_{\text{кор,плр},h,i}, h = 1, \dots, H, i = 1, \dots, I, \chi = 1, \dots, 12. \quad (2.60)$$

Коэффициент $k_{\text{плр},h,i,\chi}$ используется в качестве дополнительного параметра при разыгрывании состояний генерирующего оборудования, который объединяется с его аварийностью.

Экспериментальные исследования работы алгоритмов проводились на трехзонной модели ЭЭС, представленной на Рисунке 2.11.

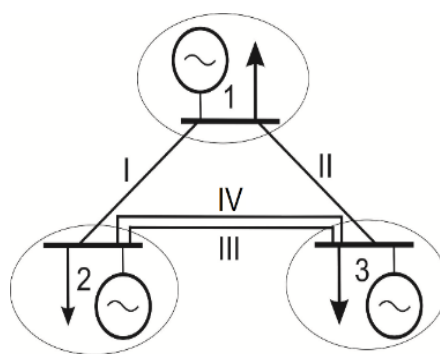


Рисунок 2.11 – Схема исследуемой ЭЭС

В Таблице 2.4 представлены основные характеристики зон надёжности, исследуемой ЭЭС. Зоны надёжности № 1 и 2 имеют малое количество генерирующих агрегатов 7 и 6 соответственно, в зоне надёжности № 3 расположено 45 генерирующих агрегатов. Располагаемая мощность рассматриваемой ЭЭС равна 6050 МВт, максимум нагрузки энергосистемы равен 5800 МВт, резерв мощности

равен 14 %. В Таблице 2.5 представлены основные характеристики межзонных связей. На Рисунке 2.12 представлены графики месячных максимумов нагрузки зон надёжности. Как было отмечено выше, одной из основных проблем при учёте плановых ремонтов в провале графика нагрузки зоны надёжности является его «гладкий» вид. В данном случае графики месячных максимумов нагрузки второй и третьей зон надёжности являются «гладкими», относительно первой зоны надёжности.

В Таблице 2.6 представлены результаты оценки балансовой надёжности по второму и четвертому алгоритмам моделирования плановых ремонтов генерирующих агрегатов.

Таблица 2.4 – Характеристика зон надёжности, исследуемой ЭЭС

№ ЗН	Располагаемая мощность, МВт	Количество агрегатов	Аварийность генерирующего агрегата, о.е.	Средний объем ремонтов в год, сут.			Максимум нагрузки, МВт
				К	С	Т	
1	50	5	0,05	5		3,6	400
	100	2	0,05	8	3,2	4,8	
2	50	5	0,05	5		3,6	400
	100	1	0,05	8	3,2	4,8	
3	50	15	0,05	5		3,6	4500
	100	15	0,05	8	3,2	4,8	
	200	15	0,05	12,3	6,25	14,5	

Примечание: К – капитальный ремонт; С-средний ремонт; Т-текущий ремонт.

Таблица 2.5 – Характеристика межзонных связей исследуемой ЭЭС

Связь	Предел пропускной способности, МВт	Длина, км	Аварийность ЛЭП, о.е./100 км	Удельный коэффициент потерь
1-2	135	400	0,001	0,0001
1-3	135	400	0,001	0,0001
2-3	135	400	0,001	0,0001
2-3	135	400	0,001	0,0001

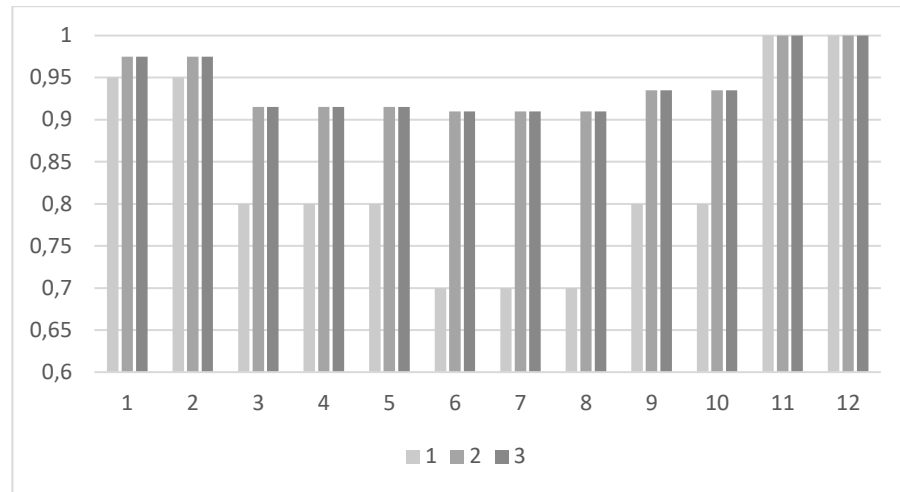


Рисунок 2.12 – График месячных максимумов нагрузки зон надёжности, исследуемой ЭЭС, о.е. (относительно годовых максимумов нагрузки)

Таблица 2.6 – Значения вероятности бездефицитной работы при использовании различных алгоритмов моделирования плановых ремонтов генерирующих агрегатов

Номер зоны надёжности	Вероятность бездефицитной работы	
	Алгоритм № 2	Алгоритм № 4
1	0,9991	0,9958
2	0,9965	0,9833
3	0,9963	0,9756
Система	0,9951	0,9709

Как видно из полученных результатов, представленных в Таблице 2.6, алгоритм моделирования плановых ремонтов генерирующих агрегатов влияет на вероятность бездефицитной работы ЭЭС. В разработанном алгоритме № 4 значения вероятности бездефицитной работы получились ниже, чем в алгоритме № 2. Это вызвано недостатками алгоритма № 2, которые указаны выше, хотя и алгоритм № 4 ещё может быть улучшен, для более адекватного моделирования плановых ремонтов генерирующих агрегатов при оценке балансовой надёжности ЭЭС. Исследование алгоритмов проводилось на тестовой схеме, в которой имеются зоны надёжности с малым количеством генерирующих агрегатов и «гладким» графиком месячных максимумов нагрузки. Этим и вызвана такая разница в результате. Наибольшая разница вероятности бездефицитной работы получилась в зоне 2 и 3, так как они имеют более «гладкий» график месячных максимумов нагрузки (см. Рисунок 2.12). При исследовании балансовой надёжности реальных

ЭЭС, подобные ситуации с графиком нагрузки и с количеством генерирующих агрегатов в зонах надёжности возникают реже, поэтому отличие показателей балансовой надёжности будет менее выраженное.

2.4.2. Минимизация дефицита мощности электроэнергетических систем при оценке балансовой надёжности

Математические модели минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем

Минимизация дефицита мощности представляет собой второй этап методики оценки балансовой надёжности ЭЭС. Содержательная постановка данной задачи формулируется следующим образом [95-98]: *для известных значений работоспособных генераторных мощностей, требуемых уровней нагрузок потребителей, пропускных способностей связей электрической сети и коэффициентов потерь мощности необходимо определить оптимальное потокораспределение, соответствующее критерию суммарного минимума дефицита мощности.* Стоит отметить, что подобная постановка исключает «рыночную» составляющую функционирования ЭЭС, что соответствует требованию правил управления ЭЭС в аварийных и послеаварийных режимах, направленных, в первую очередь, на минимизацию дефицита мощности в ЭЭС [23].

Изначально методической основой для задач оценки балансовой надёжности были задачи линейного программирования, сфокусированных на описании баланса активной мощности. Первоначально эти модели разрабатывались без учёта потерь мощности в сетях, а впоследствии – с их включением [45,98]. Для решения задач в подобной постановке были применены методы линейного программирования, чаще – симплекс-метод. Дальнейшее развитие подобных моделей, соответствующее адаптации к реальным условиям функционирования ЭЭС, были предложены постановки с учётом квадратичных потерь мощности при её передаче [33,99]. Подобная постановка значительно усложнила вычислительный процесс

поиска решения. Для решения задач на основании этих моделей были адаптированы методы нелинейной оптимизации, такие как различные градиентные методы, метод внутренних точек [100-102] и др. Причем, подобная постановка задачи с квадратичными потерями мощности приводит к неоднозначности решения и в некоторых случаях нефизичному потокораспределению в ЭЭС, например, к двунаправленным потокам мощности по связям, что в реальных условиях быть не может, т.к. в конкретном режиме поток мощности имеет только одно направление. Для решения этих задач были предложены модификации задачи минимизации дефицита мощности в направлении изменения целевой функции, разбиения задачи на несколько подзадач и на добавление дополнительных ограничений [103-107].

Дальнейшее развитие математических моделей минимизации дефицита мощности ЭЭС получило в направлении добавлении в балансовые ограничения сетевых коэффициентов, которые позволяют учесть пропорциональность загрузки связей в соответствии с изменением балансовой ситуации в ЭЭС [99,110-111]. Развитием такой постановки является совместный учёт в балансовых уравнениях и квадратичных потерь мощности, и сетевых коэффициентов [112,113].

Целевая функция решаемой задачи представлена в следующем виде:

$$\min_{y,x,z} \left(\sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - y_i) \right), \quad (2.61)$$

требуется учесть балансовые ограничения:

$$z_{ij} = \sum_{n=1}^N k_{ij,i} \cdot (x_i - y_i), \quad (2.62)$$

$$\sum_{i=1}^I x_i = \sum_{i=1}^I y_i + \sum_{j=1}^J a_{ji} z_{ji}^2 \quad (2.63)$$

и ограничения-неравенства на переменные:

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i, i = 1, \dots, n, \quad (2.64)$$

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i, i = 1, \dots, n, \quad (2.65)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j, \quad (2.66)$$

$$z_{ij}z_{ji} = 0, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j \quad (2.67)$$

где: x_i - используемая активная мощность в узле i , МВт; $\bar{x}_i$ - располагаемая активная генерирующая мощность в узле i , МВт; y_i - обеспечиваемая в узле i активная мощность потребителей, МВт; $\bar{y}_i$ - требуемая для обеспечения активная мощность потребителей в узле i , МВт; $k_{ij,i}$ - коэффициент распределения потока активной мощности из i -й зоны в балансирующую зону на связь между зонами i и j ЭЭС; z_{ij} - поток активной мощности из узла i в узел j , МВт; $\bar{z}_{ij}$ - пропускная способность межзональной связи между узлами i и j , МВт; z_{ji} - поток активной мощности из узла j в узел i , МВт; $\bar{z}_{ji}$ - пропускная способность межзональной связи между узлами j и i , МВт; a_{ji} - коэффициенты потерь активной мощности при ее передаче из узла j в узел i , $j \neq i$, $i = 1, \dots, n$, $j = 1, \dots, n$ (эти коэффициенты вычисляются для каждой ЛЭП и усредняются для ЛЭП, входящих в конкретную межзональную связь).

Коэффициенты удельных потерь активной мощности в ЛЭП можно определить как [33,98]:

$$a_{ji} = \frac{r_{ji}}{U_{\text{ном}}^2 \cos^2 \varphi_{ji}}, j = 1, \dots, J, i = 1, \dots, I, i \neq j, \quad (2.68)$$

где: r_{ji} - активное сопротивление линии электропередачи между зонами надёжности j и i , Ом/км; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение линии электропередачи между зонами надёжности j и i , кВ; $\cos \varphi_{ji}$ - усреднённый коэффициент мощности межзональных связей между зонами надёжности j и i (обычно принимается равным 0,9).

Как указано выше, по мере развития моделей минимизации дефицита мощности были предложены различные её постановки от постановки без учёта потерь мощности при её передаче, до учёта потерь в квадратичной форме, что с позиции адекватности модели реальным условиям эксплуатации является наилучшим решением. В работах Г.Ф. Ковалёва показано, что в зависимости от дефицитности анализируемой системы потери мощности (электроэнергии) могут

быть сопоставимы с возникающим дефицитом мощности. Таким образом, учёт потерь мощности в квадратичной форме даст наиболее адекватный результат.

При оценке балансовой надёжности важной задачей является определение пропускных способностей межзонных связей. Определение величин пропускной способности межзонных связей должно быть основано на следующих *принципах*:

1. При наличии значений максимально допустимых перетоков активной мощности, этот параметр используется в расчетах. Для установления данного параметра выполняется серия расчётов установившихся режимов: для базовой схемы ЭЭС и для совокупности всех регламентированных ремонтных схем. Итоговое, наиболее строгое из полученных значений нормируется в качестве предельно допустимой нагрузки на связь и используется для обеспечения надёжности как в плановых условиях, так и при возникновении непланируемых (аварийных) отказов элементов ЭЭС.

2. Если несколько межзонных связей входят в одно контролируемое сечение, то при минимизации дефицита мощности задаётся ограничение на передачу мощности по контролируемому сечению соответствующее его МДП в нормальной и ремонтных схемах.

Методы решения задач минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем

В процессе оценки балансовой надёжности требуется проанализировать тысячи вероятных дефицитных режимов, что формирует определённые требования к скорости решения этих задач, несмотря на то, что сама по себе задача оценки балансовой надёжности не является оперативной. Рост требований к полноте учёта факторов надёжности ведёт к усложнению моделей и увеличению их размерности. В этих условиях соблюдение заданной точности решения задач минимизации дефицита становится критически важным, поскольку ошибки в расчётах напрямую влияют на достоверность всех последующих выводов о состоянии ЭЭС. Таким образом, методы минимизации дефицита мощности характеризуются по

нескольким параметрам: точность решения; скорость решения; размерность, решаемой задачи.

Для решения задачи минимизации дефицита мощности используются различные методы; они могут быть классифицированы следующим образом, причём, так как анализируемая постановка задачи является нелинейной, остановимся на методах, которые решают такие задачи: методы нелинейной оптимизации; эвристические методы; методы машинного обучения.

Среди методов нелинейной оптимизации получил применение метод внутренних точек, метод множителей Лагранжа, градиентные методы и др. [98-100,114]. Классические методы оптимизации обладают рядом ограничений для быстрой оценки балансовой надёжности ЭЭС. Таким образом, вопрос о поиске компромисса между точностью и вычислительной эффективностью остаётся открытым.

Метод дифференциальной эволюции при решении задач минимизации дефицита мощности ЭЭС

В последние десятилетия ответом на вызовы, связанные с ростом размерности и нелинейности задач оптимизации в электроэнергетике, стало активное развитие, распространение и применение различных эвристических методов. Стоит сразу сказать, что эти методы не гарантируют точное решение оптимизационной задачи. Часто их применение ограничено поиском стартовой точки для дальнейшего определения оптимума методом нелинейной оптимизации. Для численного решения задачи глобальной оптимизации, направленной на минимизацию дефицита мощности в ЭЭС, в работе применён алгоритм дифференциальной эволюции. Выбор этого стохастического метода обоснован его ключевым преимуществом – способностью эффективно исследовать сложные, многоэкстремальные (невыпуклые) пространства поиска без требования к гладкости целевой функции. Это позволяет находить квазиоптимальные (близкие к глобальному оптимуму) решения при приемлемых вычислительных затратах, что критически важно для задач большой размерности, характерных при проектировании развития ЭЭС [115,116].

В методе дифференциальной эволюции не проводятся вычисления производных целевой функции, что ускоряет расчёты. Он особенно полезен для сложных нелинейных и мультимодальных задач, отличается простотой реализации, малым числом параметров и возможностями самонастройки.

Метод реализует итерационный поиск, поддерживая популяцию векторов-решений. Новые кандидаты создаются комбинацией существующих, а лучшие из них отбираются для следующих итераций, постепенно улучшая популяцию до выполнения условия остановки.

Метод характеризуется двумя важными преимуществами: встроенной обработкой ограничений без модификации целевой функции и модульной структурой, позволяющей эффективное распараллеливание вычислений.

Алгоритм метода дифференциальной эволюции обладает модульной структурой, напоминающей легко настраиваемый конструктор. Стандартная реализация [117] включает следующие базовые блоки:

Блок 1: инициализация параметров – N : количество элементов в векторе (решении), NP : размер популяции, число особей $NP = N * m$, где $5 \leq m \leq 15$, F : фактор мутации $[0.1, 1.0]$, CR : вероятность скрещивания $[0.0, 1.0]$, P_max : максимальное число поколений (определяется эмпирически или задаётся максимально допустимым значением для используемого типа данных), G : текущий номер поколения;

Блок 2: инициализация начальной популяции – на этом этапе формируется исходная популяция векторов. Чем равномернее распределение точек в пространстве поиска в пределах заданных ограничений, тем выше вероятность нахождения глобального оптимума.

Блок 3: на следующем этапе для каждого целевого вектора популяции генерируется вектор-мутант. Данная операция выполняется в соответствии с заранее выбранной стратегией мутации, которая определяет, как будут комбинироваться векторы из текущей популяции. Процесс регулируется управляющим параметром масштабирования (F), определяющим величину

дифференциальной вариации, что является ключевым механизмом исследования пространства поиска [118,119].

Блок 4: параметр CR определяет вероятность формирования каждого элемента trial-вектора из соответствующих компонент мутантного или целевого вектора. Происходит это следующим образом, для каждого из элементов вектора формируется случайное число $Ir_{and} \in \{1, 2, \dots, N\}$, и случайное число $r_{v,j} \in \{0.0, 1.0\}$ далее проверяется условие:

$$u_{G,j}^i = \begin{cases} x_{G,j}^{mut}, & \text{если } r_{v,j} \leq CR \text{ или } j = Ir_{and} \\ x_{G,j}^i, & \text{в остальных случаях} \end{cases}, j = \{1, \dots, N\}. \quad (2.69)$$

Блок 5: осуществляется жёсткий отбор, при котором в новую популяцию переходит вектор с лучшим значением целевой функции — либо исходный целевой вектор, либо вновь созданный пробный.

$$x_{G+1}^i = \begin{cases} u_G^i, & \text{если } f(u_G^i) \leq f(x_G^i) \\ x_G^i, & \text{в остальных случаях} \end{cases}, G = 1, \dots, NP - 1. \quad (2.70)$$

Алгоритм работает циклически до выполнения критерия останова — исчерпания лимита поколений или достижения других заданных условий (точности, времени вычислений, стагнации).

Исследование модификаций метода дифференциальной эволюции для минимизации дефицита мощности выявило преимущества алгоритмов с коррекцией ограничений. Наибольшую эффективность (ускорение на 8%) показала стратегия присвоения граничных значений при нарушении ограничений, превзойдя случайную реинициализацию (5%) [120-122].

Применение методов машинного обучения для решения задач минимизации дефицита мощности ЭЭС

Целью применения методов машинного обучения является оптимизация вычислительного процесса решения задачи минимизации дефицита мощности ЭЭС при гарантированном соблюдении заданной точности результатов. [38,121,123-126]. Проблема заключается в том, что гарантировать заданную точность решения невозможно из-за специфики методов машинного обучения. Частично при перспективных расчетах это может быть компенсировано неопределённостью

прогнозирования развития и вероятностным характером задачи оценки балансовой надёжности. Основная идея методов машинного обучения – в предсказании будущих событий на основании предыдущего опыта реализации таких событий. В рамках метода Монте-Карло предлагается разделить общее число моделируемых состояний ЭЭС (N) на две группы: N_L — обучающая выборка (меньший набор состояний); N_P — прогнозная выборка (основной набор состояний). Для меньшего подмножества состояний N_L дефицит мощности определяется точными оптимизационными методами, а результаты используются для: статистической оценки показателей надёжности; формирования обучающей выборки для N_L -модели. При этом объем выборки N_L динамически настраивается по мере обучения модели до достижения требуемой точности прогнозирования.

Во избежание ковариационного сдвига [127], вызванного сезонностью нагрузки, обучающая выборка должна формироваться не последовательно, а путём равномерного отбора примеров по всему годовому интервалу (напр., каждый n -ный час). Это обеспечивает пропорциональное представление всех типов режимов (как дефицитных зимних, так и бездефицитных летних) и повышает адекватность модели.

Формирование обучающей выборки S , размера $H * N_L$ проводится следующим образом:

$$S = \left((f_1, a_1), (f_2, a_2), \dots, (f_{H*N_L}, a_{H*N_L}) \right), \quad (2.71)$$

где H — количество расчётных часов; N_L — количество случайных состояний для каждого расчётного часа, соответствующее размеру обучающей выборки; f — вектор признаков, описывающих состояние ЭЭС; a — набор ответов, описывающих состояние ЭЭС.

Вектор признаков f формируется из характеристик описывающих состояние ЭЭС и состоит:

$$f = (\bar{y}_1^{h,n} + V_1^{\text{pem},h}, \tilde{x}_1^h, \bar{x}_1^h, \bar{z}_{11}^h, \dots, \bar{y}_i^{h,n} + V_i^{\text{pem},h}, \tilde{x}_i^h, \bar{x}_i^h, \bar{z}_{ij}^h, \dots, \bar{y}_I^{h,n} + V_I^{\text{pem},h}, \tilde{x}_I^h, \bar{x}_I^h, \bar{z}_{I-1,I}^h). \quad (2.72)$$

Набор ответов a зависит от способа решения задачи – классификации, регрессии или многозадачной регрессии.

На следующем этапе на основе сформированной обучающей выборки создаётся алгоритм машинного обучения, целью которого является воспроизведение результатов, получаемых точными оптимизационными методами, для основного набора отобранных состояний. При этом экономия вычислительных ресурсов достигается за счет применения обученной модели для определения дефицитов мощности отобранных состояний ЭЭС. При этом гарантируется сохранение точности, сопоставимой с оптимизационными методами. В итоге требуется обучить модель, применение которой позволит аппроксимировать целевую зависимость $f \rightarrow a$ между множеством объектов f (параметры режима ЭЭС) и множеством ответов a (значения дефицита мощности) на основе обучающей выборки S . Ключевыми преимуществами подхода являются: сокращение времени вычислений при сохранении точности; возможность обработки больших объёмов данных; адаптивность к изменяющимся условиям ЭЭС; эффективное использование вычислительных ресурсов.

Использование методов машинного обучения предполагает, что формируется один из трёх типов задач: классификации, регрессии, многозадачной регрессии.

В рамках задачи классификации, предполагающей конечное число меток, состояние ЭЭС относится к одному из двух введенных классов: «без дефицита мощности» или «с дефицитом мощности». Расчёт показателей для выборки N_L проводится по исходной методике, однако его результаты вместе с параметрами состояний составляют обучающую выборку (2.71) для последующего построения классификатора. Исходная классовая принадлежность состояний известна из результатов оптимизационного расчёта. На этапе прогнозирования классификатор определяет категорию для каждого состояния второй выборки на основе вектора признаков f . При отнесении состояния к бездефицитному классу дальнейший анализ не проводится, а значение дефицита мощности фиксируется как нулевое для всех узлов и системы. Идентификация дефицитного состояния системы инициирует процедуру точного вычисления величины дефицита мощности,

которая осуществляется во втором расчётном блоке. Ключевым преимуществом данного двухэтапного подхода является существенное сокращение вычислительных затрат. Это достигается за счёт того, что ресурсоёмкие оптимизационные расчёты выполняются не для всех исходных состояний, а выборочно — только для случаев, предварительно классифицированных как критические. Общая логическая структура предложенного метода визуализирована на Рисунке 2.13.

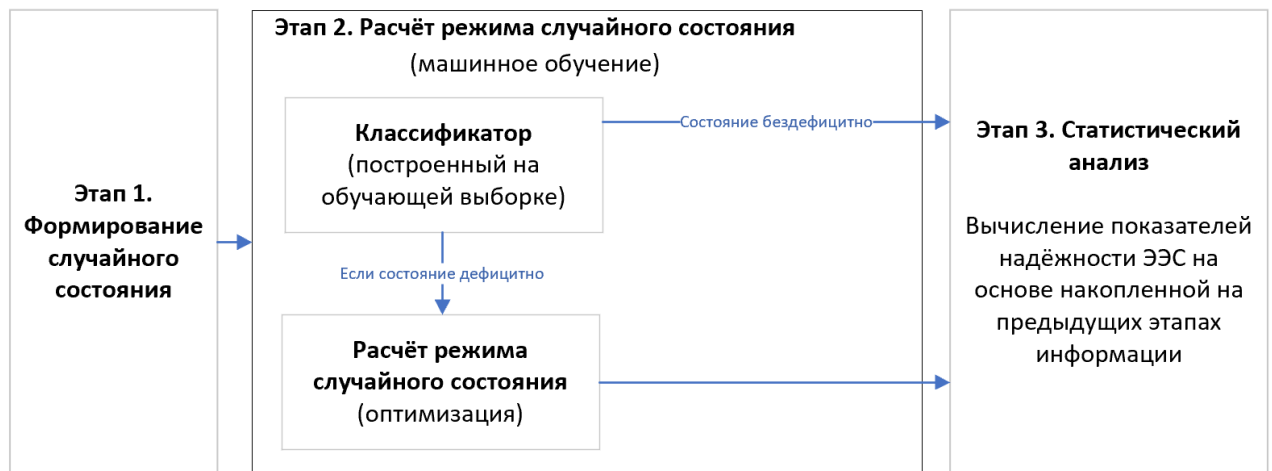


Рисунок 2.13 – Вид шага расчёта с помощью методов машинного обучения при применении задачи классификации

Формализуем задачу бинарной классификации. На основе результатов оптимизации формируется обучающая выборка S , элементами которой являются пары (f, a) , где f — вектор признаков состояния ЭЭС, а a — бинарный индикатор дефицита, определяемый по формуле:

$$a_{h,n_l} = \begin{cases} 1, & \text{если } y^{h,n_l} > 0 \\ -1, & \text{если } y^{h,n_l} = 0 \end{cases} \quad i = 1, \dots, I, h = 1, \dots, H, n_l = 1, \dots, N_L. \quad (2.73)$$

где a_{h,n_l} — ответ для задачи классификации, значение которого строится из y_i^{h,n_l} — величины математического ожидания дефицита мощности ЭЭС, полученного в результате решения задачи минимизации дефицита мощности.

Производится настройка параметров модели машинного обучения путём минимизации функции потерь на обучающей выборке S , что позволяет

восстановить искомое отображение $f \rightarrow a$ из пространства признаков в пространство ответов.

Настроенная модель машинного обучения используется для прогнозирования состояний ЭЭС. Для каждого часа $h = 1, \dots, H$ и каждого случайного состояния $n_p = 1, \dots, N_p$ модель определяет значение целевой переменной a . В рамках задачи бинарной классификации принята следующая система кодирования: $a \in \{-1, 1\}$, где -1 означает бездефицитное состояние, а 1 дефицитное соответственно. Математическое ожидание дефицита мощности ЭЭС рассчитывается по формуле:

$$y^{h,n_p} = \begin{cases} \text{МДМ}(f_{h,n_p}), & \text{если } a_{h,n_p} = 1 \\ 0, & \text{если } a_{h,n_p} = -1 \end{cases}, \quad h = 1, \dots, H, n_p = 1, \dots, N_p, \quad (2.74)$$

где y^{h,n_p} – величина покрытия нагрузки в ЭЭС, МВт; a_{h,n_p} – ответ модели машинного обучения для состояния h, n_p ; f_{h,n_p} – вектор признаков, описывающих случайное состояние ЭЭС; МДМ – задача минимизации дефицита мощности.

Фундаментальное различие между задачами классификации и регрессии заключается в природе целевой переменной (отклика). Классификация оперирует с категориальными (дискретными) переменными, то есть предсказывает принадлежность объекта к одному из конечного числа классов. Напротив, регрессионный анализ направлен на предсказание непрерывной (количественной) переменной, принимающей значения из непрерывного числового диапазона. Таким образом, если результат классификации – это метка класса, то результат регрессии – это конкретное числовое значение. В данном случае предлагается использовать в качестве отклика уровень обеспечения нагрузки ЭЭС y^{h,n_p} . Инициальная фаза алгоритма предполагает создание обучающей выборки S на основе полных расчетов для состояний N_L , что обеспечивает базу для построения регрессионной модели. Для состояний расширенной выборки N_p значения y^{h,n_p} прогнозируются посредством регрессионной модели, что исключает необходимость применения вычислительно сложных оптимизационных методов для минимизации дефицита мощности.

Методология, использующая решение задачи регрессии, допускает следующую формальную запись:

- формирование обучающей выборки S , состоящей из вектора признаков f , описывающих состояние ЭЭС; а a – набора ответов. При постановке задачи регрессии a равен y^{h,n_p} .

- выполнение алгоритма машинного обучения, путем настройки модели машинного обучения на основании обучающей выборки S , аппроксимирующий целевую зависимость $f \rightarrow a$ между множеством объектов f и множеством всех ответов a по объектам обучающей выборки S .

- вычисление величины обеспечения нагрузки для сформированных состояний ЭЭС на основании настроенной модели машинного обучения (регрессионной функции), при котором выполняется получение ответов a для каждого часа $h = 1, \dots, H$ и случайного состояния $n_p = 1, \dots, N_p$ ЭЭС. При решении задачи регрессии ответ считается математическим ожиданием дефицита мощности ЭЭС, т.е $y^{h,n_p} = a_{h,n_p}$.

Многозадачная регрессия – это подход к вычислению, в рамках которого строится единая модель для одновременного предсказания нескольких взаимосвязанных целевых переменных (задач). В отличие от независимого обучения отдельных моделей, данный подход направлен на совместное извлечение и использование общих признаков и закономерностей из данных, что зачастую повышает как точность прогноза по каждой задаче, так и обобщающую способность модели. Ключевой особенностью метода является использование общего пространства признаков для совместного прогнозирования взаимосвязанных, но статистически независимых непрерывных переменных отклика. В контексте решения задач анализа режимов ЭЭС, требующих симулантной оценки множества технико-экономических показателей, в исследовании предлагается методология на базе многомерной (многозадачной) регрессионной модели. Она предназначена для совместного прогнозирования системы взаимозависимых переменных, таких как балансовые дефициты

(системный и узловые), распределение перетоков активной мощности и графики генерации. Методологическое ядро подхода заключается в переходе от скалярной к векторно-значной функции регрессии. Для обучения модели конструируется специальная обучающая выборка, где каждому наблюдению (описанию состояния ЭЭС) поставлен в соответствие вектор референсных значений, полученных в результате решения полной оптимизационной задачи. Обученная таким образом модель выполняет функцию быстрого оптимизатора, позволяя для произвольного входного состояния очень быстро получать оценку всех ключевых результирующих параметров. Общая схема реализации данного подхода, включающая этапы подготовки данных, обучения и валидации модели, отображена на Рисунке 2.14.

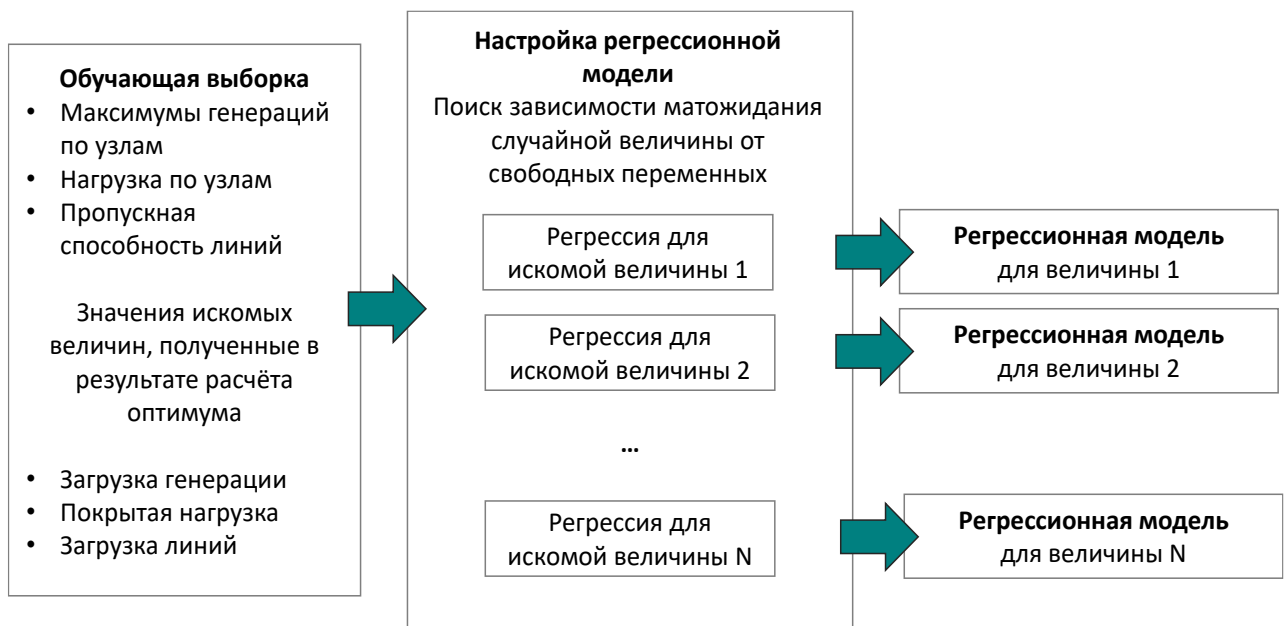


Рисунок 2.14 – Схема применения многозадачной регрессии для решения задачи минимизации дефицита мощности

Применение многозадачной регрессии получает методологическое обоснование при её формализации в рамках парадигмы совместного обучения связанных задач (multi-task learning). Суть подхода состоит в том, чтобы не решать ряд отдельных проблем регрессии изолированно, а сформулировать их как единую оптимизационную задачу с составным функционалом качества, где учитываются как индивидуальные ошибки прогноза для каждой целевой переменной, так и

структурные взаимосвязи между ними. Это приводит к получению более устойчивых и содержательных модельных представлений. Формализация подхода следующая:

- решение задачи минимизации дефицита мощности для сформированных состояний ЭЭС: создание обучающей выборки с вектором признаков и вектором ответов, где ответы соответствуют оптимизируемым переменным в случае многозадачной регрессии:

$$a = (y_1^{h,n}, x_1^{h,n}, z_{1,1}^{h,n}, z_{1,1}^{h,n}, \dots, y_i^{h,n}, x_i^{h,n}, z_{ij}^{h,n}, z_{ji}^{h,n}, \dots, y_I^{h,n}, x_I^{h,n}, z_{I-1,I}^{h,n}, z_{I,I-1}^{h,n}) \quad (2.75)$$

где H – количество расчётных часов; N – количество состояний для каждого расчётного часа; $x_i^{h,n}$ – используемая мощность в зоне надёжности i , МВт; $y_i^{h,n}$ – величина покрытия нагрузки в зоне надёжности i , МВт; $z_{ij}^{h,n}$ – поток мощности из зоны надёжности i в зону надёжности j , МВт; $z_{ji}^{h,n}$ – поток мощности из зоны надёжности j в зону надёжности i , МВт; $\bar{z}_{ij}^h$ – пропускная способность ЛЭП между зонами надёжности i и j , МВт.

- настройка каждой регрессионной модели на обучающей выборке, где объекты одинаковы, а ответ – одно значение из вектора ответов.

- получение ответов a для каждого часа $h = 1, \dots, H$ и случайного состояния $n_p = 1, \dots, N_p$ ЭЭС для получение величины обеспечения нагрузки для сформированных состояний ЭЭС. При решении задачи регрессии значения ответа a_{h,n_p} полностью заменяют результат решения задачи минимизации дефицита мощности.

Анализ и выбор алгоритма машинного обучения

Выбор адекватного метода машинного обучения определяется комплексом факторов, включающих объём, качество и природу исходных данных, целевую задачу и требования к практическому применению результатов. Критически важными критериями для задач, таких как оценка надёжности, являются высокая точность прогноза и минимальные временные затраты как на обучение модели, так

и на её инференс. В контексте задачи расчёта дефицита мощности методом Монте-Карло для оценки балансовой надёжности эти требования становятся определяющими. Многократное статистическое моделирование большого числа сценариев (режимов ЭЭС) предъявляет жёсткие требования к комплексному быстрдействию алгоритма. Следовательно, искомый метод должен сочетать высокую скорость обработки единичного состояния с сохранением необходимой точности прогнозирования дефицита мощности для каждого сценария.

В рамках исследования был проведён сравнительный анализ нескольких методов машинного обучения, потенциально применимых для решения задачи минимизации дефицита мощности: линейная регрессия [128]; логистическая регрессия [129]; байесовские методы [130]; методы опорных векторов [131]; ансамбли методов [132]; нейронные сети [133]. Данные методы рассматривались в контексте разрабатываемых подходов с целью выявления оптимального по критериям точности и вычислительной эффективности.

Для верификации эффективности разработанных подходов было проведено серию экспериментальных исследований. В их основе лежало применение трёх ключевых парадигм машинного обучения: классификации (для быстрого скрининга состояний ЭЭС), регрессии (для скалярной оценки дефицита мощности) и многозадачной регрессии (для комплексного прогнозирования вектора выходных параметров). Это позволило оценить применимость различных методов в рамках единой методологической схемы. Многозадачная регрессия является наиболее пригодным подходом при оценке балансовой надёжности ЭЭС (здесь можно применить общность рассуждений ко всем видам системной надёжности). Задачу минимизации дефицита мощности можно отнести к классу многокритериальных оптимизационных проблем с сильносвязанными переменными. Её принципиальная особенность заключается в наличии жёсткой функциональной связи между оптимизируемыми величинами: вектором зональных дефицитов мощности и вектором перетоков в межзональных связях. Любое изменение одного из векторов немедленно и детерминированно влияет на другой в силу законов Кирхгофа и балансовых ограничений, что исключает возможность их независимой

оптимизации и формирует специфическую вычислительную сложность. Данная структурная сложность находит естественное разрешение при применении аппарата многозадачной регрессии, позволяющей восстанавливать всю совокупность целевых переменных в рамках единой вычислительной процедуры.

Все случайно созданные состояния ЭЭС делятся на две выборки. Методология исследования основана на двухэтапном подходе. На первом этапе (обучение) формируется исходная выборка состояний ЭЭС, для каждого из которых с помощью стандартных численных методов оптимизации рассчитывается точное решение задачи минимизации дефицита мощности. На основе этих данных конструируется обучающая выборка, где каждому состоянию соответствует вектор вещественнозначных откликов, включающий зональные дефициты и перетоки в межзонных связях. На втором этапе (применение) на базе данной выборки разрабатывается модель многозадачной регрессии, реализованная в виде ансамбля регрессионных функций. Обученная модель выступает в роли быстрого оптимизатора: для новой (второй) выборки состояний она позволяет определить все искомые параметры дефицита без обращения к вычислительно трудоёмким прямым методам оптимизации.

Для верификации предлагаемых методов и сравнительного анализа эффективности алгоритмов машинного обучения выполнено моделирование дефицитов мощности в тестовых схемах ЭЭС с использованием программного комплекса «Надёжность» [38]. В качестве модельных конфигураций были выбраны: упрощённая 3-узловая схема, стандартная 24-узловая схема IEEE RTS-96 и схема, соответствующая топологии Единой энергосистемы России. Моделирование проводилось методом статистических испытаний (Монте-Карло) для оценки балансовой надёжности. Для каждой схемы была выполнена серия из 10000 испытаний, соответствующих одному расчётному режиму — наиболее дефицитному часу года, что обеспечивает анализ работы методов в наихудших условиях. Результатом моделирования для каждого случая явилось математическое ожидание дефицита мощности. Полученные данные представлены в виде

сравнительных диаграмм на Рисунках 2.15 (3-узловая схема), 2.16 (схема IEEE RTS-96) и 2.17 (схема ЕЭС России).

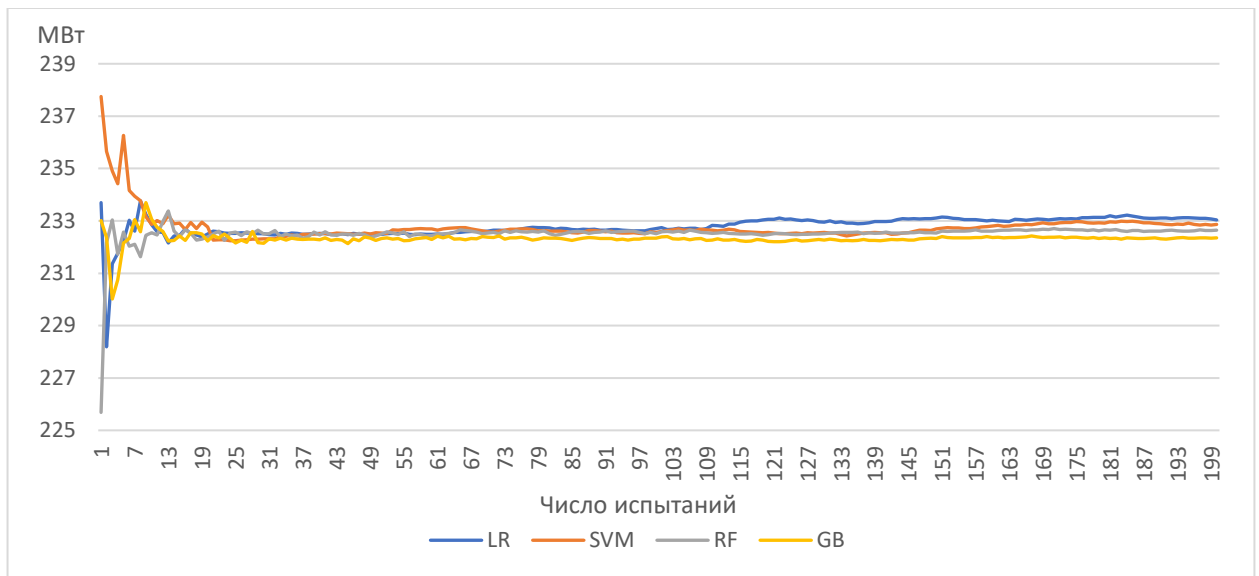


Рисунок 2.15 – Математическое ожидание дефицита мощности в 3-узловой тестовой схеме. (LR – линейная регрессия, SVM – Метод опорных векторов, RF – случайный лес, GB – градиентный бустинг)

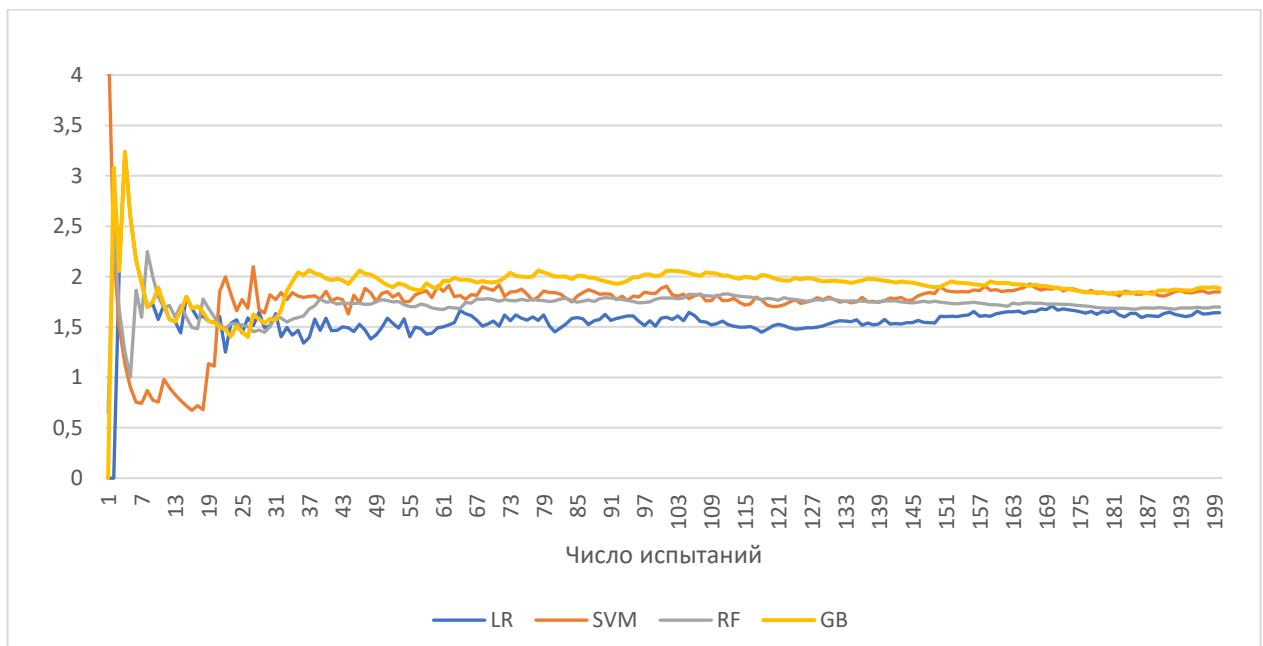


Рисунок 2.16 – Математическое ожидание дефицита мощности в схеме RTS-96. (LR – линейная регрессия, SVM – Метод опорных векторов, RF – случайный лес, GB – градиентный бустинг)

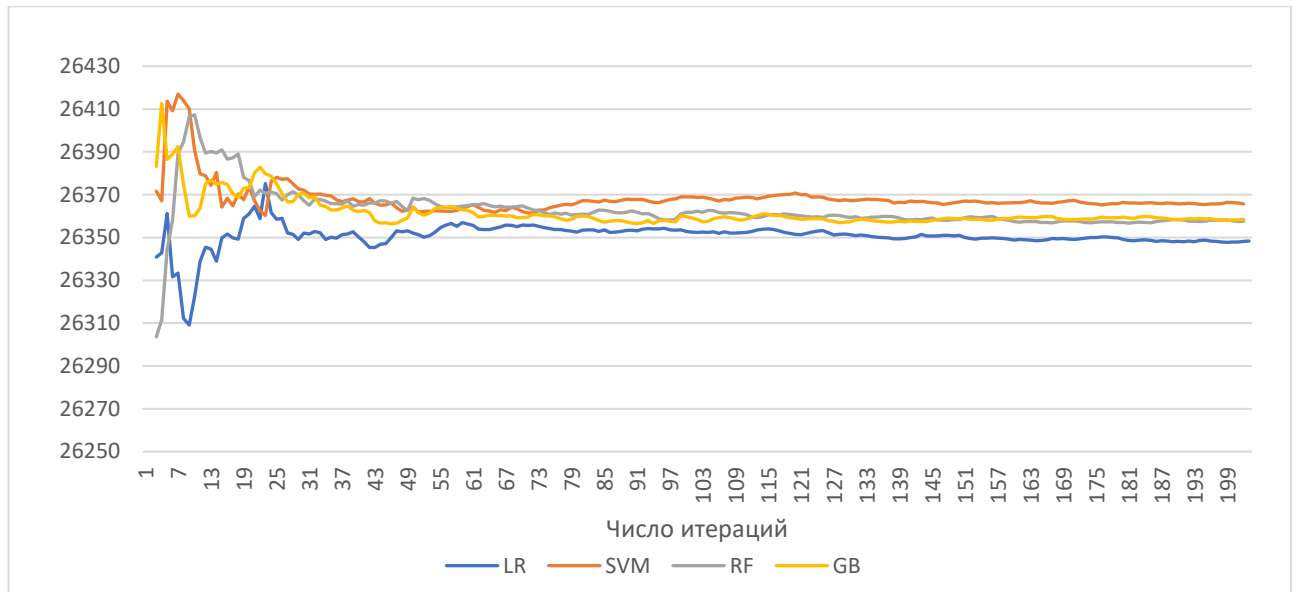


Рисунок 2.17 – Математическое ожидание дефицита мощности в схеме ЕЭС России. (LR – линейная регрессия, SVM – Метод опорных векторов, RF – случайный лес, GB – градиентный бустинг)

Архитектура предложенной многозадачной регрессионной модели сознательно исключает прямое прогнозирование величины системного дефицита мощности, следуя фундаментальному принципу сохранения балансовых соотношений в ЭЭС. Вместо этого целевой показатель рассчитывается дедуктивно – как алгебраическая сумма предсказанных моделью зональных дефицитов мощности. Данный методологический выбор обеспечивает концептуальную преемственность с классическими оптимизационными подходами, где глобальное ограничение также формируется на основе агрегации локальных переменных.

Такой подход приводит к тому, что итоговая ошибка прогноза системного дефицита носит кумулятивный характер. Она является агрегированной функцией от ошибок предсказания дисбалансов во всех зонах надёжности, что превращает её в интегральную метрику, репрезентативно отражающую общую адекватность и сбалансированность построенной модели.

Сравнение методов машинного обучения проводится по следующим критериям:

1) *Время выполнения расчёта.* В Таблице 2.7 представлены данные о времени, необходимом для выполнения расчётов по каждой из схем и генераторов.

Это время включает в себя период, затраченный на создание обучающей выборки, процесс обучения моделей и оптимизацию параметров.

Таблица 2.7 – Время работы комбинаций алгоритмов и число нерасчитываемых бездефицитных состояний при расчёте тестовых трёхузловой системы

Метод	Среднее время работы (сек.)		
	3-узловая ЭЭС	RTS-96 (24 ЗН)	ЕЭС России (>100 ЗН)
Оптимизационный метод	25,48	56,86	373,15
Линейная регрессия	29,17	49,38	230,1
Метод опорных векторов (SVM)	32,58	186,79	474,95
Случайный лес (RF)	89,8	204,55	589,04
Градиентный бустинг (GB)	30,79	52,4	244,98

Согласно данным, представленным в Таблице 2.7, применение подхода на основе многозадачной регрессии обеспечивает существенное снижение вычислительных затрат. Данный результат наблюдается даже в условиях необходимости одновременного прогнозирования обширного набора выходных параметров модели. Наибольшую вычислительную эффективность во всех трёх рассматриваемых схемах демонстрируют модели линейной регрессии и градиентного бустинга. Важным выявленным паттерном является положительная корреляция между сложностью расчётной схемы и величиной выигрыша в скорости: в то время как для трёхзонной схемы преимущество минимально, в масштабах ЕЭС России достигается сокращение времени расчёта на 30–40%. Это позволяет сделать вывод об особой эффективности метода для высокоразмерных и сложных систем. Для получения более полной оценки производительности алгоритмов в будущих исследованиях рекомендуется учитывать не только валовое время выполнения, но и такие факторы, как скорость сходимости итерационного процесса и влияние критерия останова на баланс между точностью и вычислительными затратами.

2) *Скорость сходимости.* Построим графики зависимости дисперсии от числа испытаний для трёхузловой, 24-узловой схемы IEEE RTS-96 и ЕЭС России. Результаты представлены на Рисунках 2.18, 2.19 и 2.20 соответственно.

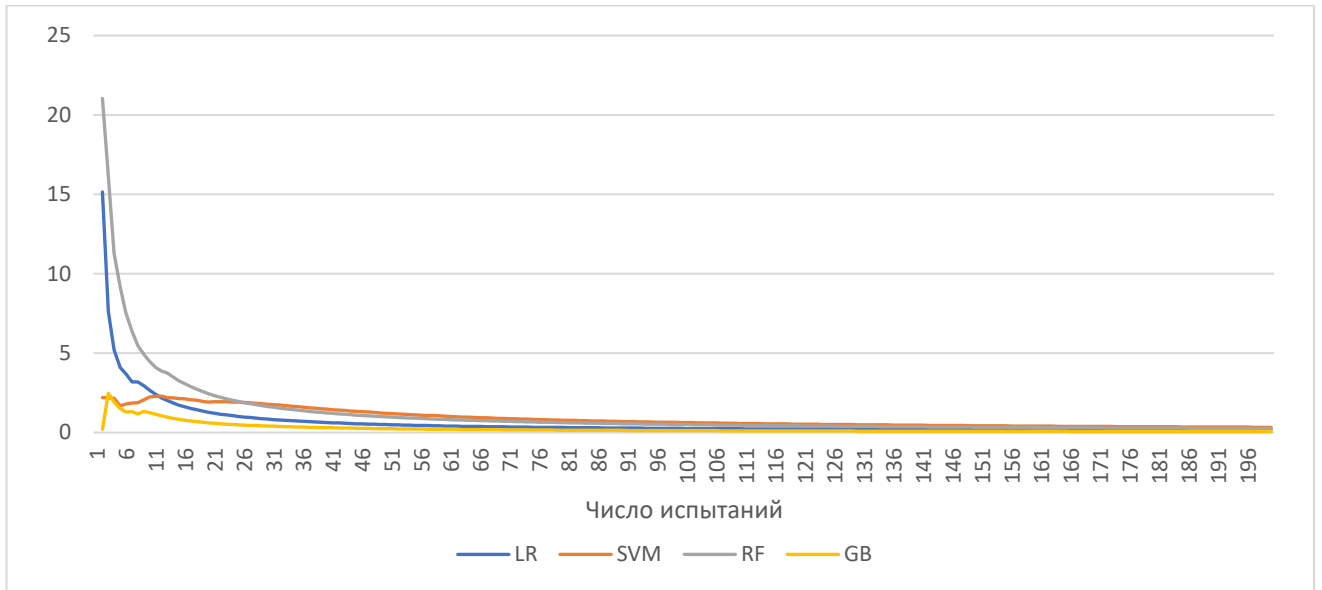


Рисунок 2.18 – Дисперсия значений дефицита мощности в трёхузловой тестовой схеме. (LR – линейная регрессия, SVM – Метод опорных векторов, RF – случайный лес, GB – градиентный бустинг)

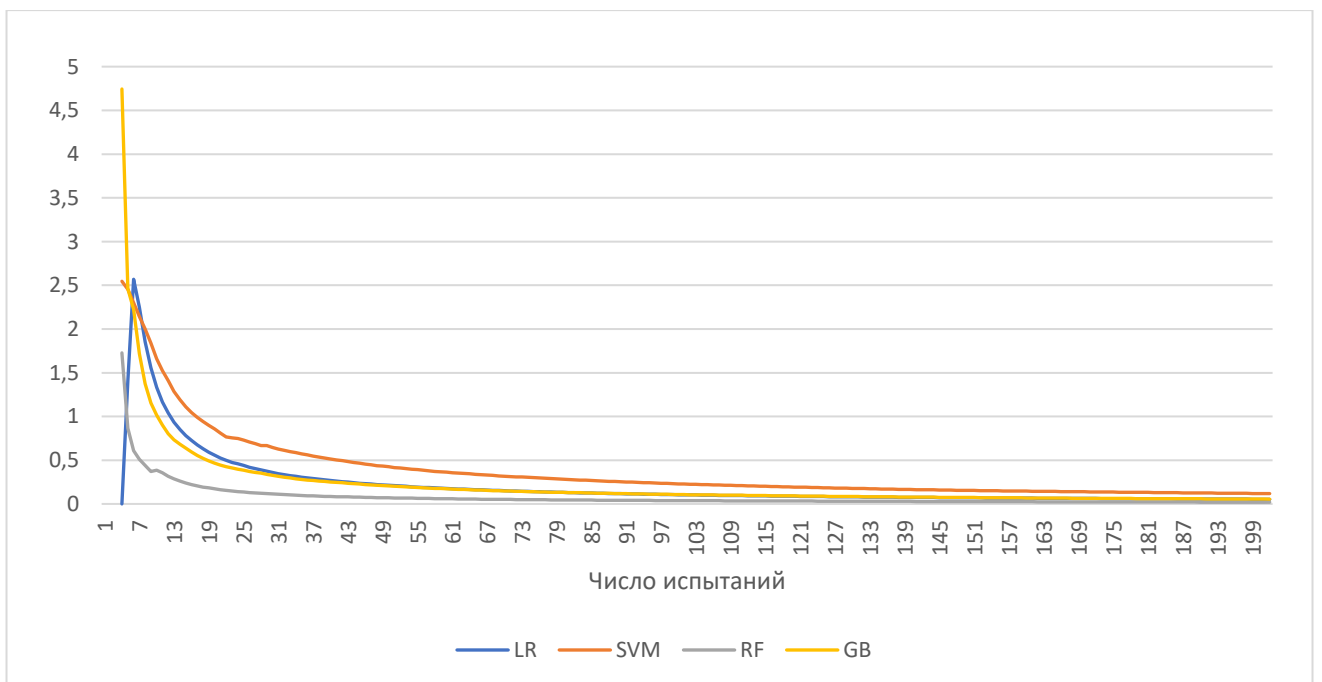


Рисунок 2.19 – Дисперсия значений дефицита мощности в схеме RTS-96. (LR – линейная регрессия, SVM – Метод опорных векторов, RF – случайный лес, GB – градиентный бустинг)

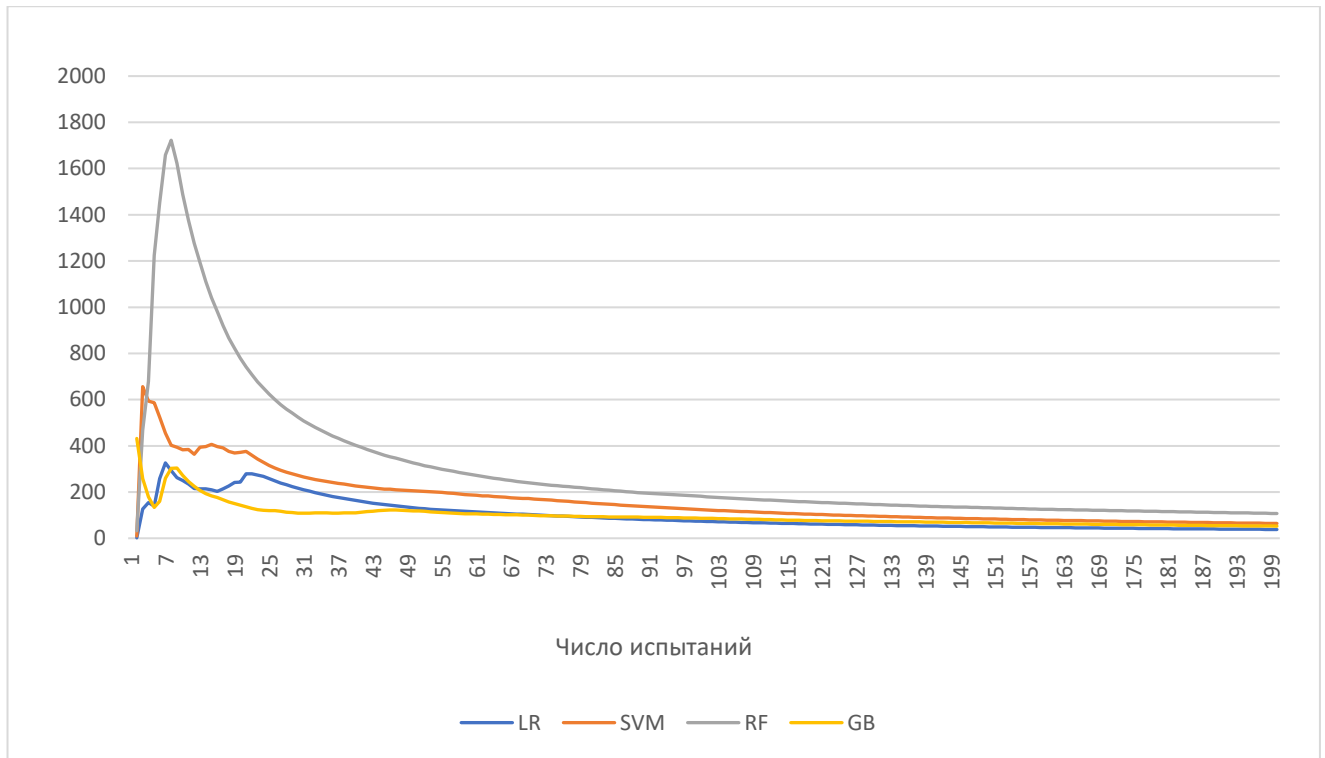


Рисунок 2.20 – Дисперсия значений дефицита мощности в схеме ЕЭС России. (LR – линейная регрессия, SVM – Метод опорных векторов, RF – случайный лес, GB – градиентный бустинг)

Анализ результатов, полученных для всех трёх тестовых схем, однозначно свидетельствует о том, что применение методов машинного обучения обеспечивает существенное повышение скорости сходимости алгоритма оценки надёжности по сравнению с классическим методом статистических испытаний (Монте-Карло). Для количественной оценки данного эффекта и выявления лежащих в его основе механизмов необходим детальный анализ динамики вычислительного процесса. В качестве ключевых метрик, характеризующих эффективность сходимости, рассматриваются: количество обработанных состояний системы; время вычислений, требуемое для достижения заданного критерия останова (например, допустимой относительной погрешности оценки). Результаты сравнительного анализа по указанным метрикам для всех исследуемых случаев систематизированы в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Число испытаний и время расчёта математического ожидания дефицита мощности одного режима до достижения критерия останова для каждой схемы (сек.)

Система	Метод	Линейная регрессия	Метод опорных векторов	Случайный лес	Градиентный бустинг
3-узловая схема	Число испытаний	650	650	850	400
	Время расчёта	1,896	2,118	7,633	1,232
RTS-96	Число испытаний	2350	3450	1350	2350
	Время расчёта	11,6	64,44	27,61	12,31
ЕЭС России	Число испытаний	6350	8250	10000	7350
	Время расчёта	146,11	391,83	589,04	180,06

Результаты эксперимента выявили характерный эффект: интеграция методов машинного обучения, хотя и привела к некоторому увеличению числа необходимых испытаний (итераций) для достижения критерия останова, обеспечила существенное сокращение времени выполнения отдельной итерации. Итогом предлагаемого подхода стало снижение общего времени решения оптимизационной задачи по сравнению с классическими методами. Эффективность апробированных алгоритмов машинного обучения (линейная регрессия и градиентный бустинг) была количественно оценена через показатель прироста скорости: 22% для трёхузловой схемы, 8% для RTS-96 и 9% для модели ЕЭС России (эксперименты проведены с датчиком ЛПт-последовательностей). Максимальный разброс в скорости между этими двумя методами достигал 35%, что указывает на их различную адаптивность к особенностям расчётных схем. Сравнительный анализ показал, что для наиболее сложных и крупномасштабных схем, таких как модель ЕЭС России, линейная регрессия демонстрирует более стабильную и высокую эффективность, что позволяет рекомендовать её в качестве предпочтительного метода для подобных систем.

Проведённый сравнительный анализ результатов моделирования свидетельствует, что для всех трёх исследуемых энергосистем расхождение между математическими ожиданиями минимального дефицита мощности, полученными с использованием методов машинного обучения, и эталонными значениями, рассчитанными точным или высокоточным методом, не превышает 5%. Аналогичный уровень точности соблюдается и для других прогнозируемых

параметров, включая зональные дефициты и загрузку межзональных связей. Хотя теоретически точность может быть дополнительно повышена за счёт тонкой настройки гиперпараметров с использованием кросс-валидации, проведённая оценка демонстрирует, что вычислительные затраты на такую настройку непропорционально велики. Это увеличение времени расчётов нивелирует преимущество в скорости, делая итоговую процедуру менее эффективной по сравнению с традиционными методами. Учитывая, что базовая точность предлагаемых ML-моделей и без дополнительной оптимизации остаётся в пределах приемлемого для практики диапазона ($\leq 5\%$), можно сделать вывод об избыточности трудоёмкой настройки гиперпараметров в данном прикладном контексте. Рекомендуется использовать модели с параметрами по умолчанию или настраивать их на ограниченном подмножестве, обеспечивающем разумный баланс между точностью и скоростью.

Таким образом, проведенное исследование позволяет заключить, что интеграция методов машинного обучения в рамках модели многозадачной регрессии обеспечивает статистически значимое повышение вычислительной эффективности при оценке балансовой надёжности энергосистем. Ключевое преимущество разработанного подхода состоит в его способности обеспечивать высокую точность прогнозирования ключевых параметров (системного и зональных дефицитов и перетоков мощности) при значительном сокращении времени расчётов по сравнению с традиционными оптимизационными методами. Сравнительный анализ по критериям скорости сходимости и общей вычислительной эффективности позволил идентифицировать линейную регрессию в качестве оптимального метода для интеграции в процедуру статистического моделирования методом Монте-Карло. Её использование обеспечивает наилучший баланс между точностью, скоростью работы и устойчивостью результатов для систем различной сложности.

2.4.3. Определение показателей балансовой надёжности электроэнергетических систем

Показатели балансовой надёжности представляют собой вероятности и математические ожидания (м.о.) результатов обработки, определяемых параметров ЭЭС после минимизации дефицита мощности [26,37,38,45,95,134]. Расчет математических ожиданий по таким выборкам сводится к вычислению выборочных средних величин. В основе определения показателей надёжности лежит определение дефицитов мощности D_i^m в каждом расчетном состоянии для зон надёжности и системы в целом, МВт:

$$D_i^m = \bar{y}_i^m - y_i, m = 1, \dots, M, i = 1, \dots, I. \quad (2.76)$$

Математическое ожидание дефицита мощности зоны надёжности определяется следующим образом, МВт:

$$MD_i = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M D_i^m, i = 1, \dots, I. \quad (2.77)$$

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии – оцененная величина количества электроэнергии, которую потребитель может недополучить за оцениваемый период времени, МВт·ч.

Данный показатель количественно характеризует степень несоответствия между фактическим энергоснабжением и потребительским спросом. Его аналитическая ценность заключается в возможности перехода от технической оценки надёжности к экономическим последствиям перерывов в электроснабжении.

В международной практике для оценки надёжности энергоснабжения используется показатель, известный как «ожидаемая недопоставленная энергия» (Expected Unserved Energy, EUE). Этот показатель также измеряется в мегаватт-часах (МВт·ч). Математическое ожидание вычисляется на основе всех возможных сценариев, моделируемых с использованием стохастических методов. Результаты

обычно представляются в виде среднего значения EUE в МВт·ч за десятилетний период.

Этот показатель обычно служит компонентом критерия оптимизации в вероятностных моделях, которые анализируют балансовую надёжность.

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии в зоне надёжности для расчетного периода ($MD_{t,i}$) определяется:

$$ME_i = \sum_{t=1}^T MD_{t,i}, i = 1, \dots, I. \quad (2.78)$$

где T – число часов расчетного периода, для года – 8760 ч.

Вероятность бездефицитной работы – вероятность того, что в пределах заданной наработки (например, 1 год) дефицит в системе или зоне надёжности не возникнет (или что время работы ЭЭС до возникновения дефицита будет не меньше заданного времени).

В международной практике применяются различные показатели, которые по сути близки к вероятности бесперебойной работы системы. Среди них можно выделить вероятность дефицита мощности (LOLP), среднее количество дней с дефицитом мощности в год (LOLE) и среднее количество часов дефицита мощности в год (LOLH) [37,135]. Эти показатели отличаются друг от друга по форме представления, но имеют одинаковую цель.

Вероятность бездефицитной работы для зон надёжности определяется в зависимости от возникновения дефицитов мощности в них. Если в m -ом расчетном состоянии в зоне надёжности образовался дефицит мощности, то данной зоне надёжности присваивается 0, если нет – 1:

$$q_{\text{вбri}}^m = \begin{cases} 1, & \text{если } D_i^m = 0 \\ 0, & \text{если } D_i^m > 0 \end{cases}, i = 1, \dots, I, m = 1, \dots, M. \quad (2.79)$$

Вероятность бездефицитной работы системы за расчетный период определяется через отношение суммы полученных единиц к общему числу возможных состояний энергосистемы. Согласно закону больших чисел, при увеличении количества состояний частота событий будет стремиться к истинному значению вероятности возникновения дефицита.

$$P_i = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M q_{\text{вбpi}}^m, i = 1, \dots, I. \quad (2.80)$$

Вероятность дефицитной работы Q_i для зон надёжности определяется:

$$Q_i = 1 - P_i, i = 1, \dots, I. \quad (2.81)$$

Для оценки достаточности генерирующих мощностей и пропускной способности связей в зонах надёжности применяются двойственные оценки. Эти оценки определяются аналогично вероятности бесперебойной работы. Если в m – ом расчетном состоянии генерирующая мощность в зоне надёжности загрузилась до максимального значения, то оценке по генерации q_{ri}^m присваивается 1, если нет – 0; если в m –ом расчетном состоянии переток по межзональной связи равен максимальному значению пропускной способности связи, то данной оценке по связи q_{ij}^m присваивается 1, если нет – 0:

$$q_{\text{ri}}^m = \begin{cases} 1, \text{ если } \bar{x}_i^m = x_i, i = 1, \dots, I, m = 1, \dots, M. \\ 0, \text{ если } \bar{x}_i^m > x_i \end{cases} \quad (2.82)$$

$$q_{ij}^m = \begin{cases} 1, \text{ если } \bar{z}_{ij}^m = z_{ij} \text{ или } \bar{z}_{ji}^m = z_{ji}, i = 1, \dots, I, j = 1, \dots, J, i \neq j, m \\ 0, \text{ если } \bar{z}_{ij}^m > z_{ij} \text{ или } \bar{z}_{ji}^m > z_{ji} \end{cases} \quad (2.83)$$

$$= 1, \dots, M.$$

После формирования всех расчетных состояний за расчетный период двойственные оценки генерирующей мощности d_{ri} в зонах надёжности определяются как отношение суммы полученных 1 к общему числу состояний. Двойственные оценки межзональных связей d_{ij} определяются как отношение суммы полученных 1 к общему числу состояний:

$$d_{\text{ri}} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M q_{\text{ri}}^m, i = 1, \dots, I, \quad (2.84)$$

$$d_{ij} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M q_{ij}^m, i = 1, \dots, I, j = 1, \dots, J, i \neq j, m = 1, \dots, M. \quad (2.85)$$

При расчете вероятностных показателей по методу Монте-Карло необходимо не только рассчитывать выборочные средние значения, но и величину ошибки

вычисления δ_{D_i} . По величине ошибки вычисления определяется число реализаций, необходимых для достижения требуемой точности расчета (вычисления проводятся до тех пор, пока не достигается требуемая точность показателей балансовой надёжности). Ошибка вычисления определяется по формуле:

$$\delta_{D_i} = 0,675 \frac{\sigma D_i}{\sqrt{M}}, i = 1, \dots, I, \quad (2.86)$$

где σD_i – среднееквадратическое отклонение дефицита мощности в зоне надёжности i .

Используя выражение (2.38) можно организовать останов решения задач минимизации дефицита мощности расчетных состояний. Для оценки балансовой надёжности δ_{D_i} может быть принята на уровне 3%. Точность оценки балансовой надёжности зависит от многих факторов, таких как: качество и достоверность исходной информации, степень эквивалентирования расчетной схемы, адекватность модели минимизации дефицита мощности, учёт ограничений, накладываемых на систему, случайного и неслучайного характера. По возможности необходимо стремиться к максимальной точности, но так как все перечисленные факторы имеют место быть, то для адекватной оценки достаточная точность находится на уровне 3-5%. Большая точность на современном этапе развития процедуры оценки балансовой надёжности приведет к неоправданным вычислительным затратам.

2.5. Выводы по главе 2

1. При перспективном планировании развития электроэнергетических систем для решения ряда задач требуется оценка балансовой надёжности. Методика оценки балансовой надёжности основана на методе Монте-Карло с использованием методического аппарата на основании моделирования случайных событий, происходящих в электроэнергетических системах.

2. В процессе подготовки исходных данных для оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем существенную роль играет построение адекватной расчетной модели, структурно представляющей собой совокупность зон надёжности, соединенных межзональными связями. В рамках данного исследования автором разработан комплекс критериев и методов кластеризации электроэнергетических систем на зоны надёжности, в частности: на основании контролируемых сечений (этот метод следует применять на перспективу до 5 лет при известном наборе контролируемых сечений); на основании экспресс анализа балансовой надёжности (этот метод возможно применять на любую перспективу, основная трудность его применения, это необходимость формирования модели ЭЭС узлы/ветви для перспективных схем, характеризующиеся большим набором исходных данных); на основании методов обнаружения сообществ в графах (этот метод возможно применять на любую перспективу, по сравнению с предыдущим методом, этот метод более быстрый и требует меньшего набора исходных данных).

3. Одним из основных вычислительных этапов в методике оценки балансовой надёжности является этап формирования расчетных случайных состояний электроэнергетических систем, для чего используются генераторы случайных чисел. В рамках работы автором исследованы различные генераторы псевдослучайных и квазислучайных чисел. Для повышения вычислительной эффективности методики предложено использование генераторов квазислучайных чисел, а именно ЛПт-последовательности (последовательности Соболя). Теоретический и практический сравнительный анализ разных генераторов случайных чисел показал, что наибольшую вычислительную эффективность имеют ЛПт-последовательности.

4. В свете растущей доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе современных электроэнергетических систем, проблема оценки балансовой надёжности усложняется необходимостью учёта стохастического характера поставок первичных энергоресурсов. Традиционные модели, ориентированные на детерминированные топливные потоки, становятся неадекватными в условиях высокой изменчивости генерации от солнца и ветра. Для

решения этой задачи в данной работе предлагается подход (алгоритм), основанный на вероятностном моделировании – построении рядов распределения поставок первичных энергоресурсов. Данный подход позволяет количественно оценить риски дефицита топливного обеспечения электростанций в их взаимосвязи с режимами работы энергосистемы.

5. Параметр аварийности, непосредственно характеризующий потенциальную частоту отказов энергооборудования, требует точной количественной оценки в рамках моделирования перспективных конфигураций электроэнергетических систем. Автором предложена модель анализа аварийности энергетического оборудования, в которой корректно учтены работоспособные и неработоспособные состояния энергетического оборудования. Проанализирована текущая ситуация с аварийностью энергетического оборудования в Единой энергосистеме России.

6. При оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем для дальнейшего определения уровня резерва, необходимого для компенсации дефицита мощности и недоотпуска электроэнергии из-за вывода из работы энергетического оборудования для проведения плановых ремонтов, необходимо проводить их моделирование. Проведен критический анализ существующих подходов к моделированию плановых ремонтов энергетического оборудования, в ходе которого выявлены существенные методические ограничения. В целях преодоления обнаруженных недостатков разработан инновационный метод, основанный на вероятностном представлении процессов вывода оборудования в плановый ремонт.

7. Для корректного определения значений дефицитов мощности в электроэнергетических системах необходима разработка адекватных моделей минимизации (распределения) дефицита мощности. На основании анализа существующих моделей и их недостатков автором предложена новая модель минимизации дефицита мощности, в которой проводится учёт потерь мощности в квадратичной форме при её передаче и сетевых коэффициентов, отражающих степень загрузки конкретных линий электропередачи от изменения мощности в зонах надёжности.

8. Для решения задач сформированных на основании моделей минимизации дефицитов мощности необходимы эффективные методы, которые позволят ускорить этот процесс, не снижая точности решения. Для решения этой задачи, на основании сравнительного анализа в работе автором предложено использование методов дифференциальной эволюции и методов машинного обучения.

ГЛАВА 3. Разработка методов обоснования решений при обеспечении балансовой надёжности электроэнергетических систем

3.1. Задачи обеспечения балансовой надёжности электроэнергетических систем

Оценка балансовой надёжности, в основном, проводится для решения задач перспективного проектирования развития энергосистем. При перспективном проектировании основной решаемой задачей с учётом балансовой надёжности является задача обоснования уровня резервирования всех видов в ЭЭС. Здесь прежде всего имеются ввиду структурные и технологические резервы генерирующих источников и сетевой части ЭЭС. В процессе перспективного развития энергетики, задачи обеспечения балансовой надёжности ЭЭС могут включать в себя обоснование интеграции конкретных энергетических объектов в эти системы, оценкк системных эффектов, оценку потенциалов использования различных видов технологий на определённой территории и другие задачи.

В этой главе сосредоточим основное внимание на задачах обоснования уровня резервирования генерирующей и сетевой частей энергосистем. Данные задачи, обладая самостоятельной значимостью, в ряде случаев требуют интегрированного решения. Это обусловлено тем, что достижение целевых показателей балансовой надёжности и надёжности электроснабжения потребителей может обеспечиваться различными стратегиями.

Задача резервирования в ЭЭС имеет технико-экономическую природу, так как обеспечение абсолютной надёжности технически невозможно, а экономически нецелесообразно из-за экспоненциального роста затрат на её повышение. Оптимальный объём резерва должен удовлетворять либо нормативным требованиям к показателям балансовой надёжности (например, вероятности бездефицитной работы), либо критерию минимизации совокупных издержек (затраты на резерв и ожидаемый ущерб от перерывов питания). Существующие

подходы к определению резерва [136-138] часто основываются на нормативном методе: выбирается один или несколько показателей надёжности, для них задаются нормативные уровни, после чего рассчитывается минимальный резерв, гарантирующий соблюдение этих нормативов во всех планируемых и аварийных схемах работы системы.

Вероятностный характер задачи определения резервов мощности обусловлен стохастичностью основных параметров, влияющих на балансовую надёжность, что требует применения соответствующих методов вероятностного анализа и моделирования.

На начальных стадиях проектирования развития энергосистем, когда объём исходных данных ограничен, а требования к скорости расчётов высоки, традиционно применяются упрощённые детерминированные подходы к определению резервов мощности. Суть данных подходов заключается в том, что необходимый объём резерва (как общего, так и его отдельных составляющих – ремонтного, оперативного и стратегического) не рассчитывается как результат решения вероятностной задачи, а нормируется на основе экспертных оценок, статистики прошлых периодов или фиксированных процентов от установленной мощности [139]. Нормативные значения резервов мощности устанавливаются на основе комплексного анализа ряда ключевых факторов. К ним относятся, прежде всего, эмпирические данные, отражающие прошлый опыт эксплуатации энергосистемы (статистика отказов, фактические объёмы использованных резервов), и структурно-технологические параметры: состав генерирующего парка (типы электростанций, их мощность и манёвренность), плановые графики ремонта основного оборудования, а также ожидаемые профили нагрузки. Совокупный учёт этих факторов позволяет сформировать обоснованные нормативы, адаптированные к специфике конкретной системы.

3.2. Определение уровня и размещения резервов генерирующей мощности при перспективном проектировании развития электроэнергетических систем

3.2.1. Общие положения

Оптимальное резервирование генерирующей мощности в ЭЭС является важной составляющей при проектировании развития энергосистем. Задача оптимального резервирования генерирующей мощности имеет технико-экономический характер. Такой характер задачи формирует вариативность решений по определению эффективного уровня резервирования генерирующей мощности и ее размещения по ЭЭС. Уровень резервирования зависит от таких факторов, как технические характеристики используемого генерирующего оборудования, возможности сетей по передаче мощности и электроэнергии, требования потребителей по обеспечению необходимого уровня надёжности электроснабжения и др. Вопрос о достаточном резервировании ЭЭС является существенным для экономики всех потребителей, так как развитие отраслей, особенно энергоемких производств, во многом зависит от надёжности электроснабжения.

Завышенный уровень надёжности ЭЭС приводит к дополнительным издержкам, перекладываемым на потребителей электроэнергии, а недостаточная Надёжность приводит к ущербу как у потребителей, так и у энергетических компаний. Поэтому значение резерва генерирующей мощности должно быть оптимальным по заранее определённом критерию. Это хорошо демонстрирует Рисунок 3.1, где на примере интегральной зависимости функций затрат, вкладываемых в ЭЭС на повышение надёжности и уровня резервирования и функции ущерба от низкой надёжности и недостаточного уровня резервирования показано определение оптимального уровня резервирования генерирующей мощности в ЭЭС.

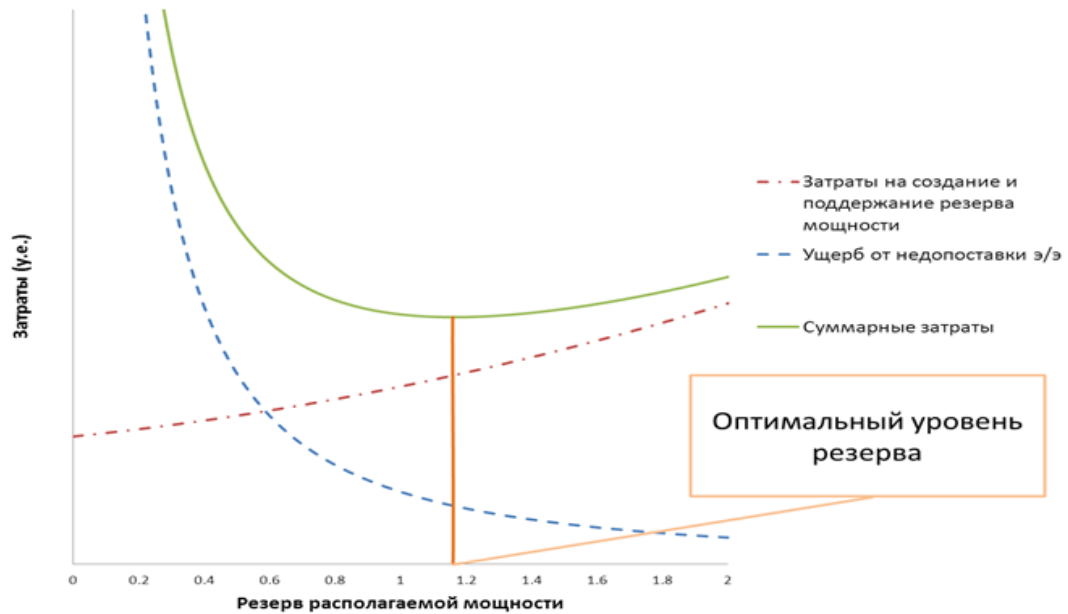


Рисунок 3.1 – Определение оптимального уровня резервирования генерирующей мощности в ЭЭС

Резерв генерирующей мощности в балансе мощности электроэнергетических системах

При разработке балансов мощности и электроэнергии необходимо принимать во внимание факторы неопределенности, влияющие на развитие энергосистем и вероятностный характер их функционирования:

1. Для удовлетворения будущей потребности в электроэнергии необходимо принимать инвестиционные решения с опережением, которые требуются для проектирования и строительства новых генерирующих и/или передающих мощностей. Неопределенность информации о будущей потребности должна учитываться при принятии соответствующих инвестиционных решений.

2. Вероятностный характер функционирования электроэнергетики связан как с вероятностным поведением потребления электроэнергии, так и со случайной природой отказов генерирующего и сетевого оборудования.

Невозможность сведения баланса мощности и/или электроэнергии в определенных ситуациях приводит к нарушению электроснабжения для определенных потребителей. С одной стороны, чем ниже вероятность возникновения таких ситуаций, тем более надёжной является ЭЭС. С другой стороны, создание резервов генерирующих мощностей и их правильное

размещение в структуре ЭЭС сужает набор ситуаций, в которых не сводится баланс. Как следствие, в ЭЭС прослеживается фундаментальная зависимость между величиной, структурой и размещением резервов генерирующей мощности, и обеспечением требуемого уровня надёжности, что является одной из главных задач при разработке балансов мощности и электроэнергии. Роль резервирования генерирующей мощности в электроэнергетике обусловлена тем, что резервирование генерирующей мощности является одним из основных средств обеспечения надёжности ЭЭС наряду с изменением конфигурации и структуры сетей ЭЭС, включая средства управления; изменением надёжности и технических характеристик её элементов, а также обеспеченностью энергоресурсами электростанций.

В ЭЭС эксплуатируются генерирующие агрегаты, которые характеризуются значением установленной мощности. Условия эксплуатации генерирующих агрегатов могут быть несоответствующими проектируемым из-за этого потенциал по выдаче мощности станции снижается и формируют значение располагаемой мощности ЭЭС, а разница между установленной и располагаемой мощностями называется ограничениями установленной электрической мощности [70]. В процессе эксплуатации в конкретном режиме ЭЭС часть генерирующих агрегатов может находиться в плановых или аварийных ремонтах. Разница между располагаемой мощностью и мощностью агрегатов, находящихся в ремонте формирует рабочую мощность энергосистемы.

Определение требуемого объема расчетного резерва мощности традиционно приурочивается к моменту прохождения годового пика нагрузки, что обусловлено критерием обеспечения надёжности электроснабжения в наиболее напряженных условиях.

В задачах проектирования развития ЭЭС расчетный резерв состоит из трех частей [44]: ремонтный (для покрытия плановых простоев), оперативный (для нивелирования аварийных отказов и краткосрочных колебаний нагрузки) и стратегический (для компенсации долгосрочных прогнозных ошибок и задержек в энергостроительстве).

Наряду с резервом генерирующей мощности ЭЭС можно выделить и резерв потребляющей части ЭЭС, обеспечиваемый регулированием режима потребления энергии, понижением частоты в системе или напряжения на шинах, питающих конкретного потребителя, разгрузкой системы за счет потребителей-регуляторов. Использование потребителей для компенсации нарушений энергобаланса означает переход от резерва в форме энергетических мощностей к резерву в виде запаса годовой продукции промышленных предприятий. Регулирование энергобаланса за счет потребителей допустимо лишь в качестве временной меры после того, как исчерпаны все энергетические резервы. Использование резерва потребления должно четко оговариваться в договорах между потребителями электроэнергии и компаниями, представляющими интересы энергосистемы.

Методология определения резервов генерирующей мощности и их оптимального размещения в энергосистеме, а также возможного усиления пропускной способности межсистемных связей для обеспечения заданного уровня надёжности, является ключевым элементом при планировании развития энергосистем и функционировании рынка мощности.

Определение расчетного резерва должно основываться на вероятностном моделировании энергосистемы. По результатам вероятностных расчетов, в частности, могут оцениваться компоненты расчетного резерва для целей долгосрочного развития ЭЭС.

Факторы, влияющие на определение величины резервирования генерирующей мощности в электроэнергетических системах

Размер резерва генерирующей мощности определяется надёжностью сведения баланса в каждой зоне надёжности системы. Резервы и балансовая надёжность энергосистемы зависят от ряда факторов:

- а) установленной (располагаемой) мощности генерации в системе и её размещения по зонам надёжности;
- б) пропускных способностей сети системы;
- в) аварийности генерирующего оборудования и основной сети;

- г) объема и графика электропотребления;
- д) контрактных перетоков на экспорт и импорт;
- е) ущерба от ограничения (отключения) потребителей при дефиците;
- ж) правил, которыми руководствуется системный оператор при распределении дефицита между потребителями в аварийных ситуациях.

Уровень балансовой надёжности системы и объём необходимых резервов зависят от состава, характеристик и расположения генерирующего оборудования, а также от норм проведения плановых ремонтов и частоты аварий. При увеличении числа аварий балансовая надёжность снижается, а объём резервов возрастает при прочих равных условиях. Аналогичная зависимость наблюдается и в отношении норм проведения плановых ремонтов. Однако повышение качества этих ремонтов, сопровождающееся увеличением их частоты и продолжительности, может существенно снизить аварийность оборудования.

Балансовая надёжность и резервы мощности зависят от топологии сети, параметров ЛЭП и потерь в них. Потери мощности, соизмеримые с дефицитами, должны учитываться при оптимизации режимов ЭЭС для обеспечения достоверности расчетов.

Установлено, что масштабирование энергосистемы позволяет снизить относительный объём резервов генерирующей мощности при сохранении требуемого уровня балансовой надёжности. Данная закономерность обусловлена эффектами масштаба: с ростом количества генерирующих единиц в системе (при прочих равных условиях) снижается вероятность одновременного отказа критической доли мощностей. При этом ключевым параметром становится единичная мощность агрегатов – системы с преобладанием мелких и средних генераторов демонстрируют более низкие относительные резервы по сравнению с системами, содержащими крупные энергоблоки.

Уровень балансовой надёжности и необходимые резервы генерирующей мощности находятся в прямой зависимости от профилей нагрузки, как интегральных по системе, так и зональных. Эта зависимость носит нелинейный характер. При росте абсолютного значения пиковой нагрузки для сохранения

заданного нормативного уровня надёжности требуется абсолютное увеличение объёма резервов. В то же время, относительная доля резерва (например, в процентах от пиковой нагрузки), необходимая для достижения того же уровня надёжности, может быть снижена. Ключевым фактором, определяющим эту зависимость, является плотность графиков нагрузки (суточных, недельных, сезонных). Более плотные графики требуют меньшей относительной величины резерва. Помимо детерминированной составляющей нагрузки, на объём резерва существенное влияние оказывают её стохастические колебания (отклонения от прогнозных среднечасовых значений), которые также должны быть покрыты резервными мощностями.

В контексте энергетического перехода задача оценки резервов мощности трансформируется из чисто технической в сложную технико-экономико-регуляторную проблему. Это обусловлено радикальным изменением среды функционирования энергосистем. Критически важными для современных расчётов становятся следующие группы факторов:

- доступность первичных энергоресурсов для тепловых электростанций (ТЭС) и наличие водных запасов в водохранилищах гидроэлектростанций (ГЭС);
- специфические режимы работы гидроэлектростанций (ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС);
- ограничения на выработку электроэнергии на тепловых электроцентралях (ТЭЦ) в режиме когенерации;
- особенности функционирования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), которые требуют замещающих мощностей традиционных источников в определённых условиях и зависят от уровня электропотребления;
- широкое применение управляемой нагрузки как в нормальных, так и в аварийных режимах, включая учёт распределённой генерации.

Влияние перечисленных факторов на показатели балансовой надёжности является дифференцированным и зависит от их масштаба и специфики конкретной энергосистемы. Количественно оценить степень этого влияния можно только с помощью сравнительного анализа сценарных моделей – сопоставления

результатов оценки надёжности для базового случая (без учёта влияющих факторов) и для случая с их учётом.

Таким образом, для построения адекватной расчётной модели, соответствующей реальным условиям функционирования ЭЭС, необходимо последовательно интегрировать в неё следующие ключевые факторы:

- а) максимальные значения и конфигурации графиков нагрузки во всех зонах надёжности расчётной модели системы;
- б) структуру, состав, параметры и расположение генерирующего оборудования в различных зонах надёжности;
- в) структуру, состав, параметры линий электропередач, обеспечивающих системные (межзонные) связи энергосистемы;
- г) дополнительные уточняющие и новые рыночные факторы, влияющие на функционирование и развитие современных энергосистем.

3.2.2. Формулировки задач определения резервов генерирующей и сетевой частей электроэнергетических систем

Задача определения резервов генерирующей и сетевой частей ЭЭС включается в задачи синтеза или оптимизации балансовой надёжности ЭЭС [138]. Сущность рассматриваемой проблемы сводится к разрешению противоречия между экономической эффективностью и технической надёжностью при проектировании будущей архитектуры энергосистемы. Формализация задачи требует определения такого набора и размещения генерирующего и сетевого оборудования, которые обеспечивали бы оптимум комплексного технико-экономического критерия, включающего в себя требования к балансовой надёжности. Данная задача, имеющая определяющее значение для развития энергосистем, по своей природе является технико-экономической. При её решении учитываются экономические характеристики работы ЭЭС (затраты на ввод энергооборудования, ущерб у потребителей от недопоставки электроэнергии) и технические (надёжностные)

характеристики энергооборудования ЭЭС (аварийность, плановые ремонты), колебания нагрузки потребителей электроэнергии и другие. Результатом выступает оптимизированная структура системы, включающая объемы и размещение резервов мощности, а также параметры сетевой инфраструктуры.

На ранних этапах развития методов оптимизации балансовой надёжности ЭЭС доминировал подход, основанный на агрегированной (однозонной) модели ЭЭС. Это позволяло абстрагироваться от пространственного распределения ресурсов и, что критически важно, от ограничений по перетокам мощности в сети. Хотя данный подход заложил основы для вероятностных оценок, его принципиальным недостатком стало игнорирование сетевых ограничений, которые в реальных системах часто являются определяющим фактором возникновения и локализации дефицита мощности [37,140,141]. В данном случае показатели надёжности и ущерб от недоотпуска электроэнергии определяются по упрощенной схеме [142], что приводит к получению приближенного результата.

Проблема повышения надёжности многозонных ЭЭС остается недостаточно изученной, и в этой области были проведены исследования, отраженные в работах [45, 143-145 и других].

Содержательно задачу определения резервов генерирующей и сетевой частей ЭЭС сформулируем следующим образом: *для известной структуры и исходных данных о параметрах ЭЭС на перспективный период проектирования развития необходимо определить оптимальный состав резервных генерирующих агрегатов и их размещение в энергосистеме, а также структуру и пропускные способности электрической сети с учётом обеспечения критерия балансовой надёжности* [136,146,147].

Рассмотрим две наиболее известные постановки задачи оптимизации надёжности ЭЭС:

1. Задача минимизации суммы математического ожидания ущерба от низкого уровня балансовой надёжности и приведенных затрат на развитие энергетической инфраструктуры для повышения уровня балансовой надёжности ЭЭС.

Рассмотрим схему ЭЭС, состоящую из n зон надёжности и набора связей между ними. Задана $\bar{x}_{il}$ – располагаемая мощность генерирующего оборудования вида l , $l = 1, \dots, L$, в зоне надёжности i ; $\bar{y}_{it}$ – нагрузка в зоне надёжности i в час t , $t = 1, \dots, 8760$; $\bar{z}_{ijb}$ – пропускная способность линии электропередачи (ЛЭП) вида b , $b = 1, \dots, B$, соединяющей зоны надёжности i и j , $i = 1, \dots, n$, $j = 1, \dots, n$, $i \neq j$. Под видами линии электропередачи будем понимать классификацию линий по классу напряжения.

Задача состоит в оптимизации структуры генерирующих и сетевых элементов для гарантированного покрытия нагрузок с учётом учитываемых вероятностных факторов. Решение должно балансировать инвестиции в новые элементы ЭЭС и операционные риски.

Современная методология формирования критериев оптимизации балансовой надёжности ЭЭС предполагает расширение классического подхода, например, ограниченного минимизацией суммы затрат и ущерба, в направлении учета специфических критериев, таких как максимизация общественного благосостояния. В тоже время, критерий минимума приведенных затрат сохраняет свою актуальность в силу общественного характера электроэнергии, что обуславливает приоритет отраслевой экономической эффективности над коммерческими интересами отдельных компаний. Указанные принципы нашли практическое применение в энергетической политике стран ЕС и США.

$$\sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^L (E_H c_{il}^x + \tilde{c}_{il}^x) \Delta x_{il} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{b=1}^B (E_H c_{ijb}^z + \tilde{c}_{ijb}^z) \Delta z_{ijb} \quad (3.1)$$

$$+ \sum_{i=1}^n MY_i(\Delta x, \Delta z, \xi) \xrightarrow{\Delta x, \Delta z} \min,$$

$$0 \leq \Delta x_{il} \leq \Delta \bar{x}_{il}, i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L, \quad (3.2)$$

$$0 \leq \Delta z_{ijb} \leq \Delta \bar{z}_{ijb}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, b = 1, \dots, B, \quad (3.3)$$

где ξ – интегральная случайная величина, отражающая вероятностные процессы, происходящие в ЭЭС; $c_{il}^x, \tilde{c}_{il}^x$ – удельные капитальные затраты на ввод и текущие затраты на эксплуатацию генерирующего оборудования вида l в зоне надёжности

i ; $c_{ijb}^z, \tilde{c}_{ijb}^z$ – удельные капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с увеличением пропускной способности линии электропередачи вида b и зависящие от расстояния между зонами надёжности i и j ; $\Delta\bar{x}_{il}$ – максимально возможное увеличение мощности источника энергии вида l в зоне надёжности i ; $\Delta\bar{z}_{ijb}$ – допустимый прирост пропускной способности ЛЭП вида b , соединяющей зоны надёжности i и j ; E_H – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений (обычно для электроэнергетики берется равным 0,12).

Переменные в задаче (3.1)–(3.3): Δx_{il} – прирост генерирующих мощностей вида l в зоне надёжности i ; Δz_{ijb} – увеличение пропускной способности линии электропередачи вида b между зонами надёжности i и j . Обозначим через $\Delta x, \Delta z$ векторы переменных, компонентами которых являются $\Delta x_{il}, \Delta z_{ijb}$, соответственно. Обозначим целевую функцию задачи (3.1)–(3.3) через $G(\Delta x, \Delta z, \xi)$.

Математическое ожидание ущерба MY_i в зоне надёжности i , $i = 1, \dots, n$, зависит от выбираемого прироста генерирующих мощностей Δx и пропускной способности линий Δz . Данная функция не имеет аналитического представления и ее значения находятся в результате оценки балансовой надёжности ЭЭС. Ущерб от недоотпуска электроэнергии можно интерпретировать как компенсационные затраты на повышение надёжности электроснабжения потребителей.

2. Задача минимизации приведенных затрат на развитие энергетической инфраструктуры для повышения уровня балансовой надёжности ЭЭС с учётом достижения заданного значения нормируемого показателя балансовой надёжности.

Вместо задачи (3.1)–(3.3) можно рассматривать альтернативную постановку с учётом ограничения на показатель надёжности ЭЭС

$$\sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^L (E_H c_{il}^x + \tilde{c}_{il}^x) \Delta x_{il} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{b=1}^B (E_H c_{ijb}^z + \tilde{c}_{ijb}^z) \Delta z_{ijb} \xrightarrow{\Delta x, \Delta z} \min \quad (3.4)$$

при ограничениях (3.2) и (3.3),

$$P\{R_i(\Delta x, \Delta z, \xi) \geq R_i^0\} \geq \rho, i = 1, \dots, n, \rho \in (0,1), \quad (3.5)$$

где R_i^0 – требуемое значение вероятностного показателя надёжности R .

В качестве нормируемого показателя балансовой надёжности ЭЭС можно использовать различные показатели, но, забегаая вперед, остановимся на вероятности бездефицитной работы.

Применение нормативов балансовой надёжности характеризуется возможностью, в случае необходимости, их дифференциации по зонам надёжности ЭЭС [140]. Данный подход обусловлен региональными различиями в структуре электропотребления, что приводит к неодинаковому экономическому ущербу от нарушений электроснабжения в различных зонах надёжности.

Задачи оптимизации надёжности ЭЭС (3.1)–(3.3) и (3.2)–(3.5) тесно связаны, так как ущерб, который несут потребители, напрямую зависит от объема недоотпущенной электроэнергии. Этот объем, в свою очередь, определяет показатель надёжности ЭЭС, который используется в (3.5). Задача (3.1)–(3.3) лишена недостатков задачи (3.2)–(3.5), касающихся выбора показателя надёжности. Однако для ее решения необходимо оценить ущерб потребителей, что является сложной задачей из-за неопределенности информации и других факторов. Вместе с тем, постановка задачи (3.1)–(3.3) более широкая и лучше соответствует современным рыночным условиям, чем постановка задачи (3.2)–(3.5).

3.2.3. Обоснование нормативных значений показателей балансовой надёжности при перспективном проектировании развития электроэнергетических систем

Исторически проблема обеспечения надёжности электроснабжения занимала центральное место в развитии энергосистем России и других стран. В отечественной энергетике длительное время применялось эмпирическое правило, согласно которому резерв мощности должен составлять минимум 10% от пиковой нагрузки и превышать мощность крупнейшего агрегата. Исследование [148] предложило аналитическую модель расчета нормативной вероятности дефицита мощности, на основе которой в работе [92] был установлен норматив вероятности

бездефицитной работы на уровне 0,996. Данный показатель получил официальный статус в нормативных документах [149].

За рубежом показатели балансовой надёжности нормируются во многих странах, подробную информацию можно посмотреть в [150-152].

Таким образом, обоснование нормативов балансовой надёжности должно базироваться на прозрачной, формализованной процедуре, учитывающей баланс интересов рыночных участников. Ключевым вызовом является нахождение оптимума между двумя крайностями: экономическими издержками от завышенных требований (ведущих к избыточным резервам и росту тарифов) и социально-экономическими рисками от их занижения (увеличивающих вероятность системных аварий и связанных с ними масштабных потерь).

Даже при формализации методики определения нормативов балансовой надёжности, проблема достоверности исходных данных сохраняет свою первостепенную значимость. В целях её разрешения требуется формирование регламентированного процесса сбора релевантной и актуальной информации. Субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности, вовлечённые в предоставление указанных данных, должны отдавать себе отчёт в том, что фальсификация сведений влечёт за собой принятие неадекватных технических решений и искажение рыночных сигналов, что, в конечном счёте, дестабилизирует процесс развития ЭЭС. К числу наиболее критичных данных относятся оценки ущерба потребителей при ограничениях электроснабжения, а также фактические капитальные и операционные затраты, связанные с вводом и эксплуатацией генерирующих мощностей.

Стратегическое проектирование ЭЭС происходит в условиях двойной неопределённости: технологической (долгосрочные инновации) и рыночной (стохастичность спроса и цен). В этом контексте нормативы балансовой надёжности выполняют критическую функцию защитного механизма и точки зрения разнонаправленных интересов различных субъектов рынка. Они обеспечивают «нижнюю планку» качества системы, ниже которой она не может опуститься независимо от выбранной технологической или рыночной траектории.

На каждом этапе данного процесса критически важен корректный выбор исходных данных, математических моделей и методов расчёта. Обоснование этого требования носит строго экономический характер: затраты на формирование научно обоснованного норматива на порядки ниже потенциального ущерба от реализации ошибочных сценариев развития, сформированных на основе неадекватных или недостоверных нормативных значений показателей балансовой надёжности.

Как было отмечено ранее, в отечественной электроэнергетике в роли норматива балансовой надёжности используется вероятность бездефицитной работы. Данный показатель характеризуется высокой чувствительностью к структурным преобразованиям в ЭЭС. С содержательной точки зрения, вероятность бездефицитной работы поддаётся интерпретации в качестве доли времени, в течение которого обеспечивается бесперебойное электроснабжение потребителей в рамках рассматриваемого временного интервала.

В основу нормирования показателей балансовой надёжности предлагается положить комплексную оценку ряда ключевых аспектов, поддающихся систематизации и интеграции в рамках единой методики (теоретико-методологические основы данного подхода изложены в работах [44,153]). К числу рассматриваемых аспектов относятся [154]:

- 1) Нормирование на основе экономических оценок.
- 2) Нормирование на основе согласования надёжности технологических звеньев ЭЭС.
- 3) Нормирование на основе экспериментальных исследовательских расчетов.
- 4) Нормирование на основе прошлого опыта.
- 5) Нормирование на основе экспертных оценок.

Заключительное решение о принятии норматива балансовой надёжности должно быть сформировано на основе комплексного анализа максимально полного спектра рассматриваемых аспектов. При этом итоговое значение норматива рекомендуется устанавливать, ориентируясь на наиболее консервативную из

полученных оценок. Фундаментальным требованием данной процедуры является безусловный учёт экономической составляющей.

Учитывая, что в отечественной электроэнергетике в качестве норматива балансовой надёжности утверждена вероятность бездефицитной работы [149], методологический фокус данного исследования сосредоточен на разработке подхода к определению нормативного значения данного показателя.

Сущность *экономического аспекта* нормирования вероятности бездефицитной работы заключается в необходимости нахождения баланса между величиной материального ущерба экономики от перерывов в электроснабжении и объёмом инвестиций в энергосистему, требуемых для минимизации данного ущерба [44,148,153]. Графическая интерпретация этого принципа представлена на Рисунке 3.2. Следует отметить, что представленная модель концептуально идентична модели на Рисунке 3.1, что является методологически обоснованным.

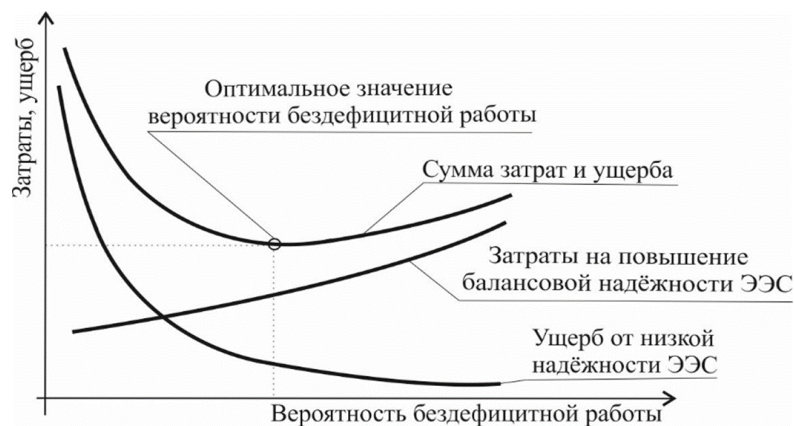


Рисунок 3.2 – Зависимость суммы затрат на повышение надёжности и ущерба от низкой надёжности от вероятности бездефицитной работы

Обоснование инвестиций в повышение надёжности энергоснабжения, направленных на минимизацию экономического ущерба от дефицита электроэнергии, а также определение рационального уровня резервирования генерирующей мощности и параметров развития сетевой инфраструктуры требуют учёта ряда специфических факторов. Ключевым из них является пролонгированный характер возникающего ущерба. В его структуре целесообразно выделять две составляющие: прямой ущерб, возникающий

непосредственно в момент перерыва электроснабжения; косвенный (отложенный) ущерб, выражающийся в упущенных экономических возможностях. Данный феномен объясняется тем, что не произведённые или отсроченные в производстве экономические активы не формируют прирост капитала, который мог бы быть инвестирован в обеспечение дальнейшего экономического роста. Таким образом, величина совокупных пролонгированных потерь находится в прямой зависимости от темпов экономического развития.

С другой стороны, избыточное инвестирование в ЭЭС, ведущее к созданию неоптимального объёма резервных мощностей, влечёт за собой не только иммобилизацию капитала в размере произведённых инвестиций, но и формирование альтернативных издержек. Последние представляют собой упущенную выгоду от невложения данных средств в иные сектора экономики, обладающие более высокой производительностью. Величина этих скрытых потерь находится в прямой зависимости от средней доходности капитала в экономике. Следовательно, процесс оптимизации резервных мощностей подвержен воздействию двух разнонаправленных сил.

В общем случае при определении оптимального уровня надёжности ЭЭС необходимо находить компромисс между затратами на создание резервов и вероятными убытками в случае появления дефицита мощности и энергии. Можно предложить следующую целевую функцию, которая характеризует состояние между вложениями в резервы ЭЭС и вероятными убытками от дефицита мощности:

$$Capex_R + \sum_{t=1}^T \frac{Opex_{Rt}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{PR_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{SD D_{et}(P_t)(1+g)^{T-t}}{(1+r)^t} \rightarrow \min, \quad (3.6)$$

где: $Capex_R$ – капитальные затраты на создание резервов в ЭЭС, у.е.; $Opex_{Rt}$ – эксплуатационные (операционные) затраты на поддержание работоспособного состояния резервного оборудования, у.е.; PR_t – упущенная прибыль за t -й период, которая была бы получена в случае производительного использования затрат, у.е.; T – количество лет, анализируемого периода (может быть принято 8-10 лет); r – ставка дисконтирования; SD – удельный ущерб в экономике, у.е./кВт·ч; $D_{et}(P)$ –

функция недоотпуска электроэнергии в t -й период, зависящая от P_t – вероятность бездефицитной работы ЭЭС в t -й период; g – темп роста экономики.

Выражение (3.6) показывает, что определение оптимального уровня резервирования генерирующей мощности представляет собой задачу, требующую интегральной оценки множества взаимосвязанных технико-экономических факторов. Значительная часть этих факторов поддаётся квантификации, основанной на анализе ретроспективных данных о режимах работы энергосистемы и прогнозных сценарных условиях её развития.

Содержательно, определение норматива вероятности бездефицитной работы сводится к расчёту допустимой суммарной продолжительности перерывов в электроснабжении, при которой ожидаемый ущерб для потребителей становится экономически эквивалентен затратам на предотвращение данного ущерба путём инвестиций в резервы энергосистемы. Нормативное значение вероятности бездефицитной работы вычисляется как дополнение до единицы отношения расчётного времени дефицита (в часах) к общему количеству часов в рассматриваемом периоде (например, 8760 часов для года). Для оценки допустимой продолжительности дефицита мощности применяется экономический подход, основанный на сопоставлении удельных величин: удельного ущерба от недопоставки одного кВт·ч электроэнергии и удельных капитальных затрат в резервные мощности, необходимые для выработки этого же кВт·ч. Функциональная зависимость, связывающая эти параметры для обоснования норматива вероятности бездефицитной работы, представлена в [148].

$$P_{\text{норм}} = 1 - Lisex / T_{SD}, \quad (3.7)$$

где: $P_{\text{норм}}$ – нормативная величина вероятности бездефицитной работы; $Lisex$ – замыкающие приведенные затраты на создание и годовое содержание единицы генерирующей мощности, у.е./кВт·год; T – число часов расчетного периода, принимаемое 8760.

Замыкающие приведенные затраты на создание и годовое содержание единицы генерирующей мощности можно получить используя *Capex* и *Opex*.

$$Lisex = Opex + kCapex, \quad (3.8)$$

где: k – коэффициент экономической эффективности капитальных вложений.

Обеспечение надёжности электроснабжения носит системный характер и зависит не только от наличия резервной генерации, но и от пропускной способности сети, которая определяет возможность её использования. Таким образом, инвестиции в надёжность должны быть направлены на оба компонента: генерирующие мощности и линии электропередачи. В то время как стоимость резервной генерации может быть оценена с достаточной точностью, определение экономической целесообразности и эффекта от сетевых инвестиций является более комплексной задачей, связанной с оценкой синергетического эффекта и изменений в потоках мощности по всей системе [155]. Оценочные расчёты свидетельствуют, что в рамках системного подхода к резервированию сопутствующие капитальные вложения в сетевую инфраструктуру могут достигать 5–15% от затрат на соответствующие генерирующие мощности, формируя с ними пропорциональную зависимость.

Количественная оценка ущерба от недоотпуска электроэнергии сопряжена с существенными методологическими сложностями. Эти сложности проистекают из двух фундаментальных особенностей. Во-первых, гетерогенность потребителей: структура энергосистемы включает категории потребителей (промышленность, коммерческий сектор, население) с кардинально различающейся ценностью бесперебойного электроснабжения. Следовательно, агрегированный ущерб является взвешенной суммой разнородных составляющих. Во-вторых, нелинейность функции ущерба: для каждого потребителя ущерб представляет собой сложную нелинейную функцию от параметров дефицита – его продолжительности и глубины (недостающей мощности). Краткие перерывы могут нести минимальные издержки, тогда как длительные – катастрофические.

Удельный ущерб может быть оценен, как [156]:

$$SD = \frac{ВВП}{W_{год}}, \quad (3.9)$$

где: ВВП - внутренний валовой продукт страны, руб.; $W_{\text{год}}$ - потребление электроэнергии за год в стране или регионе, кВт·ч.

Экономическая оценка упущенной выгоды может быть определена с использованием показателя средней нормы доходности на капитал в экономике. Для практических расчётов данная величина может быть найдена как аналитически (например, через модели оценки капитальных активов), так и нормативным путём – посредством применения официальных отраслевых коэффициентов доходности, публикуемых уполномоченными государственными органами, в частности Федеральной налоговой службой РФ (ФНС России)².

Для применения в задачах долгосрочного развития ЭЭС, где целевым критерием надёжности выступает вероятность бездефицитной работы, исходную модель (3.7) можно представить в следующей форме:

$$P_{\text{норм}} = 1 - Lisex / TSD(1 + g)^T. \quad (3.10)$$

С точки зрения обеспечения надёжности электроснабжения, ЭЭС можно представить в виде последовательной цепи *технологических звеньев*, несмотря на сложную топологию с разнородными соединениями внутри самой системы. К базовым технологическим звеньям относятся: обеспечение электростанций топливом, генерация электроэнергии, её передача и распределение. Достижение требуемого уровня надёжности электроснабжения предполагает, что показатели надёжности каждого из указанных звеньев должны превышать установленное нормативное значение [157]. Критерием обоснования норматива балансовой надёжности может служить подход, основанный на гармонизации надёжности технологических звеньев ЭЭС и, в частности, на учёте надёжности снабжения станций энергоресурсами, как звена с минимальными показателями надёжности. Ключевым показателем балансовой надёжности выступает математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям. Существующие модели расчёта балансовой надёжности традиционно связывают возникновение недоотпуска с отказами элементов ЭЭС или отклонениями фактического спроса на

² Приложение №4 к приказу ФНС России от 30.05.07 № ММ-3-06/333 (ред. от 10.05.2012)

мощность от прогнозных значений. Однако существенным фактором недоотпуска электроэнергии также является дефицит поставок первичных энергоресурсов. Учитывая, что с позиций теории надёжности звенья топливоснабжения, генерации и передачи электроэнергии образуют последовательную структуру, представляется методологически обоснованным приведение расчётных величин указанных видов недоотпусков к сопоставимому уровню [157]. В основе предложенной методики установления нормативов вероятности бездефицитной работы лежит принцип согласования уровней надёжности последовательных технологических элементов ЭЭС. Важным направлением развития данной методологии является её расширение за счёт комплексного учёта надёжности всей технологической цепочки - от добычи первичных энергетических ресурсов до генерации и передачи электроэнергии.

Экспериментальные исследования при нормировании показателей балансовой надёжности предполагают исследование функциональной зависимости между объёмом инвестиций в повышение надёжности и динамикой соответствующих показателей. Нормативное значение устанавливается в точке, где дальнейшие капиталовложения перестают оказывать существенное влияние на рост уровня надёжности. Графическая интерпретация данной зависимости представлена на Рисунке 3.3. Анализ графика демонстрирует наличие критического порога при значении вероятности бездефицитной работы 0,9997, после которого наблюдается экспоненциальный рост затрат на дополнительное повышение надёжности. Таким образом, значение 0,9997 может быть определено как рациональный уровень нормирования в рассматриваемом случае. Методологическое обоснование данного подхода детально представлено в научных исследованиях [158,159].

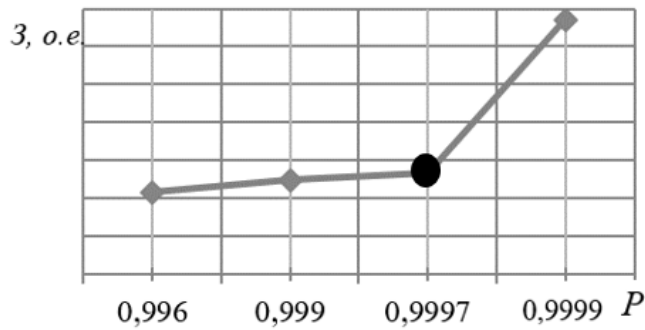


Рисунок 3.3 – Интерпретация процесса определения норматива вероятности бездефицитной работы на основании экспериментальных исследований

Нормирование показателей балансовой надёжности на основе анализа *опыта эксплуатации* ЭЭС предполагает оценку исторически сложившихся значений показателей надёжности с целью установления нормативов на перспективу. Принятый методологический подход соответствует международной практике нормирования надёжности, в основе которой лежит принцип непрерывного цикла «оценка – сравнение – корректировка». Практическая реализация данного подхода требует формирования институциональной и информационно-аналитической системы постоянного мониторинга балансовой надёжности ЭЭС. Ключевыми компонентами такой системы должны стать:

- мониторинг технического состояния: систематический сбор данных о параметрах и отказах генерирующего и сетевого оборудования;
- учёт ремонтной активности: формализованная регистрация сроков, объёмов и влияния как плановых, так и аварийных ремонтов на располагаемую мощность;
- анализ дефицитных событий: детальная фиксация каждого случая дефицита с указанием его глубины (МВт), длительности (часы), генезиса (причина) и локализации в энергосистеме.

Последующее сопоставление накопленных эмпирических данных с результатами вероятностного моделирования (например, методом Монте-Карло) позволяет выполнить верификацию расчётных моделей, оценить уровень их адекватности и, как следствие, - обоснованно скорректировать или установить нормативное значение вероятности бездефицитной работы для использования в стратегическом проектировании развития ЭЭС.

Наиболее простым среди рассмотренных критериев выступает метод *экспертных оценок*. Его методологическая основа заключается в использовании профессионального опыта специалистов в области проектирования и эксплуатации ЭЭС для определения нормативного значения вероятности бездефицитной работы.

Определение нормативного значения вероятности бездефицитной работы на современном уровне развития электроэнергетики России.

В рамках практического исследования методологии обоснования нормативного значения вероятности бездефицитной работы целесообразно сосредоточить внимание на экономических аспектах её оценки.

В рамках реализации экономического аспекта проводится анализ динамики нормативного значения вероятности бездефицитной работы на основе выражения (3.8) с использованием ретроспективных параметров за рассматриваемый период. Параллельно осуществляется расчёт перспективных значений норматива с применением выражения (3.10).

Следует отметить, что в СССР нормативное значение вероятности бездефицитной работы было установлено на уровне 0,996, что соответствовало $Lisex = 20$ руб/кВт·год, $DX = 0,6$ руб/кВт·ч.

В соответствии с [160] замыкающие капитальные затраты ($Capex$) на ввод резервной генерирующей мощности на 2010 год составили 53450 руб/кВт, $Opex$ 123 руб/кВт в месяц. Коэффициент экономической эффективности капитальных вложений k для электроэнергетики может быть принят на уровне 0,12. Соответственно, замыкающие приведенные затраты на создание и годовое содержание единицы генерирующей мощности на уровне 2010 года равны 7890 руб./кВт·год. Далее проведем учёт влияния инфляции на период до 2022 года (результаты представлены в Таблице 3.1). Также для периода с 2010 года по 2022 год определим удельную величину ущерба, используя ретроспективные значения ВВП России и статистику потребления электроэнергии в России (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Результаты определения нормативной величины вероятности бездефицитной работы с 2010 года по 2022 год (параметр T принят равным на уровне 10 лет)

Годы	Замыкающие приведенные затраты ($Lisex$), руб./кВт·год	Удельный ущерб с учётом пролонгированного эффекта (SD), руб./кВт ч	Оценка значения нормативной величины вероятности бездефицитной работы
2010	8284,5	50,1	0,9811
2011	9229,3	63,8	0,9835
2012	10328,5	70,7	0,9833
2013	11544,4	75,5	0,9825
2014	13498,6	81,9	0,9812
2015	16003,4	86,6	0,9789
2016	17707,6	87,7	0,9769
2017	19061,5	93,2	0,9766
2018	20869,2	103,5	0,9769
2019	22580,9	109,1	0,9764
2020	24874,2	109,6	0,9741
2021	28309,2	131,6	0,9755
2022	33267,8	150,8	0,9748

Как показывают данные Таблицы 3.1, нормативные значения вероятности бездефицитной работы для современных условий находятся на более низком уровне по сравнению с показателями, регламентированными энергосистем СССР. Выявленная динамика может быть объяснена совокупным влиянием двух ключевых макроэкономических и технологических трендов:

- снижение энергоёмкости ВВП, что привело к уменьшению вклада стоимости недоотпущенной электроэнергии в совокупный народнохозяйственный ущерб и, как следствие, - к снижению экономически оправданных затрат на экстремально высокие уровни надёжности;

- рост удельной капиталоемкости ввода новых генерирующих мощностей (особенно в распределённой и низкоуглеродной генерации), значительно увеличивающий предельные издержки на повышение вероятности бездефицитной работы выше определённого порога.

Проведённая оценка нормативной вероятности бездефицитной работы (Таблица 3.1) базируется на упрощённой модели, не учитывающей межотраслевые связи. Для учёта каскадного (мультипликативного) эффекта сбоев электроснабжения в экономике предлагается модификация методики расчёта

удельного ущерба. Вместо показателя валового внутреннего продукта (ВВП), отражающего добавленную стоимость, в формуле (3.9) целесообразно использовать показатель валового выпуска, измеряющий совокупную стоимость всех произведённых товаров и услуг. Это позволяет учесть полные потери по всей цепочке создания стоимости. Согласно данным Росстата за 2010–2022 гг., коэффициент пересчёта между этими показателями стабильно находился в диапазоне 1,7–1,8. Полученные результаты правомерно интерпретировать как нижнюю доверительную границу для нормативного значения вероятности бездефицитной работы. В контексте выявленных ограничений проведём сравнительный анализ альтернативных методологических подходов, представленных в исследовании:

1. Обоснование норматива с позиции надёжности технологических звеньев ЭЭС требует отдельного рассмотрения. В текущей структуре установленной мощности Единой энергосистемы России доминирующую позицию занимают тепловые электростанции, большинство из которых не подвержены ограничениям эксплуатационных режимов, способным оказывать влияние на уровень балансовой надёжности. Данная особенность обусловлена следующими факторами: наличием на электростанциях стратегических запасов резервного топлива либо систем дублированного топливоснабжения; существованием неравномерного графика нагрузки, обеспечивающего возможность резервирования части генерирующего оборудования при сокращении поставок первичных энергоресурсов.

В связи с изложенным, рассматриваемый подход в современных условиях не может рассматриваться в качестве доминирующего при установлении нормативов балансовой надёжности. Однако, в перспективе планируемого увеличения доли возобновляемых источников энергии в структуре генерации и уплотнения графика потребления мощности, методологическая значимость данного подхода будет возрастать.

2. Обоснование норматива на основе экспериментальных расчётов, проведённых в рамках исследования [158], демонстрирует, что в модели концентрированной ЭЭС удельные затраты на повышение балансовой надёжности

снижаются по мере роста установленной мощности системы. Для Единой энергосистемы России в рамках данной модели нормативное значение вероятности бездефицитной работы может быть установлено на уровне 0,999, что соответствует значению, приведённому в [148]. Однако указанное значение требует корректировки с учётом реальной многоузловой структуры ЕЭС России. Проведённое в [159] исследование, учитывающее структурные особенности энергосистемы, определяет оптимальное нормативное значение вероятности бездефицитной работы на уровне 0,9997.

3. Обоснование норматива с позиции ретроспективного анализа эксплуатации энергосистемы свидетельствует, что до последнего времени баланс мощности ЕЭС России характеризовался значительными избытками генерирующих мощностей. Данная ситуация сложилась вследствие опережающего ввода новых генерирующих объектов, в том числе в рамках реализации программы договоров о предоставлении мощности. В указанный период фактические показатели балансовой надёжности поддерживались на повышенном уровне. Однако сохранение подобных стандартов надёжности в перспективном периоде потребует существенных капиталовложений, что не представляется экономически целесообразным.

4. Применение метода экспертных оценок при подготовке проекта приказа [58] продемонстрировало согласованную позицию экспертного сообщества в отношении целесообразности сохранения нормативного показателя вероятности бездефицитной работы на уровне 0,996 в современных условиях эксплуатации ЕЭС России.

3.2.4. Методы и алгоритмы определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей электроэнергетических систем

Алгоритм определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей, основанный на итерационном взаимодействии модели оптимизации структуры и оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем

Современная методология решения задач развития технических систем базируется на двух принципиально различных оптимизационных подходах: комбинаторной (дискретной) и непрерывной оптимизации. Первый подход основывается на методологии сравнительного анализа дискретных сценариев развития системы. В его рамках формулируется конечное множество альтернативных вариантов (например, различные комбинации ввода новых генерирующих мощностей или схем сети), которые затем оцениваются и сравниваются между собой по заданным критериям (техническим, экономическим, надёжностным). Данный метод применим, когда спектр возможных решений может быть разумно ограничен и представлен в виде чётких альтернатив [161]. Второй подход основан на строгой формализации задачи в виде модели математического программирования (линейного, нелинейного, целочисленного). В рамках этого подхода критерии надёжности и ограничения системы (балансы мощности, пропускные способности) представляются в виде целевой функции и системы уравнений или неравенств, что позволяет применять аппарат оптимизации для поиска оптимального (в заданном смысле) плана развития или режима работы. Сравнительный анализ двух подходов – сценарного (дискретного) и оптимизационного – выявляет их комплементарность: первый обеспечивает прозрачность и учёт неформализуемых факторов, второй – математическую строгость и поиск оптимального решения в непрерывном пространстве возможностей [45,145]. Выбор оптимальной схемы оптимизации существенно зависит от специфических характеристик рассматриваемой системы и доступного аппарата для анализа ее свойств.

Предлагается алгоритм оптимизации балансовой надёжности ЭЭС, основанный на итерационной координации модели оптимизации структурной конфигурации и модуля оценки балансовой надёжности. Блок-схема представленного алгоритма визуализирована на Рисунке 3.4. На основании применения этого алгоритма есть возможность решать как задачу (3.1)-(3.3), так и задачу (3.2)-(3.5) [146].

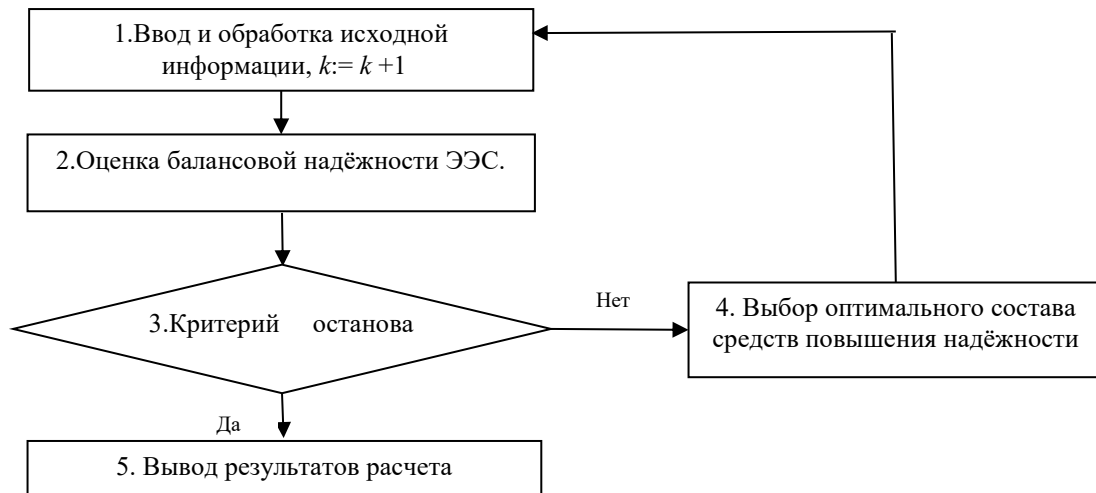


Рисунок 3.4 – Схема алгоритма оптимизации надёжности ЭЭС на основании итерационного взаимодействия модели оптимизации структуры и оценки балансовой надёжности ЭЭС (k – номер итерации алгоритма, $k = 0, 1, \dots$)

На втором шаге реализации алгоритма осуществляется оценка балансовой надёжности ЭЭС с принятыми исходными характеристиками электрооборудования и заданными графиками нагрузки потребителей. Расчеты проводятся для определения принятых за норматив показателей балансовой надёжности (вероятность бездефицитной работы, коэффициент обеспеченности потребителей электроэнергией или других).

В случае не выполнения требований по обеспечению требуемого уровня балансовой надёжности во всех зонах надёжности, по заранее заданному правилу проводится «искусственное» повышение максимумов нагрузки в зонах надёжности и низкими показателями балансовой надёжности и на четвёртом шаге осуществляется определение оптимального состава мероприятий по повышению балансовой надёжности ЭЭС, включая: оптимизацию структуры дополнительных

генерирующих мощностей; увеличение пропускной способности существующих связей; создание новых межзонных связей. Отбор указанных мероприятий проводится по критерию минимизации приведенных затрат.

После добавления выбранных средств повышения надёжности к составу генерирующего и сетевого оборудования необходима оценка балансовой надёжности новой структуры ЭЭС (переход на шаг 1).

В качестве критерия останова рассматриваемого алгоритма могут использоваться условия:

-при решении задачи (3.1) – (3.3)

$$G(\Delta x^{k+1}, \Delta z^{k+1}, \xi) - G(\Delta x^k, \Delta z^k, \xi) \geq 0 \quad (3.11)$$

-при решении задачи (3.4), (3.2), (3.3), (3.5)

$$R_i^k \geq R_i^0, i = 1, \dots, n, \quad (3.12)$$

где $R_i^k = R_i(\Delta x^k, \Delta z^k, \xi)$, $k = 0, 1, 2, \dots$. Поскольку на шаге 4 поиск состава средств повышения балансовой надёжности осуществляется с минимальными затратами, выполнение условий (3.11), (3.12) является достаточным для останова алгоритма. Сразу стоит отметить, что проверка условий оптимальности для задач (3.1) – (3.3) и, (3.2) – (3.5) является трудоемкой в вычислительном отношении.

Определение оптимального состава средств повышения надёжности.

В контексте представленного алгоритма оптимизации балансовой надёжности (Рисунок 3.4) ключевая задача заключается в определении оптимального комплекса мероприятий по повышению надёжности. На каждой k -й итерации алгоритма ($k = 1, 2, \dots$) предполагается решение задачи обеспечения модифицированного графика нагрузки при минимизации совокупных затрат на генерацию электроэнергии и ввод дополнительного энергооборудования. Формирование модифицированного графика нагрузки осуществляется на основе исходного графика с последовательной корректировкой в соответствии с показателями балансовой надёжности, полученными в различных зонах энергосистемы на предыдущей итерации. В зонах с недостаточным уровнем балансовой надёжности, как уже отмечено, осуществляется увеличение нагрузок по заранее установленным правилам. Данный методологический подход

обеспечивает итеративную аппроксимацию решения исходной оптимизационной задачи через последовательность вспомогательных оптимизационных подзадач.

Задано на итерации $k = 0, 1, 2, \dots$, для всех $i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L$: $\bar{x}_{il}^k$ - располагаемая мощность источника энергии вида l в зоне надёжности i ; $\bar{y}_{il}^k$ - нагрузка в зоне надёжности i в час t ; $\bar{z}_{ij}^k$ - пропускная способность связи между зонами надёжности i и j ; $\Delta \bar{x}_{il}^k$ - допустимое увеличение мощности источника энергии вида l в зоне надёжности i ($\Delta \bar{x}_{il}^k \leq \Delta \bar{x}_{il}$); $\Delta \bar{z}_{il}^k$ - допустимое увеличение пропускной способности связи между зонами надёжности i и j ($\Delta \bar{z}_{il}^k \leq \sum_{b=1}^B \Delta \bar{z}_{ijb}$); a_{ij} - усредненный коэффициент потерь, возникающих при передаче мощности из зоны надёжности i в зону надёжности j ; $\hat{c}_{lt}^x$ - стоимость топлива, необходимого для производства 1 кВт на оборудовании вида l в час t ; $c_{ij}^z, \hat{c}_{ij}^z$ - наибольшие удельные капитальные и текущие затраты на увеличение пропускной способности связи из зоны надёжности i в зону надёжности j , зависящие от расстояния между зонами надёжности i и j ; $coef_l$ - удельное время работы генерирующего оборудования вида l в году; T - множество часов, $t \in T$ ($T \subseteq \{1, \dots, 8760\}$). (в частности, множество T может содержать только часы, соответствующие характерным максимумам нагрузки).

Переменные: x_{ilt} - выработка мощности на оборудовании вида l в час t в зоне надёжности i ; Δx_{il} - прирост мощности источника энергии вида l в зоне надёжности i ; z_{ijt} - передача мощности из зоны надёжности i в зону надёжности j в час t ; Δz_{ij} - прирост пропускной способности связи, ведущей из зоны надёжности i в зону надёжности j , $l = 1, \dots, L, t \in T, i = 1, \dots, n$.

Требуется минимизировать суммарные приведенные затраты на ввод энергетического оборудования и затраты на выработку электроэнергии.

$$\sum_{i=1}^n \left(\sum_{l=1}^L ((E_H c_l^x + \hat{c}_l^x) \Delta x_{il} + \sum_{t \in T} \hat{c}_{lt}^x x_{ilt}) + \sum_{j=1}^n (E_H c_{ij}^z + \hat{c}_{ij}^z) \Delta z_{ij} \right) \xrightarrow{\Delta x, \Delta z, x, z} \min, \quad (3.13)$$

учитывая балансовые ограничения

$$\sum_{l=1}^L x_{ilt} - \bar{y}_{it}^k + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ij} z_{jit}) z_{jit} - \sum_{j=1}^n z_{ijt} = 0, i = 1, \dots, n, t \in T, \quad (3.14)$$

ограничения на генерируемую и передаваемую мощность

$$0 \leq x_{ilt}, x_{ilt} - \Delta x_{il} \leq \bar{x}_{il}^k, i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L, t \in T, \quad (3.15)$$

$$0 \leq z_{ijt}, z_{ijt} - \Delta z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}^k, i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L, i \neq j, t \in T, \quad (3.16)$$

ограничения на дополнительное оборудование

$$0 \leq \Delta x_{il} \leq \bar{x}_{il}^k, i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L, \quad (3.17)$$

$$0 \leq \Delta z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}^k, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j, \quad (3.18)$$

ограничения на время работы электростанций (режимные ограничения)

$$\sum_{t \in T} x_{ilt} \leq \text{coef}_l (\bar{x}_{il}^k + \Delta x_{il}), i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L. \quad (3.19)$$

Ограничение (3.14) в задаче (3.13)–(3.19) гарантирует выполнение баланса мощности и, в случае $T = \{1, \dots, 8760\}$, баланса энергии в системе. Следует подчеркнуть, что задача определения оптимального комплекса мероприятий по повышению надёжности сформулирована в непрерывной постановке (3.21)–(3.27), что обуславливает необходимость её последующей дискретизации для практической реализации. В связи с этим капитальные и текущие удельные затраты $c_{ij}^z, \hat{c}_{ij}^z$ находятся по следующей формуле

$$c_{ij}^z = \max_b \{c_{ijb}^z\}, \hat{c}_{ij}^z = \max_b \{\hat{c}_{ijb}^z\},$$

что обеспечивает корректность результатов расчета. Ключевым аспектом при проектировании линий электропередачи является выявление компромисса между удельными и капитальными затратами. Анализ показывает, что линии

электропередачи с повышенной пропускной способностью характеризуются сниженными удельными затратами в расчете на единицу передаваемой мощности. Однако данный экономический эффект нивелируется возрастанием совокупных издержек, связанных со строительством и эксплуатацией таких энергетических объектов.

После нахождения оптимального решения задачи (3.13)–(3.19) $\Delta x_{il}^k, \Delta z_{ij}^k$ и последующей его дискретизации $\Delta \tilde{x}_{il}^k, \Delta \tilde{z}_{ij}^k, l = 1, \dots, L, b = 1, \dots, B, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j$ следует пересчет величин

$$\begin{aligned}\bar{\bar{x}}_{il}^{k+1} &= \bar{\bar{x}}_{il}^k + \Delta \tilde{x}_{il}^k, \bar{\bar{x}}_{il}^{k+1} = \bar{\bar{x}}_{il}^k - \Delta \tilde{x}_{il}^k, i = 1, \dots, n, l = 1, \dots, L; \\ \bar{\bar{z}}_{ij}^{k+1} &= z_{ij}^k + \sum_{b=1}^B \Delta \tilde{z}_{ij}^k, \bar{\bar{z}}_{ij}^{k+1} = \bar{\bar{z}}_{ij}^k - \sum_{b=1}^B \Delta \tilde{z}_{ij}^k, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j;\end{aligned}$$

На первой итерации $\bar{\bar{x}}_{il}^0 = \bar{\bar{x}}_{il}, \bar{\bar{z}}_{ij}^0 = \sum_{b=1}^B \bar{\bar{z}}_{ij}, \Delta \bar{\bar{x}}_{il}^0 = \Delta \bar{\bar{x}}_{il}, \Delta \bar{\bar{z}}_{ij}^0 = \sum_{b=1}^B \Delta \bar{\bar{z}}_{ij}, l = 1, \dots, L, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j$.

Величина нагрузки пересчитывается по правилу

$$\begin{aligned}\bar{\bar{y}}_{it}^{k+1} &= \gamma^k \bar{\bar{y}}_{it}^k, \gamma^k > 1, \text{ если } R_i^{k+1} < R_i^0, \\ \bar{\bar{y}}_{it}^{k+1} &= \bar{\bar{y}}_{it}^k, \text{ если } R_i^{k+1} \geq R_i^0, i = 1, \dots, n, t \in T,\end{aligned}$$

где $\{\gamma^k\}$ – последовательность величин, характеризующих процентное увеличение нагрузки. На первой итерации $\bar{\bar{y}}_{it}^0 = \bar{\bar{y}}_{it}, i = 1, \dots, n, t \in T$.

Пример оптимизации балансовой надёжности тестовой схемы электроэнергетической системы методом итеративного повышения нагрузки

Рассмотрим схему ЭЭС, состоящую из трех зон надёжности (Рисунок 3.5).

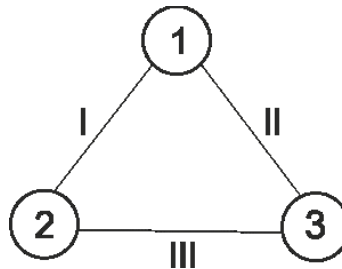


Рисунок 3.5 – Расчетная схема ЭЭС

В Таблице 3.2 представлены основные характеристики генерирующих мощностей в зонах надёжности ЭЭС, данные по аварийности и плановым ремонтам.

Таблица 3.2 – Основные характеристики генерирующего оборудования в зоне надёжности i исследуемой ЭЭС, $i = 1, 2, 3$

Вид источника генерации	Располагаемая мощность генерирующего агрегата, МВт	Количество генерирующих агрегатов	Аварийность, о.е.	Норматив на проведение текущих ремонтов, о.е.	Норматив на проведение капитального ремонта, дн./год
КЭС на газе	50	50	0,020	0,05	15
КЭС на угле	100	50	0,045	0,05	15
КЭС на газе	200	15	0,045	0,05	24
ГЭС	200	10	0,005	0,05	18
КЭС на угле	400	10	0,055	0,06	28
АЭС	500	3	0,07	0,06	28

Структура и состав генерирующего оборудования во всех зонах надёжности ЭЭС одинаковы.

В Таблице 3.3 указаны основные характеристики межзонных связей ЭЭС, исходные данные всех связей между зонами надёжности идентичны.

Таблица 3.3 – Основные характеристики связей исследуемой ЭЭС

Количество ЛЭП в связи	Пропускная способность в прямом направлении, МВт	Пропускная способность в обратном направлении, МВт	Интегральный коэффициент аварийности и ремонтов, о.е.	Длина, км.
1	2000	2000	0,011	400

Ограничения на ввод генерирующей мощности приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Ограничения на ввод генерирующей мощности

Вид генерации	Ограничение генерирующей мощности в первой зоне, МВт	Ограничение генерирующей мощности во второй зоне, МВт	Ограничение генерирующей мощности в третьей зоне, МВт
КЭС на газе	100	500	0
КЭС на угле	200	100	500
ГЭС	200	0	0
АЭС	0	4000	10000

Ограничения на увеличение пропускной способности межсистемных связей не задавались. В Таблице 3.5 представлены принятые удельные капитальные затраты на сооружение 1 кВт генерирующей мощности.

Таблица 3.5 – Удельные капитальные затраты на сооружение 1 кВт генерирующей мощности для различных видов генерации

Вид генерации	Капитальные затраты на сооружение 1 кВт., у.е.
КЭС на газе	1000
КЭС на угле	1500
ГЭС	4000
АЭС	3000

Удельные капитальные затраты на сооружение одного километра линии электропередачи напряжением 220 кВ составляют 3,6 у.е./кВт. Следует отметить, что повышение пропускной способности межсистемных связей может быть реализовано различными техническими способами, выбор которых осуществляется на стадии проектирования ЭЭС. В рамках данного исследования предполагается, что увеличение пропускной способности связей обеспечивается за счёт строительства дополнительных линий электропередачи, что является методологически более обоснованным с позиций обеспечения балансовой надёжности. При проведении анализа эксплуатационные затраты на генерирующее и сетевое оборудование, а также стоимость топлива для производства электроэнергии не учитывались.

Проведение оптимизации балансовой надёжности исследуемой ЭЭС осуществлялось в соответствии с постановкой задачи, предусматривающей обеспечение нормативного уровня балансовой надёжности. В ходе расчётов в качестве нормируемого показателя надёжности применялась вероятность бездефицитной работы ($R_i^0 = 0,996, i = 1,2,3$). Для каждой зоны надёжности величина пиковой нагрузки была установлена на уровне 18000 МВт. При проведении расчётов ограничения, связанные с режимными параметрами работы электростанций, не учитывались.

В Таблице 3.6 представлены результаты итерационных вычислений, выполненных с целью достижения нормативного уровня балансовой надёжности ЭЭС.

Таблица 3.6. Результаты оптимизации балансовой надёжности

№ итерации	№ ЗН, i	М.о. недоотпуска ээ, кВт./ч.	Вероятность бездефицитной работы	Ввод генерирующей мощности в ЗН i , МВт				Увеличение пропускной способности связи	
				КЭС на газе	КЭС на угле	ГЭС	АЭС	№ связи	МВт
1	1	6333091	0,504174	100	200	0	-	I	0
	2	6312858	0,465625	500	100	-	1100	II	0
	3	5728494	0,491701	-	500	-	500	III	0
2	1	2451100	0,668306	-	-	0	-	I	0
	2	742122	0,839306	-	-	-	2900	II	0
	3	1158602	0,783979	-	-	-	2800	III	0
3	1	178362	0,958687	-	-	0	-	I	0
	2	17038	0,991583	-	-	-	-	II	0
	3	18158	0,990174	-	-	-	1500	III	0
4	1	83942	0,978813	-	-	200	-	I	0
	2	6599	0,997215	-	-	-	-	II	550
	3	2302	0,997750	-	-	-	800	III	0
5	1	13575	0,996590	-	-	-	-	I	-
	2	3644	0,998771	-	-	-	-	II	-
	3	1393	0,999236	-	-	-	-	III	-
Итого	1	13575	0,996590	100	200	200	-	I	0
	2	3644	0,998771	500	100	-	4000	II	550
	3	1393	0,999236	-	500	-	5600	III	0

Согласно данным Таблицы 3.6, достижение нормативных значений показателей балансовой надёжности во всех зонах энергосистемы потребовало пяти итераций реализации алгоритма. Во второй и третьей зонах надёжности зафиксировано превышение нормативного значения вероятности бездефицитной работы, составляющего 0,996. Указанное отклонение обусловлено двумя системными факторами, совместное действие которых приводит к завышению оценок: во-первых, исходной информацией по возможным вводам энергетического оборудования, во-вторых, учетом потерь мощности в межсистемных связях при оценке балансовой надёжности.

Совокупные приведённые затраты на ввод генерирующего оборудования достигли 3 768 095 040 у.е.

Предложенный алгоритм определения оптимальных резервов генерирующих и сетевых мощностей ЭЭС реализует решение в непрерывной постановке, несмотря на то, что вспомогательная задача синтеза базовой структуры ЭЭС допускает дискретную формулировку. Этот алгоритм основан на, так называемом, инженерном предположении об «искусственном» повышении нагрузок в проблемных зонах надёжности.

Алгоритм определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей, основанный на применении двойственных оценок

При оценке балансовой надёжности ЭЭС и решении задач минимизации дефицита мощности часть переменных, характеризующих загрузку генерирующих мощностей в зонах надёжности и загрузку межзонных связей, в конкретных режимах могут либо принимать значения верхних ограничений, либо принимать значения в диапазоне области определения [162]. В итоге математической обработки всех случаев выхода ограничений на границу при оценке балансовой надёжности ЭЭС и определения математических ожиданий фактов выхода на границу могут быть определены двойственные оценки ограничений ($Mv_i, i = 1, \dots, n$ – двойственная оценка, отражающая степень загрузки генерирующего оборудования в зоне надёжности i , $Mw_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j$ – двойственная оценка, отражающая степень загрузки межзонной связи между зонами i и j). Анализ математического ожидания двойственных оценок позволяет выявить зоны надёжности и связи системы, обладающие недостаточной генерирующей мощностью и пропускной способностью. На основании указанных показателей достигается существенное сокращение количества анализируемых вариантов перспективного ввода энергооборудования в систему. Последующий сравнительный анализ надёжности идентифицированных конфигураций позволяет сформировать оптимальный комплекс мероприятий по повышению надёжности, соответствующий критерию минимизации совокупных затрат. Стоит отметить, что

математический аппарат двойственных оценок получил широкое распространение в различных задачах синтеза ЭЭС. Для решения задач оптимизации балансовой надёжности ЭЭС двойственные оценки уже применялись при разработке соответствующих алгоритмов [163-165]. В настоящей работе предлагается оригинальный алгоритм оптимизации балансовой надёжности на основании применения двойственных оценок, в котором комплексно учитываются все влияющие факторы на показатели балансовой надёжности, дискретный характер ввода энергетического оборудования, а также разработана оригинальная последовательность действий.

Остановимся на решении задачи (3.2)–(3.5). Приведем описание шагов алгоритма решения этой задачи.

Шаг 1. Оценка балансовой надёжности (исходной) схемы ЭЭС.

Для зон надёжности системы определяются значения показателей надёжности R_i и сравниваются с требуемыми значениями R_i^0 . При невыполнении неравенств $R_i \geq R_i^0$, , осуществляется переход на шаг 2. В противном случае, система признается надёжной, происходит останов алгоритма. На шаге 1 также вычисляются $Mv_i, Mw_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j$.

Шаг 2. Анализ математического ожидания двойственных оценок.

Формируется множество номеров зон надёжности I , множество номеров связей между зонами надёжности ЭЭС J , для которых $Mv_i > \varepsilon, Mw_{ij} > \epsilon, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, i \neq j$. Здесь ε и ϵ – экспертно заданные положительные величины, характеризующие пороговые значения двойственных оценок.

Шаг 3. Составление списка комбинаций ввода энергетического оборудования.

Отбираются все возможные комбинации вариантов ввода генерирующего оборудования в зонах надёжности из множества I и сетевого оборудования для связей из множества J . Формирование списка ввода оборудования проводится по степени увеличения суммарной стоимости, что позволяет произвести останов алгоритма при минимальных затратах на ввод оборудования.

Шаг 4. Оценка балансовой надёжности отобранных комбинаций ввода энергетического оборудования.

На данном шаге осуществляется оценка надёжности выбранных на шаге 3 вариантов развития ЭЭС.

Останов алгоритма.

Алгоритм прекращает работу при нахождении варианта развития ЭЭС, для которого $R_i \geq R_i^0$, $i = 1, \dots, n$.

Пример применения алгоритма определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей, основанный на применении двойственных оценок

Для экспериментального исследования представленного алгоритма оптимизации балансовой надёжности на основании анализа м.о. двойственных оценок исследована тестовая 3-х зонная схема ЭЭС (Рисунок 3.5).

Основные характеристики зон надёжности представлены в Таблице 3.7, межзонных связей – в Таблице 3.8.

Таблица 3.7 – Основные характеристики зон надёжности исследуемой ЭЭС

№ ЗН	Располагаемая мощность генерирующего агрегата, МВт	Число агрегатов	Аварийность, о.е.	Норматив на текущий ремонт, о.е.	Норматив на капитальный ремонт, сут./год
1	150	12	0,045	0,05	15
2	150	10	0,045	0,05	15
3	150	14	0,045	0,05	15

Абсолютный максимальный уровень потребления электроэнергии в каждом из рассматриваемых зон надёжности системы ограничен величиной 1500 МВт. В качестве исходных данных для годичного цикла моделирования были определены: пиковые значения нагрузки по месяцам, типовые суточные кривые потребления для каждой зоны надёжности, длительность соответствующих нагрузочных интервалов, а также среднеквадратичные отклонения фактических нагрузок от прогнозных графиков.

Таблица 3.8 – Основные характеристики межзонных связей исследуемой ЭЭС

№ связи	Количество ЛЭП в связи	Пропускная способность ЛЭП, МВт	Интегральный коэффициент аварийности и ремонтов, о.е./100 км	Длина, км.
I	2	135	0,011	200
II	2	135	0,011	200
III	2	135	0,011	200

Оптимизация балансовой надёжности исследуемой электроэнергетической системы выполнялась на основе постановки задачи, критерием которой является достижение нормативного уровня надёжности. В качестве регламентированного критерия балансовой надёжности был принят показатель вероятности бездефицитной работы. Для различных зон надёжности установлены дифференцированные нормативные значения данного показателя: для зоны 1 – 0,993, для зоны 2 – 0,992, для зоны 3 – 0,994.

Усиление связей ЭЭС производится за счет ввода дополнительной линии электропередачи:

1) 220 кВ, удельная стоимость ввода одноцепной линии на стальных опорах составляет 45000 у.е./км;

2) 500 кВ, удельная стоимость ввода одноцепной линии на стальных опорах равняется 80000 у.е./км.

Расширение состава генерирующего оборудования в зонах надёжности системы осуществляется за счет ввода газотурбинных установок:

1) мощностью 50 МВт, удельная стоимость ввода составляет 500 у.е./кВт.

2) мощностью 100 МВт, удельная стоимость ввода – 450 у.е./кВт.

Выбор газотурбинных установок обусловлен наименьшей стоимостью (в плане капитальных и эксплуатационных затрат) среди других видов генерирующего оборудования.

Усиление структуры генерирующих мощностей в зонах надёжности системы реализуется посредством ввода газотурбинных установок двух типов:

- 1) Установки мощностью 50 МВт с удельной стоимостью ввода 500 у.е./кВт;
- 2) Установки мощностью 100 МВт с удельной стоимостью ввода 450 у.е./кВт.

Выбор газотурбинных технологий обусловлен их экономической эффективностью, характеризующейся минимальными значениями капитальных и эксплуатационных затрат среди альтернативных видов генерирующего оборудования.

Значения ε и ϵ приняты равными 0,01.

Результаты оценки балансовой надёжности тестовой схемы ЭЭС представлены в Таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты оценки балансовой надёжности, исследуемой ЭЭС

Номер зоны надёжности,	Вероятность бездефицитной работы	Двойственные оценки генерации в зонах надёжности, Mv_i	Двойственные оценки связей (9)		
			i, j	Mw_{ij}	Mw_{ji}
1	0,9903	0,0091	$i=1, j=2$	0,0350	0,0002
2	0,9442	0,0557	$i=1, j=3$	0,0002	0,0150
3	0,9980	0,0017	$i=2, j=3$	0,0003	0,0502
Система	0,9404				

Из Таблицы 3.9 видно, что в первой и во второй зонах надёжности вероятность бездефицитной работы не удовлетворяет принятому за норматив значению. Согласно алгоритму оптимизации, для формирования вариантов установки дополнительного оборудования, в ЭЭС необходимо обозначить те зоны надёжности и межзональные связи ЭЭС, в которых максимальна загрузка имеющегося генерирующего и сетевого оборудования. Из анализа Таблицы 6.3 следует, что расширение состава генерирующего оборудования необходимо во второй зоне надёжности ($Mv_2 > 0,01$), сетевого оборудования – во всех связях ЭЭС ($Mw_{12} > 0,01, Mw_{31} > 0,01, Mw_{32} > 0,01$).

Без учёта двойственных оценок для решения поставленной задачи требуется проанализировать 4096 вариантов ввода энергетического оборудования. Анализ математического ожидания двойственных оценок позволяет редуцировать

пространство рассматриваемых вариантов до 256 конфигураций. Дополнительное сокращение числа анализируемых сценариев ввода оборудования в исследуемой ЭЭС достигается за счёт упорядочивания указанных вариантов по критерию стоимости. Останов алгоритма оптимизации произошел после оценки надёжности 70 вариантов изменения состава оборудования ЭЭС. В Таблице 3.10 приведены результаты оптимизации балансовой надёжности.

Таблица 3.10 – Результаты оптимизации балансовой надёжности, исследуемой ЭЭС

№ зоны надёжности	Ввод ген. оборуд., шт. x МВт	Вероятность бездефицитной работы	№ связи	Ввод дополнительных ЛЭП, шт. x кВ.
1	-	0,994353	I	1x220
2	1x50	0,992966	II	-
3	-	0,996267	III	1x500
Система	-	0,990664	-	-

В результате оптимизации балансовой надёжности была найдена конфигурация оборудования ЭЭС, при которой вероятность бездефицитной работы в зонах надёжности системы выше заданных значений. Для достижения такого уровня надёжности с минимальными издержками необходимо во второй зоне надёжности разместить дополнительную генерирующую установку мощность 50 МВт, первую связь усилить ЛЭП 220 кВ, третью связь – ЛЭП 500 кВ. При этом суммарные затраты на ввод энергетического оборудования составляют 50 млн.у.е.

В рамках оптимизации балансовой надёжности исследуемой ЭЭС по представленной методике, удалось сократить количество возможных вариантов ввода энергетического оборудования с 4096 до 70, что является существенным сокращением объема вычислений (сокращение на 98 %).

Представленный алгоритм определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей ЭЭС решает задачу в дискретном виде, является переборным.

Применение алгоритма марковской цепи Монте-Карло для определения оптимальных резервов генерирующей и сетевой частей электроэнергетических систем

Алгоритм марковской цепи Монте-Карло (МСМС) нашёл широкое применение в задачах дискретной и комбинаторной оптимизации, особенно в случаях, когда традиционные методы оказываются неэффективными. К числу таких задач относится оптимизация балансовой надёжности ЭЭС. Методологическую основу алгоритма составляет физическая аналогия процесса отжига металлов. Посредством имитации данного физического процесса осуществляется поиск конфигурации энергетического оборудования и структуры ЭЭС (или множества таких конфигураций), обеспечивающей минимизацию заданной целевой функции $F(\bar{x})$, где $\bar{x} = (x_1, \dots, x_m) \in X$. Решение ищется последовательным вычислением точек $\bar{x}_0, \bar{x}_1, \dots$ пространства X ; каждая точка, начиная с $\bar{x}_1$, «претендует» на то, чтобы лучше предыдущих приближать решение. Алгоритм принимает точку $\bar{x}_0$ как исходные данные. На каждом шаге алгоритм вычисляет новую точку и понижает значение величины (изначально положительной), понимаемой как «температура». Алгоритм останавливается по достижении точки, которая оказывается при температуре порогового значения.

Точка $\bar{x}_{l+1}$ по алгоритму получается на основе текущей точки $\bar{x}_l$ следующим образом: к точке $\bar{x}_l$ применяется оператор A , который случайным образом модифицирует соответствующую точку, в результате чего получается новая точка $\bar{x}^*$. Точка $\bar{x}^*$ становится точкой $\bar{x}_{l+1}$ с вероятностью $P(\bar{x}^*, \bar{x}_{l+1})$, которая вычисляется в соответствии с распределением Гиббса:

$$P(\bar{x}^*, \bar{x}_{l+1}) = \begin{cases} 1, & F(\bar{x}^*) - F(\bar{x}_l) < 0 \\ \exp\left(-\frac{F(\bar{x}^*) - F(\bar{x}_l)}{Q_i}\right), & F(\bar{x}^*) - F(\bar{x}_l) \geq 0 \end{cases} \quad (3.20)$$

В данном контексте параметры $Q_i > 0$ представляют собой элементы произвольной положительной последовательности, обладающей свойствами монотонного убывания и сходимости к нулю. Данная последовательность выполняет функцию аналога падающей температуры (decreasing temperature) в

кристаллографической модели отжига. Хотя скорость и закон убывания могут быть определены различными способами, наибольшее распространение получил алгоритм, известный как "быстрый отжиг" (fast annealing), первоначально предложенный Цу и Хартли [166]:

$$T(k) = \frac{T_0}{t}, \quad (3.21)$$

где T_0 – начальная, задаваемая температура; t – время.

Выбор модификатора для генерации новой случайной точки определяется спецификой решаемой задачи и может варьироваться от элементарной операции до сложного алгоритмического преобразования. В контексте оптимизации балансовой надёжности под случайной точкой понимается случайное состояние ЭЭС, характеризующееся определённой выборкой генерирующего и сетевого оборудования из исходного состава. Принадлежность каждого элемента системе определяется стохастическим образом, аналогично моделированию состояний оборудования при оценке балансовой надёжности. Элементы, исключённые из текущей конфигурации, сохраняются в потенциале модификации системы, маркируются соответствующим образом и не учитываются при выполнении расчётов балансовой надёжности.

Рассматриваемый алгоритм реализуется следующим образом. Выбирается начальное состояние системы, под которым понимается определённая конфигурация энергетического оборудования. Инициализация может осуществляться двумя способами: стохастическим методом на основе принципов Монте-Карло, где вероятность включения каждого элемента устанавливается равной 0,5; использованием существующей конфигурации энергооборудования в качестве исходного состояния, для которого предварительно оценивается балансовая надёжность. На каждой последующей итерации алгоритма последовательно выполняются следующие вычислительные этапы:

1. На каждой итерации генерируется новое случайное состояние системы. Вычислительный процесс продолжается до достижения установленного лимита итераций, после чего осуществляется завершение алгоритма.

2. Для сгенерированного состояния ЭЭС выполняется оценка балансовой надёжности, включающая расчёт вероятности бездефицитной работы и проверку выполнения ограничения (3.5).

3. Полученные значения целевой функции для текущего и предыдущего состояний используются для вычисления вероятности принятия шага в соответствии с выражением (3.20). Рассчитанная вероятность сопоставляется со случайной величиной, генерируемой в интервале $[0,1]$. На основании результатов сравнения принимается решение о переходе системы в новое состояние либо о сохранении предыдущего состояния в качестве оптимального на данной итерации.

При реализации алгоритма существенное значение имеет марковская природа процесса, при которой каждое последующее состояние системы зависит от предыдущего. В контексте ЭЭС это проявляется в сохранении конфигурации части элементов при переходе между состояниями. В связи с этим целесообразно структурировать процедуру генерации случайного состояния системы на две последовательные стадии: формирование репрезентативной выборки элементов, подлежащих стохастической модификации; непосредственная реализация вероятностного процесса изменения состояния элементов из сформированной выборки. На первой стадии осуществляется случайный отбор элементов энергооборудования, которые будут подвергнуты модификации на последующем этапе алгоритма.

Вероятностные параметры, определяющие включение элементов в выборку для модификации и непосредственно характеризующие процесс изменения их состояния, оказывают непосредственное влияние на результаты оценки балансовой надёжности итоговой конфигурации ЭЭС.

Учитывая исходную неоднородность элементов ЭЭС, характеризующихся различными технико-экономическими показателями, их включение в оптимальную конфигурацию требует дифференцированного подхода. В связи с этим процедура формирования выборки элементов для модификации на каждой итерации алгоритма не должна основываться исключительно на равномерном распределении вероятностей. Целесообразно формализовать указанную неоднородность

посредством введения весовых коэффициентов, отражающих относительную предпочтительность элементов. Функциональное назначение данных коэффициентов заключается в коррекции стохастического процесса, придавая ему направленный характер. На этапе формирования выборки это реализуется через присвоение элементам с более высокими показателями надёжности повышенных весовых коэффициентов, что увеличивает вероятность их: включения в выборку для модификации; сохранения в итоговой оптимальной конфигурации ЭЭС.

Помимо исходных характеристик элементов, включающих показатели аварийности, экономичности и другие параметры, существенное значение имеет их позиционирование в структурной конфигурации ЭЭС. В процессе анализа может быть установлено, что определённые элементы оказывают доминирующее влияние на вероятность бездефицитной работы благодаря их стратегическому расположению и интегральному воздействию на систему в целом. В связи с этим, введение адаптивных весовых коэффициентов, итерационно корректируемых в ходе вычислительного процесса, способно существенно повысить эффективность алгоритма оптимизации балансовой надёжности. В качестве методологического инструмента для оценки значимости элементов предлагается применение метода случайного леса (Random Forest), позволяющего количественно оценить вклад каждого элемента в целевой показатель – вероятность бездефицитной работы.

Интегрированный показатель, формируемый как агрегированная функция начальных весовых коэффициентов и коэффициентов важности, непосредственно детерминирует вероятность модификации состояния элемента и, как следствие, вероятность его включения в конфигурацию ЭЭС или исключения из неё. Процедура определения принадлежности элемента к выборке модифицируемых компонентов осуществляется на основе сравнения результирующего весового показателя со случайной величиной K_i , генерируемой для каждого элемента:

$$K_i = \begin{cases} 1, & \text{если } r_i \in [0, p_i] \\ 0, & \text{если } r_i \in (p_i, 1] \end{cases}, i = 1, \dots, n, \quad (3.22)$$

где: n – случайное событие, характеризующее попадание элемента в список разыгрывания, вероятность которого в соответствии со значением весового коэффициента равна p_i , $i = 1, \dots, n$.

Начальные весовые коэффициенты

Все элементы ЭЭС описываются множеством параметров, имеющих критическое значение в процессе оптимизации её конфигурации. К числу таких детерминирующих параметров относятся: приведённые затраты - интегральный экономический показатель, учитывающий капитальные и эксплуатационные издержки; показатель аварийности - характеристика, отражающая статистическую частоту и тяжесть отказов оборудования; манёвренность (для генерирующих объектов) - способность агрегата оперативно адаптировать выходную мощность в соответствии с колебаниями спроса; режимные ограничения - специальные условия эксплуатации, включая необходимость когенерации тепловой энергии или соблюдение технологических требований производства; экологический фактор - критерий, предполагающий приоритетное сохранение в системе элементов с минимальным негативным воздействием на окружающую среду (при необходимости можно добавлять и другие коэффициенты).

Инкорпорация указанных характеристик в процесс синтеза балансовой надёжности может быть реализована посредством введения системы весовых коэффициентов для каждого элемента системы. Представленные коэффициенты относятся к категории начальных параметров, инициализируемых на этапе формирования исходных данных и базируются на эмпирических и статистических характеристиках оборудования. Обобщённый начальный весовой коэффициент формируется как агрегированный показатель, интегрирующий все вышеперечисленные характеристики для каждого элемента посредством процедуры усреднения. Следовательно, весовые коэффициенты, производные от технико-экономических параметров агрегатов, детерминируют вероятность включения элемента в конфигурацию ЭЭС при генерации случайного состояния. Диапазон значений весового коэффициента позволяет модулировать указанную

вероятность от минимального уровня до гарантированного включения или исключения элемента из состава системы.

Оценка важности генерирующих агрегатов

Каждый элемент ЭЭС вносит дифференцированный вклад в обеспечение балансовой надёжности, что обусловлено спецификой его эксплуатационных характеристик и позицией в структурной конфигурации системы. При этом влияние отдельных элементов может носить непропорционально значительный характер – например, отключение низкомоощного генерирующего агрегата способно детерминировать снижение надёжности всей системы в силу его стратегического расположения.

Следовательно, введение дополнительных весовых коэффициентов, количественно отражающих вклад каждого элемента в вероятность бездефицитной работы, позволит повысить вероятность элиминации из системы компонентов с минимальным системным влиянием. Качественная априорная оценка степени такого влияния сопряжена с методологическими сложностями и требует проведения комплексного анализа балансовой надёжности. Учитывая, что на каждой итерации алгоритма выполняется соответствующая оценка, как уже отмечено, предлагается использовать метод случайного леса (Random Forest) для установления корреляционной зависимости между работой отдельных элементов ЭЭС и возникновением системного дефицита мощности. Ключевой характеристикой метода случайного леса [167] выступает способность к количественной оценке значимости признаков в контексте решения целевой задачи. Данная функциональность обеспечивается архитектурными особенностями алгоритма, описанными в [168]. Следовательно, путём обучения модели случайного леса на результатах итерационных расчётов балансовой надёжности ЭЭС возможно установить степень влияния отдельных элементов на динамику вероятности бездефицитной работы. Полученные количественные оценки затем инкорпорируются в систему весовых коэффициентов важности элементов.

Представленный алгоритм оптимизации балансовой надёжности ЭЭС является дискретным, позволяет решать задачи на схемах большой размерности. Пример применения данного алгоритма будет представлен в шестой главе.

Анализируя представленные выше алгоритмы оптимизации балансовой надёжности ЭЭС можно заключить, что по сути все они нацелены на решение задачи оптимизации балансовой надёжности, но каждый обладает своими специфическими особенностями. Можно выделить последний алгоритм, в котором возможно провести учёт всех влияющих факторов на показатели балансовой надёжности, а также учесть дискретный характер вводов энергетического оборудования.

3.3. Выводы по главе 3

1. Задача оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем, эквивалентная задаче определения оптимального уровня резервирования генерирующих и сетевых мощностей, относится к классу *NP*-трудных проблем. Данная классификация обусловлена необходимостью многократного вычислительного анализа показателей балансовой надёжности для множества альтернативных конфигураций ввода дополнительных резервных мощностей.

2. Для решения задачи оптимизации балансовой надёжности разработан итерационный алгоритм выбора оптимальной конфигурации генерирующего и сетевого оборудования электроэнергетической системы. Методологическую основу алгоритма составляет последовательное решение серии вспомогательных оптимизационных задач, направленных на обеспечение покрытия графика нагрузки при минимизации совокупных затрат на генерацию электроэнергии и ввод дополнительных энергоёмкостей. Данный подход позволяет сформировать последовательность аппроксимаций, сходящихся к решению исходной задачи оптимизации балансовой надёжности. Модифицированный график нагрузки, используемый во вспомогательных задачах, генерируется путём

пропорционального увеличения нагрузочных характеристик в зонах с недостаточным уровнем надёжности. Корректировка нагрузочных параметров осуществляется на основе мониторинга показателей надёжности, вычисляемых в каждой зоне энергосистемы на очередной итерации алгоритма. Разработанный алгоритм решает задачу в непрерывном виде, что снижает её размерность, но уводит от физической дискретности вводов энергетических объектов.

3. Для решения задачи оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем с учётом дискретного характера ввода объектов разработан специализированный алгоритм, использующий математическое ожидание двойственных оценок. Эти оценки формируются в процессе расчета балансовой надёжности для генерирующего оборудования в зонах ответственности и сетевых элементов в межзональных связях. Ключевые особенности алгоритма: относится к классу дискретных методов с элементами полного перебора; позволяет существенно сократить пространство поиска за счет анализа двойственных оценок; обеспечивает эффективный отбор конфигураций ввода резервных мощностей. Преимущество подхода заключается в способности сокращать вычислительную сложность задачи без потери точности решения за счет целенаправленного перебора наиболее перспективных вариантов. Алгоритм позволяет существенно сократить число анализируемых вариантов ввода энергетических объектов (в рассматриваемом примере сокращение было на уровне 98%). В то же время, при применении этого алгоритма, имеется вероятность не учёта эффективных вариантов ввода энергетических объектов, в виду детерминированного отсека множества вариантов на первом шаге алгоритма.

4) Для решения задачи оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем с учётом комплексного воздействия факторов и дискретного характера ввода энергетических объектов предложена методология, основанная на алгоритме марковских цепей Монте-Карло. Фундаментальным компонентом алгоритма выступает метод имитации отжига, воспроизводящий физические принципы термической обработки металлических структур. Ключевые методологические аспекты: стохастическая оптимизация через управляемую

параметром температуры вероятность принятия решений; постепенная редукция температурного параметра для перехода от глобального поиска к локальной оптимизации; марковская природа процесса, обеспечивающая сходимость к глобальному экстремуму. Данный подход демонстрирует эффективность при решении NP-трудных задач комбинаторной оптимизации, характерных для планирования развития энергосистем. Алгоритм предназначен для решения поставленной задачи в дискретной постановке. В нём последовательно формируется траектория поиска оптимального решения при переборе возможных вариантов ввода энергетического оборудования. На каждой итерации алгоритма формируется вариант ввода энергетического оборудования в зависимости методом Монте-Карло, зависящее от предыдущего состояния и заданных и адаптированных весовых коэффициентов, отражающих свойство конкретной единицы энергетического оборудования.

ГЛАВА 4. Создание методологии оценки и обеспечения плановой надёжности электроэнергетических систем

4.1. Характеристика плановой надёжности электроэнергетических систем и основные задачи, решаемые на её основе

Планирование работы (режимов и балансов) ЭЭС проводится, как правило, на срок не превышающий одного года [24]. Для решение некоторых задач этот срок может быть увеличен до 2 лет [26]. Процесс планирования режимов и балансов ЭЭС предполагает решение комплекса взаимосвязанных задач, детерминирующих показатели системной надёжности и надёжности энергоснабжения потребителей. Данная методологическая проблема требует разработки специализированных подходов, обеспечивающих корректную интеграцию критериев надёжности в алгоритмы оптимизации режимов работы энергосистем. Критически важными аспектами разрабатываемых методов являются: адекватное моделирование технологических особенностей функционирования энергооборудования; учёт взаимовлияния эксплуатационных параметров и показателей надёжности; формализация критериев надёжности при синтезе оптимальных решений. Предлагаемый методологический подход обеспечивает системное отражение влияния эксплуатационных характеристик на интегральные показатели системной надёжности, что соответствует современным требованиям к планированию режимов и балансов сложных ЭЭС. Вид системной надёжности, наиболее комплексно характеризующий ЭЭС на обозначенный период, называется *«плановой надёжностью»*. Плановая надёжность включает в себя те параметры ЭЭС, которые необходимы для решения комплекса последующих задач при планировании работы ЭЭС. Под плановой надёжностью ЭЭС будем понимать свойство ЭЭС, заключающееся в её способности выполнять требуемые функции по снабжению потребителей электроэнергией и мощностью в требуемом объеме за определённый период времени при учёте режимных особенностей

функционирования элементов ЭЭС. Можно выделить следующие основные задачи, которые могут быть решены на основании оценки плановой надёжности:

1. *Формирование прогнозных балансов электрической энергии и мощности энергосистем.* Интеграция показателей плановой надёжности в прогнозную-аналитическую модель способствует ее большей детализации, позволяя идентифицировать структурно-функциональные ограничения («узкие места») в ЭЭС. Это создает предпосылки для оптимизации управляющих воздействий, направленных на обеспечение надёжности электроснабжения и ликвидацию выявленных ограничений с использованием доступного инструментария. Кроме того, процедура оценки плановой надёжности предоставляет возможность детального учёта технологических особенностей и режимов эксплуатации генерирующих объектов, включая моделирование рисков, ассоциированных с экстремальной водностью для гидроэлектростанций.

2. *Решение задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО).* Как правило при решении задачи ВСВГО применяются детерминированные критерии учёта системной надёжности ЭЭС, что может приводить к неэффективным решениям. Интеграция в процесс ВСВГО вероятностных критериев в форме показателей плановой надёжности позволит максимально отразить специфику работы ЭЭС и энергетического оборудования и приведёт к сбалансированным решениям.

3. *Формирование сводных годовых графиков ремонтов и технического обслуживания электроэнергетических объектов.* Процесс планирования ремонтов электрооборудования в ЭЭС определяется двумя ключевыми факторами. Фактор локальной технической необходимости, диктуемый регламентом технического обслуживания на основе нормированной наработки, календарных сроков или результатов предиктивной диагностики. Фактор системной допустимости, заключающийся в способности энергосистемы обеспечить вывод оборудования в заданный период без нарушения установленных критериев надёжности (риска системных аварий) и с минимальным снижением экономической эффективности её работы. Для количественной оценки системной допустимости ремонтов

применяется методология анализа плановой надёжности. Её ядром выступает имитационное моделирование режимов работы ЭЭС, соответствующей горизонту оперативно-календарного планирования (от суток до года), и учитывающее вероятностный характер как доступности оборудования, так и величины нагрузки. Критерием для формирования оптимального графика ремонтов выступают рассчитанные показатели плановой надёжности, количественно отражающие динамику изменения уровня надёжности ЭЭС в течение рассматриваемого периода.

4. *Оценка возможностей ЭЭС по интеграции ВИЭ, в том числе большой мощности.* В современных условиях одной из ключевых проблем электроэнергетики является оценка эффективности интеграции объектов ВИЭ. Их подключение к энергосистеме, ввиду стохастического характера генерации, создаёт риски для обеспечения системной надёжности и бесперебойности электроснабжения. Применение методики оценки плановой надёжности, включающей адекватное математическое моделирование ВИЭ, позволяет идентифицировать наиболее критические случайные процессы в энергосистеме, обусловленные работой ВИЭ. Центральной задачей в данном контексте является оценка способности ЭЭС компенсировать мощность и энергию, возникающие вследствие нестабильности выработки от ВИЭ (таких как солнечная и ветровая генерация). Точность моделирования ВИЭ является определяющим фактором для расчёта необходимого объёма резервной генерирующей мощности, а также для оптимизации структуры и пропускной способности сетевой инфраструктуры. Важно подчеркнуть, что сравнительно короткие сроки строительства объектов ВИЭ, в отличие от традиционной генерации, позволяют проводить указанные оценки с горизонтом планирования до одного-двух лет.

5. *Анализ эффективности интеграции СНЭ в электроэнергетические системы.* Многообразие существующих СНЭ, характеризующихся различиями в емкости, быстродействии, а также в принципах действия, требует корректного учёта их параметров при проведении оценок надёжности ЭЭС. Ключевой особенностью функционирования СНЭ является циклический характер процессов

заряда и разряда. Данные процессы детерминированы как техническими возможностями самого накопителя, так и режимными условиями ЭЭС, что обуславливает необходимость интеграции всех влияющих и ограничивающих факторов в его математическую модель. Кроме того, применяемая методика оценки плановой надёжности ЭЭС, основанная на анализе случайных процессов, является адекватным инструментом для описания стохастической природы работы СНЭ. Сроки ввода некоторых видов СНЭ невелики (до 1-2 лет), поэтому подобные задачи могут рассматривать в горизонте оценки плановой надёжности. Стоит отметить, что некоторые виды СНЭ, например, ГАЭС имеют более продолжительные сроки ввода и рассматриваются в горизонте оценки балансовой надёжности ЭЭС.

6. *Анализ потребности привлечения потребителей электроэнергии к обеспечению требуемого уровня плановой надёжности, а также определение объемов и графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).* Ключевой задачей в данном контексте является идентификация потребителей электроэнергии, привлекаемых к мероприятиям по управлению спросом, которое, в свою очередь, выступает одним из инструментов обеспечения надёжности энергосистемы. Критерием для такого отбора служит потенциал потребителей по внесению максимального вклада в повышение надёжности функционирования ЭЭС.

4.2. Оценка плановой надёжности электроэнергетических систем

4.2.1. Содержательная постановка задачи оценки плановой надёжности электроэнергетических систем

Содержательная постановка задачи оценки плановой надёжности ЭЭС: *для известной структуры ЭЭС на период планирования работы с меняющимся составом генерирующего и сетевого оборудования (по причине ввода/вывода в течение рассматриваемого периода), заданных параметров и надёжностных*

характеристик энергетического оборудования (определённых по статистическим данным и по результатам прогнозирования), заданного графика почасового потребления мощности и вероятностных характеристик отклонения потребления мощности в узлах системы (нерегулярных колебаний) необходимо определить показатели плановой надёжности, позволяющие принимать рациональные решения при решении последующих задач синтеза плановой надёжности, учитывая случайные процессы поведения энергооборудования, случайный характер поставок топлива на электростанции, случайны колебания потребления электроэнергии, а также корректное потокораспределение мощности [169].

Функционирование ЭЭС является многомерным случайным процессом, в котором происходит изменение во времени многих числовых параметров, характеризующих работу энергосистемы. Под случайным процессом функционирования ЭЭС $X^n(t)$ будем понимать процесс, значение которого при любом фиксированном $t = t_0$ является случайным состоянием системы $X^n(t_0)$ [170,171]. В процессе функционирования ЭЭС происходят различные события (ω): отказы оборудования, изменения нагрузки потребителей, изменение параметров элементов, которые анализируются при оценке надёжности. Учитывая последнее, случайный процесс функционирования ЭЭС можно записать в виде функции двух аргументов:

$$X^n(t, \omega) = \varphi(t, \omega), \omega \in \Omega, t \in T, X^n \in \Xi,$$

где: ω – события, происходящие в ЭЭС; Ω – пространство событий; T – временной отрезок анализа надёжности ЭЭС; Ξ – множество возможных значений случайного процесса функционирования ЭЭС $X^n(t)$.

Функционирование ЭЭС представляет собой стохастический процесс высокой сложности, детерминированный нелинейным взаимодействием разнородных технических компонентов. В рамках теоретического описания данный процесс моделируется в континуальных рамках непрерывного времени и непрерывного пространства состояний. Непрерывность временной оси проистекает из стохастической природы возникновения событий, способных инициировать

переход системы между состояниями в произвольный момент t в пределах заданного временного горизонта T . Однако в практических задачах оценки надёжности, решаемых методом статистических испытаний (Монте-Карло), осуществляется дискретизация временной оси. Типичным является применение часового интервала в качестве элементарного шага моделирования. Пространство состояний ЭЭС обладает смешанной природой, интегрируя в себе переменные как дискретного, так и непрерывного типа. К категории дискретных состояний традиционно относятся бинарные события, связанные с отказами и восстановлениями элементов системы (генераторов, линий электропередачи). Непрерывную же составляющую формируют флуктуации режимных параметров (например, уровня напряжения в узлах сети), а также стохастические воздействия внешней среды, такие как изменчивость скорости ветра или интенсивности солнечной инсоляции, которые выступают в качестве исходных данных для расчётов надёжности. С теоретической точки зрения, такие смешанные состояния принято относить к классу непрерывных. Таким образом, функционирование ЭЭС может быть описано как совокупность множества взаимосвязанных случайных процессов, подчиняющихся электротехническим и физическим законам. Многократное статистическое моделирование динамики параметров ЭЭС позволяет получить ансамбль реализаций этого сложного стохастического процесса, что и составляет основу вероятностной оценки. При анализе надёжности ЭЭС требуется определить изменение параметров системы при реализации случайных событий. К примеру, траектория изменения напряжения $U(t)$ на шинах подстанции, в течение определённого времени представляет случайный процесс, т.к. значение напряжения зависит от многих факторов: отказы оборудования, нагрузка потребителей, внешние погодные условия и др. В случае критического снижения напряжения, могут произойти неблагоприятные события в ЭЭС, например, такие как: повреждение асинхронных электродвигателей или отключение части потребителей от снабжения электроэнергией автоматическими устройствами. Для любого фиксированного момента $t = t_0$ напряжение представляет собой случайную величину $U(t_0)$. Результатом n опытов является

семейство траекторий изменения напряжения $u_1(t), u_2(t), \dots, u_n(t)$, показанное на Рисунок 4.1. В момент времени t_0 формируется сечение случайного процесса $U(t)$ напряжение в этот момент является случайной величиной, значение случайной величины для каждой траектории будут следующие: $u_1(t_0), u_2(t_0), \dots, u_n(t_0)$.

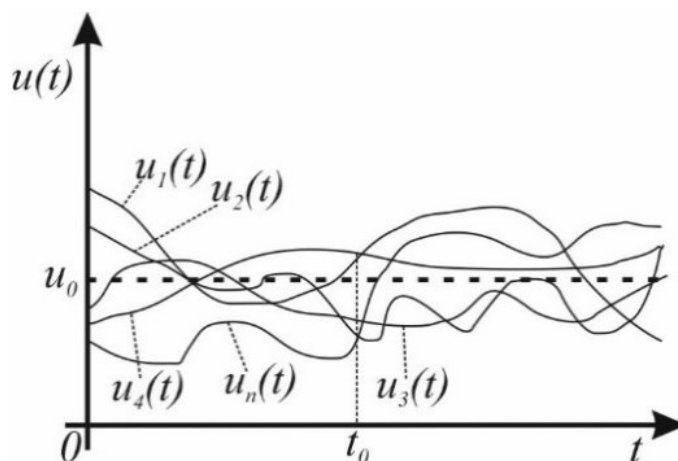


Рисунок 4.1 – Семейство траекторий изменения напряжения с течением времени на шинах подстанции

Поток событий для конкретного элемента является ординарным. При анализе ЭЭС, состоящей из множества элементов, поток событий появления и исчезновения дефицита мощности, по сути, реализация отказов функционирования ЭЭС, также будет ординарным. Неординарным для ЭЭС можно считать поток отказов группы элементов, которые могут происходить в одни и те же моменты за анализируемый промежуток времени или даже в один момент времени, например, отказ генерирующего агрегата, отказ линии электропередачи, изменение скорости ветра, которая влияет на выдачу мощности ВЭС. Поток событий для ЭЭС является потоком с последствиями, так как для любых непересекающихся участков времени число событий (например, отказов), попадающих на один из них, может зависеть от того, сколько событий попало на предшествующий, например, отказ некоторых элементов ЭЭС может привести в последующие периоды времени к перегрузке других элементов, их отказу и возникновению дефицита мощности и недоотпуску электроэнергии. В то же время поток событий для конкретного элемента будет являться без последствий, так как образующие поток события, появляются в

последовательные моменты времени независимо друг от друга, например, отказы, ремонты и восстановления. Что касается стационарности потока событий в ЭЭС, то по факту он является нестационарным, так как вероятность анализируемых событий может меняться во времени в зависимости от разных факторов. Например, вероятность отказа воздушных линий электропередачи зависит от погодных условий от их загрузки и других внешних и внутренних факторов, которые изменяются во времени.

Оценка плановой надёжности ЭЭС требует моделирования стохастических процессов, воспроизводящих функционирование энергетического оборудования на заданных временных интервалах с учётом возмущающих воздействий различной природы. Наиболее адекватным инструментом для решения данной задачи является методология, основанная на последовательном методе Монте-Карло (Sequential Monte Carlo methods) [172-175]. Применение данного подхода позволяет корректно учитывать критические случайные процессы, характерные для современных ЭЭС. В итоге, процесс функционирования ЭЭС может рассматриваться как результат наложения случайных процессов изменения располагаемых мощностей в узлах, пропускных способностей связей и уровней потребления мощности и электроэнергии, который приводит к возникновению дефицитов мощности и электроэнергии у потребителей [172-175].

Методика оценки плановой надёжности, базирующаяся на последовательном методе Монте-Карло, должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- моделирование должно осуществляться на основе полномасштабной (неагрегированной) модели ЭЭС. Отказ от декомпозиции на зоны надёжности или излишнего укрупнения схемы является обязательным условием для корректного учёта реальных топологических особенностей, специфики установившихся режимов, а также всех системных ограничений, связанных с пропускной способностью линий электропередачи и трансформаторов;

- методика должна обеспечивать учёт хронологического (почасового) годового графика нагрузки энергосистемы (горизонт оценки зависит от решаемой задачи), который отражает не только сезонную, недельную и суточную динамику

потребления, но и пространственно-временные корреляции между узлами сети. Моделирование должно воспроизводить совместное изменение нагрузок в различных точках системы во времени, поскольку пренебрежение этой корреляционной структурой может привести к существенному искажению оценки вероятности дефицита мощности и его локализации;

- методика должна реализовывать моделирование генерирующих мощностей на уровне отдельных энергоблоков и агрегатов, с детализацией внутренней структуры сложных энергетических установок, таких как парогазовые установки (ПГУ). Это означает, что каждая установка представлена не как единый элемент с усреднённой надёжностью, а как взаимосвязанная совокупность компонентов (например, газовая турбина, котёл-утилизатор, паровая турбина, генераторы, вспомогательные системы);

- моделирование объектов ВИЭ с учётом корреляционных связей в изменчивости первичных энергоресурсов;

- моделирование режимов функционирования СНЭ должно адекватно отражать их возможности по заряду и разряду. Модель должна интегрировать учёт динамики деградации характеристик, снижения энергетической эффективности в течение жизненного цикла, а также вероятности отказов, приводящих к полной или частичной потере работоспособности.

4.2.2. Методика оценки плановой надёжности электроэнергетических систем

Методики оценки надёжности ЭЭС, основанные на моделировании случайных процессов, были ранее разработаны в научной литературе [172,173]. В настоящем исследовании предлагается адаптация подобного подхода, направленная на повышение адекватности моделирования элементов ЭЭС и протекающих в них процессов при решении задач планирования режимов и балансов мощности.

Укрупнённая блок-схема алгоритма методики оценки плановой надёжности ЭЭС, основанной на последовательном методе Монте-Карло представлена на Рисунке 4.2.

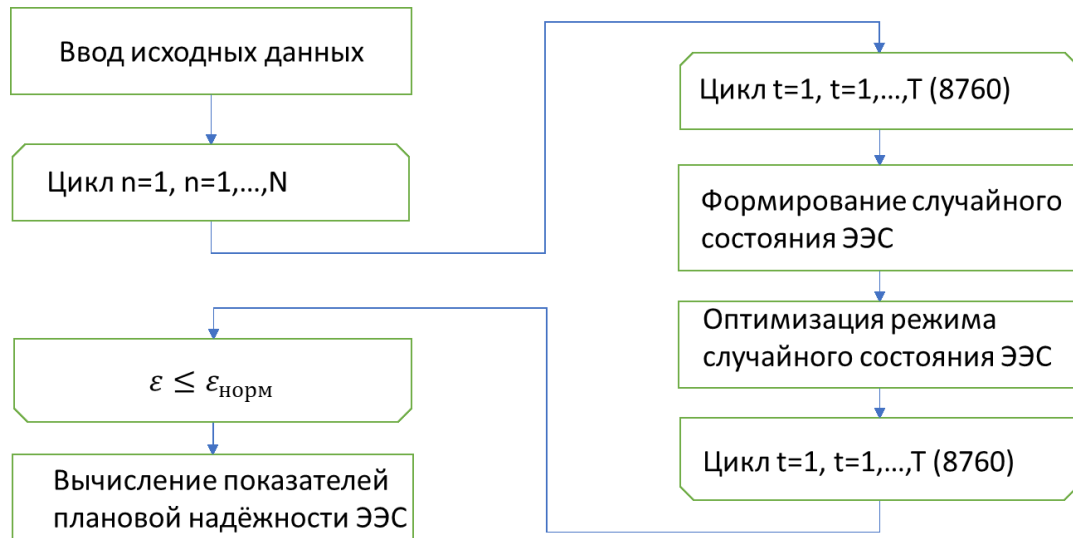


Рисунок 4.2 – Укрупнённая блок-схема алгоритма методики оценки плановой надёжности ЭЭС, основанной на последовательном методе Монте-Карло

Алгоритм методики оценки плановой надёжности ЭЭС включает два цикла, причем один (внутренний) (T) цикл является вложением второго (внешнего) (N). На внешнем цикле формируется набор реализаций моделирования случайных процессов функционирования ЭЭС за оцениваемый период (случайные процессы функционирования ЭЭС формируются из случайных процессов функционирования элементов ЭЭС). Размер набора случайных процессов зависит от требуемой точности оценки ($\varepsilon_{\text{норм}}$).

На внутреннем цикле алгоритма производится имитация случайного поведения ЭЭС на протяжении заданного планового интервала. В рамках этой имитации создается поток случайных событий, возникновение которых обусловлено совокупностью внутренних и внешних факторов. Среди таких событий можно выделить отказы и восстановления элементов системы, колебания уровня потребления активной мощности, циклы заряда и разряда систем

накопления энергии, а также другие случайные процессы, характерные для функционирования ЭЭС.

Для моделирования потока отказов и восстановлений задаются функции распределения длительности интервалов между событиями; так для моделирования потока отказов задаётся функция распределения длительности интервалов между восстановлениями и отказами энергетического оборудования $F(t_o)$ или вероятность отказа P_o ; для моделирования потока восстановлений - функция распределения длительности интервалов между отказами и восстановлениями энергетического оборудования $F(t_b)$ или вероятность восстановления P_b . Эти функции в общем случае могут быть получены на основании показателей надёжности оборудования: параметр потока отказов ω и интенсивность восстановления μ . Как правило функции распределения $F(t_o)$ и $F(t_b)$ имеют экспоненциальный закон распределения, но возможно задать и другой закон распределения. Параметры ω и μ в зависимости от принятых допущений могут оставаться постоянными или могут изменяться в течении расчетного периода, в зависимости от внутренних и внешних условий функционирования ЭЭС и оборудования. Это означает, что описываемые потоки событий являются нестационарными. Считается, что после каждого аварийного ремонта свойства элемента полностью восстанавливаются. Поток отказов и восстановлений элемента ЭЭС показан на Рисунке 4.3.

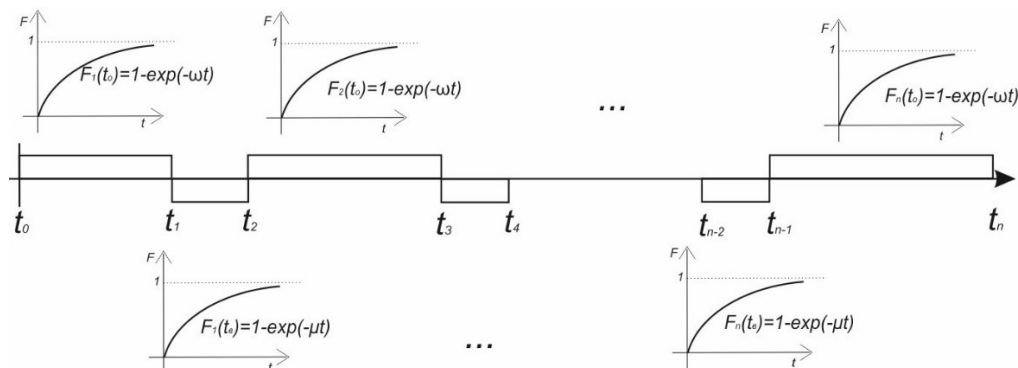


Рисунок 4.3 – Поток отказов и восстановлений элемента ЭЭС, учитываемый при моделирования случайного процесса функционирования ЭЭС

Оценка плановой надёжности проводится для конкретного периода планирования. Считается, что начальное состояние ЭЭС и предшествующие события в ЭЭС известны. Имеются в виду события отказов и восстановлений элементов. А также известны время работы элементов после восстановления и время, проведенное элементом в продолжающемся ремонте. В случае, если ситуация с начальными состояниями элементов неизвестна, то начальное состояние формируется случайным образом, исходя из экспертного назначения первоначальных показателей надёжности элементов.

Моделирование СНЭ предполагает формирование двух независимых потоков событий: отказов/восстановлений и заряда/разряда, которые описываются различными принципами. Учёт многообразия типов СНЭ [176], каждый из которых характеризуется уникальным набором параметров (мощность, ёмкость, время отклика и др.), является обязательным. В связи с этим, модель СНЭ должна интегрировать ряд ограничений, специфичных для каждого вида накопителя, таких как пределы ёмкости, скорость заряда и разряда, а также иные индивидуальные характеристики.

В рамках методики оценки плановой надёжности модель СНЭ включает, помимо потока отказов и восстановлений, также поток операций заряда и разряда. Этот поток определяется как внутренними ограничениями режима работы накопителей, так и внешними условиями, задаваемыми параметрами функционирования энергосистемы. Логика процесса изменения уровня заряда СНЭ представлена на Рисунке 4.4.

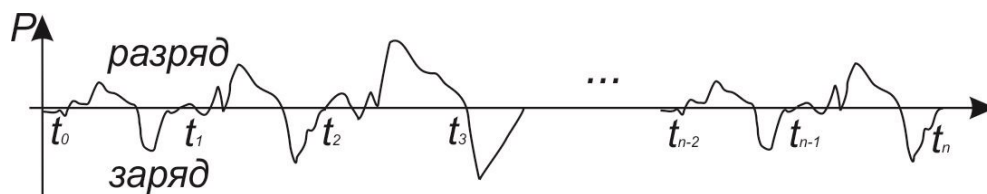


Рисунок 4.4 – Поток заряда и разряда накопителя энергии, учитываемые при моделировании случайного процесса функционирования ЭЭС

При анализе плановой надёжности учитываются не только аварийные ремонты, которые моделируются через поток восстановлений, но и плановые

ремонт оборудования. Некоторые из этих ремонтов строго регламентированы на период планирования, и их сроки заранее известны. Для остальных видов оборудования, требующих ремонта в соответствии с нормативами или на основе оценки технического состояния, составление графика ремонтов осуществляется в виде оптимизационной задачи. Целью этой задачи является максимизация уровня надёжности энергосистемы.

В алгоритме оценки плановой надёжности ЭЭС имеются две основные расчетные операции:

1. Формирование случайного состояния ЭЭС. Случайное состояние ЭЭС является композицией случайных состояний, составляющих её элементов. Все элементы могут находиться в двух состояниях: работоспособное, неработоспособное (аварийный ремонт или планово-предупредительный ремонт). Для элементов, которые находятся в работоспособном состоянии, при формировании случайного состояния известна вероятность безотказной работы (и вероятность отказа) в рассматриваемый момент времени. Для элементов, которые находятся в аварийном ремонте, известна вероятность восстановления. Для элементов, которые находятся в плановом ремонте известен срок окончания этого ремонта. Вероятность безотказной работы и вероятность восстановления определяется по факту наработки и нахождения в ремонте элемента и заданы определённым законом распределения (по умолчанию вероятность безотказной работы и вероятность восстановления, характеризуется экспоненциальным законом распределения). По аналогии с балансовой надёжностью, на основании генератора случайных чисел определяется число, характеризующее состояние элемента. После определения состояний всех элементов проводится переход на следующий этап оценки.

2. Оптимизация расчетного состояния ЭЭС или анализ режима работы ЭЭС с определением режимных параметров и дефицитов мощности для каждого сечения случайного процесса. Предлагаемая методика оценки плановой надёжности основывается на принципиально ином подходе, нежели анализ балансовой надёжности. Если в последнем случае исследование сводится к рассмотрению

лишь дефицитных режимов с целью уменьшения размерности задачи, то новый подход требует комплексного анализа всего спектра режимов работы системы, включая как дефицитные, так и бездефицитные. Такой комплексный анализ необходим для корректного определения параметров ЭЭС, состояний накопителей энергии и других расчётных величин, используемых при решении задач синтеза и оптимизации плановой надёжности. Анализ режимов ЭЭС при оценке плановой надёжности может быть осуществлён несколькими способами:

1) Если существует достаточная определённости с набором исходных данных по анализируемой системе так, что имеется возможность корректно записать задачу для расчёта систем уравнений, то может решаться задача *расчёта установившихся режимов ЭЭС* для каждого сечения случайного процесса с последующим моделированием действий противоаварийной автоматики. В случае, когда соотношение входных (известны) и выходных (искомых) параметров не позволяет сформулировать корректную задачу для расчёта установившегося режима ЭЭС, возможно определение искомых параметров, решая задачу оценивания состояния. Целью моделирования противоаварийной автоматики является определение возможных дефицитов мощности, которые возникают в результате отключения потребителей, например, действиями автоматической частотной разгрузки. При расчёте установившихся режимов ЭЭС анализируется информация о фактической загрузке энергетического оборудования.

2) Другим способом анализа дефицитных режимов ЭЭС является решение задачи *оптимизации установившихся режимов ЭЭС* для каждого сечения случайного процесса. В качестве целевой функции, в зависимости от того дефицитный режим или нет, используются минимизация дефицита мощности в ЭЭС, если режим дефицитный [23,24] и минимизация затрат на производство электроэнергии, если режим ЭЭС бездефицитный.

В дефицитных режимах при минимизации дефицита активной мощности целевая функция оптимизационной модели будет выглядеть следующим образом:

$$\min \sum_{i=1}^n (P_{Di}^{max} - P_{Di}), \quad (4.1)$$

в бездефицитных режимах при минимизации расхода топлива на электрических станциях целевая функция оптимизационной модели будет выглядеть следующим образом:

$$\min \sum_{i=1}^n C_{t,i,k}, \quad (4.2)$$

при учёте балансовых ограничений с учётом активной и реактивной мощности на шине:

$$\sum_{g \in G} P_i^g = \sum_{d \in D} P_i^d + \sum_{j=1}^n P_{ij}^L, \quad (4.3)$$

$$\sum_{g \in G} Q_i^g = \sum_{d \in D} Q_i^d + \sum_{j=1}^n Q_{ij}^L, \quad (4.4)$$

вспомогательном расчете мощности при перетоках:

$$P_{ij}^L = \frac{1}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} [r_{ij}(v_j^2 - v_i v_j \cos(\theta_i - \theta_j)) + x_{ij}(v_i v_j \sin(\theta_i - \theta_j))], \quad (4.5)$$

$$Q_{ij}^L = \frac{1}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} [x_{ij}(v_j^2 - v_i v_j \cos(\theta_i - \theta_j)) + r_{ij}(v_i v_j \sin(\theta_i - \theta_j))], \quad (4.6)$$

и ограничений на переменные:

$$P_i^{D,min} \leq P_i^D \leq P_i^{D,max}, \quad (4.7)$$

$$P_i^{G,min} \leq P_i^G \leq P_i^{G,max}, \quad (4.8)$$

$$Q_i^{D,min} \leq Q_i^D \leq Q_i^{D,max}, \quad (4.9)$$

$$Q_i^{G,min} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G,max}, \quad (4.10)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max}, \quad (4.11)$$

$$v_i^{min} \leq v_i \leq v_i^{max}, \quad (4.12)$$

$$C_{t,i,k} = \alpha_{i,k} + \beta_{i,k}P_i^D + 1/2 \gamma_{i,k}P_i^D, \quad (4.13)$$

где: P_i^G – активная генерирующая мощность в узле i , МВт; P_i^D – активная потребляемая мощность нагрузки, МВт; $C_{t,i,k}$ – затраты на выработку электроэнергии в узле i на k -ой электростанции, у.е.; Q_i^G – реактивная генерирующая мощность в узле i , МВАр; Q_i^D – реактивная потребляемая мощность нагрузки в узле i , МВАр; θ_i – фазовый угол напряжения в узле i ; v_i – модуль напряжения в узле i , кВ; $r_{i,j}$ – активное сопротивление линии электропередачи между узлами i и j , Ом; $x_{i,j}$ – реактивное сопротивление линии электропередачи между узлами i и j , Ом; $\alpha_{i,k}, \beta_{i,k}, \gamma_{i,k}$ – коэффициенты, формирующие расходную характеристику k -ой ТЭС в узле i .

Решением задачи анализа режимов ЭЭС являются режимные параметры ЭЭС, дефициты мощности в узлах ЭЭС в дефицитных режимах, затраты на производство электроэнергии в дефицитных и бездефицитных режимах. После моделирования первого случайного процесса проводится моделирование следующего с последующим вычислением показателей плановой надёжности: м.о. дефицита мощности в узлах ЭЭС; м.о. недоотпуска электроэнергии в узлах и в ЭЭС в целом; вероятность бездефицитной работы в узлах и в ЭЭС в целом; вероятность выхода за предельные параметры значений модуля напряжения в узлах ЭЭС и другие показатели.

3. *Определение показателей плановой надёжности ЭЭС.* В соответствии с общей классификацией показателей системной надёжности, метрики плановой надёжности электроэнергетической системы подразделяются на две основные категории: показатели, оценивающие надёжность обеспечения потребителей электроэнергией и мощностью, и показатели, характеризующие безотказность работы отдельных единиц энергетического оборудования в рамках рассматриваемой системы. Таким образом, при оценке плановой надёжности ЭЭС вычисляются следующие основные показатели: вероятность бездефицитной работы, м.о. дефицита мощности, м.о. недоотпуска электроэнергии, вероятность отклонения режимных параметров за допустимые значения, ряды распределения

загрузки энергетического оборудования и другие специфичные для решения конкретных задач при планировании режимов и балансов ЭЭС.

4.3. Формирование оптимальных графиков плановых ремонтов энергетического оборудования электроэнергетических систем

Постановка задачи оптимизации графиков ремонта оборудования ЭЭС, с учётом критериям плановой надёжности, носит комплексный характер. Её формальная модель должна одновременно учитывать дискретный выбор объектов и временных интервалов, динамическую природу процесса эксплуатации, а также вероятностный характер отказов и восстановления. Прямые аналитические методы для решения задач такого класса отсутствуют, а рост неопределённости в современных энергосистемах обуславливает необходимость применения специализированного вычислительного инструментария. Создание специализированного методического и программного инструментария для задач планирования режимов и балансов ЭЭС направлено на повышение обоснованности принимаемых управленческих решений. Внедрение такого инструментария обеспечит достижение компромисса между критериями надёжности и экономической оптимальности, что на практике минимизирует вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций в энергосистеме и, как следствие, смягчит масштаб их потенциального ущерба для социально-экономической и экологической сфер.

Вопрос об оптимальном планировании ремонтов энергетического оборудования возник одновременно с созданием самих ЭЭС. На различных этапах развития отрасли для его решения предлагались разнообразные методологические подходы. Важность этой задачи постоянно растёт из-за усложнения структуры энергосистем, увеличения эксплуатационной неопределённости и усиления зависимости экономической стабильности и безопасности потребителей от надёжности электроснабжения. Основными пользователями результатов решения

этой задачи являются организации, отвечающие за технологическое управление энергосистемами. В России к ним относятся, например, службы Системного оператора и его региональных подразделений – Объединённых диспетчерских управлений (ОДУ). Несмотря на высокую значимость, процесс планирования ремонтов на уровне ОДУ в настоящее время характеризуется крайне низкой степенью автоматизации. На практике сотрудники служб долгосрочного планирования формируют годовые графики ремонтов генерирующего и сетевого оборудования преимущественно вручную, обрабатывая заявки от генерирующих компаний и опираясь в основном на экспертные оценки. Для помощи экспертам в отечественной практике используется Информационная система «Система автоматизированного планирования электроэнергетических режимов» (ИС "САПЭР") [177], которая позволяет выполнить вариантные расчёты балансов мощности и электроэнергии, сделать верификацию выполнимости месячных и годовых графиков ремонта оборудования с точки зрения балансовых и режимных ограничений. При этом такие аспекты, как системная надёжность, учёт природных факторов (таких как экстремальная водность в каскадах ГЭС), экологии и безопасности, рассматриваются в системе лишь на поверхностном уровне.

Существует достаточно большое количество вариаций постановок задач формирования оптимальных графиков ремонтов энергетического оборудования, а также методов решения этих задач [93,178-193].

Проведённый анализ литературных источников выявил, что во всех рассмотренных работах системная надёжность ЭЭС либо учитывается недостаточно полно, либо игнорируется, несмотря на то что её обеспечение представляет собой один из ключевых критериев при решении данной задачи. Таким образом, основной вклад настоящей работы в постановку и решение задачи планирования ремонтов энергетического оборудования ЭЭС заключается в расширении состава исходных данных, влияющих на показатели надёжности ЭЭС, который учитывается при оценке плановой надёжности ЭЭС и разработка новых оригинальных методов решения поставленной задачи.

Таким образом, анализ современного состояния исследований в рассматриваемой области показывает, что, несмотря на существенный прогресс, достигнутый как в отечественными исследователями, так и в зарубежными, сохраняется системная проблема. Во всех проанализированных работах отсутствует комплексный подход к оценке влияния графиков ремонта на ключевые свойства энергосистемы: её экономическую эффективность, надёжность, безопасность и экологичность. Кроме того, методическое обеспечение для адекватного учёта системной надёжности остаётся недостаточно проработанным, а в ряде случаев полностью отсутствует.

4.3.1. Постановка задачи формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования

Формирование графиков ремонта энергооборудования продиктовано необходимостью проведения профилактических работ. Основанием для включения оборудования в график, в рамках планово-предупредительной системы, служит достижение им регламентированной наработки [93,194], либо по результатам диагностики его технического состояния [194,195]. Однако выполнение ремонта не всегда возможно в требуемые сроки из-за системных ограничений на вывод оборудования из эксплуатации. Отклонение от установленных ремонтных графиков создаёт значительные операционные риски. Ухудшение технического состояния единиц оборудования трансформируется в системный риск снижения надёжности энергоснабжения, материализация которого выражается в прямых и косвенных экономических убытках.

В рассматриваемом случае, содержательно задачу формирования оптимальных графиков ремонта энергооборудования сформулируем следующим образом: *для известной структуры ЭЭС, технических (в том числе надёжностных) и экономических характеристик энергооборудования, прогнозных данных поведения погодо- и природообусловленных явлений на период*

планирования работы ЭЭС, известной потребности в ремонте генерирующих агрегатов и линий электропередачи необходимо сформировать график проведения ремонтов энергооборудования с обеспечением необходимого уровня надёжности энергосистемы и максимальной экономической эффективности [196].

Важно подчеркнуть, что задача данной работы ограничивается определением оптимальной последовательности ремонтных работ. Вопросы ресурсного обеспечения, в частности, доступности ремонтного персонала, вынесены за рамки исследования. Принимается допущение о достаточности ремонтных бригад для выполнения всех работ в установленные сроки.

По своей сути, рассматриваемая проблема представляет собой задачу составления оптимального расписания ремонтов энергооборудования, что позволяет применять для её решения аппарат теории расписаний [197-199]. Данная задача относится к классу задач упорядочивания. В типичной постановке, при известном распределении работ по исполнителям и заданной продолжительности ремонтов, требуется определить времена начала работ, обеспечивающие выполнение установленных критериев и ограничений с учётом специфики функционирования ЭЭС.

С точки зрения типа целевой функции, задача может быть сформулирована либо как однокритериальная с агрегированным показателем, либо как многокритериальная. В первом случае оптимизируется интегральный критерий эффективности работы ЭЭС. Во втором случае рассматривается несколько целевых функций, таких как минимизация продолжительности перерывов в электроснабжении потребителей и минимизация расхода топлива на электростанциях.

По характеру входных данных задача является стохастической. В классической постановке она решается для фиксированного планового периода, когда все параметры заданы детерминированно до начала формирования графика ремонтов. Однако в реальных условиях функционирования ЭЭС возможны отклонения от прогнозных сценариев, вызванные такими факторами, как неблагоприятные метеоусловия, повышающие нагрузку на оборудование и

аварийность, или крупные катастрофические события, приводящие к вынужденным режимам. Для учёта подобной неопределенности требуются динамические постановки задач, а также разработка соответствующих моделей и методов.

Математическая постановка: рассматривается ЭЭС, состоящая из N энергообъектов (генерирующих агрегатов, линий электропередачи), причем J из них это энергообъекты, для которых необходимо провести ремонт в предстоящий период T . Каждый ремонт, характеризуется продолжительностью τ_j , $j = 1, \dots, J$. Имеются оцененные значения показателей плановой надёжности (стоит отметить, что в данном случае могут быть использованы такие показатели как вероятность бездефицитной работы, м.о. недоотпуска электроэнергии) для каждого подпериода t , $t = 1, \dots, T$. Требуется составить график (расписание) вывода объектов в ремонт с соблюдением требований по нормативу надёжности и минимизацией негативного влияния на потребителей электроэнергии, которая может быть выражена в математическом ожидании (м.о.) недоотпуска электроэнергии либо в другом критерии, отражающим надёжность и экономичность ЭЭС [200].

Ремонт любого вида должен выполняться полностью без прерывания сроков его выполнения, для этого условия введём булевы переменные $y_j \in \{0,1\}$, $j = 1, \dots, J$. Если $y_j = 1$, то ремонт выполняется, в обратном случае $y_j = 0$. Обозначим G_i – множество вариантов изменения состава генерирующего и сетевого оборудования в узле i , $i = 1, \dots, I$ при выводе его в ремонт.

Следует подчеркнуть, что проведение ремонтов направлено на повышение надёжности энергооборудования, что непосредственно влияет на надёжность ЭЭС в целом. После ремонта показатели аварийности снижаются, тогда как несоблюдение регламентных сроков обслуживания может привести к их резкому росту. Учёт данной зависимости является обязательным при выполнении соответствующих расчётов.

Целевую функцию при решении задачи формирования графиков ремонтов энергооборудования запишем следующим образом:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I E_{t,i} \xrightarrow{\Delta x_j, y_j} \min, \quad (4.14)$$

учитывая ограничения

$$\sum_{j=1}^J \Delta x_j \tau_j y_j \leq W, \quad (4.15)$$

$$\Delta x_j \in G, \quad (4.16)$$

$$y_j \in \{0,1\}, j = 1, \dots, J. \quad (4.17)$$

$$P\{R_i(\Delta x, \xi) \geq R_i^{\text{норм}}\} \geq \alpha_i, i = 1, \dots, I, 0 < \alpha_i < 1, \quad (4.18)$$

где: $E_{t,i}$ – значение м.о. недоотпуска электроэнергии в узлах ЭЭС в расчётных интервалах, МВт; T – количество рассматриваемых подпериодов (сутки, недели, месяцы); I – количество узлов ЭЭС; Δx_j – рабочая характеристика (мощность, пропускная способность) энергетического оборудования, выводимого в плановый ремонт, МВт; W – объем плановых ремонтов всех видов, МВт ч; G – множество вариантов вывода из работы энергетического оборудования для выполнения плановых ремонтов в узле i ; R_i – фактическое значение показателя плановой надёжности; $R_i^{\text{норм}}$ – нормируемое значение показателя плановой надёжности; ξ – случайная составляющая, отражающая вероятностную основу оценки плановой надёжности.

4.3.2. Методика формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования на основании непосредственного анализа показателей плановой надёжности электроэнергетических систем

Для решения задачи (4.14)–(4.18) была предложена методика, базирующаяся на оценке показателей плановой надёжности ЭЭС. Алгоритм реализации данной методики включает следующую последовательность этапов:

1. Формирование перечня генерирующих агрегатов, планируемых к выводу в плановый ремонт в течение рассматриваемого периода.

2. Ранжирование генерирующих агрегатов, запланированных к ремонту, осуществляется на основе критерия k_i , представляющего собой относительный вес агрегата. Данный параметр определяется следующим образом:

$$k_i = P_i t_{ri}, i = 1, \dots, n,$$

где: P_i - установленная мощность i -го агрегата, МВт; t_{ri} - время на проведение планового ремонта i -го агрегата, сут.

3. Расчёт плановой надёжности ЭЭС в базовом варианте (при отсутствии плановых ремонтов) на заданный период.

4. Анализ значений контролируемого показателя надёжности в каждые сутки расчетного периода и в каждом узле ЭЭС на предмет соответствия нормативу (в качестве контролируемого показателя может выступать любой показатель плановой надёжности для которого существует принятое нормативное значение). Выявление последовательности суток с наименьшим интегральным значение за рассматриваемый период суммы м.о. недоотпуска электроэнергии для ЭЭС и потребления электроэнергии, последовательность суток должна быть равной количеству суток, которые требуются для ремонта генерирующего агрегата.

5. Оценка плановой надёжности ЭЭС с учётом вывода из работы для ремонта отобранного генерирующего агрегата.

6. Итерационный процесс, включающий третий и четвертый этапы методики, продолжается до достижения одного из двух критериев остановки: исчерпания списка генерирующих агрегатов, планируемых к ремонту, либо нарушения заданного ограничения по нормативному уровню надёжности.

В ситуации нарушения ограничения (5), когда энергооборудование, нуждающееся в ремонте, не было включено в график, дальнейшие действия определяются конкретными условиями и могут включать ряд альтернативных подходов:

1. Сдвиг сроков ремонтных работ непланируемого оборудования на последующие периоды.

2. В случае формирования плотного графика ремонтов, не допускающего его дальнейшей оптимизации посредством переноса сроков, для обеспечения надёжности ЭЭС в процессе планирования её режимов требуется предусмотреть применение дополнительных компенсирующих управляющих воздействий.

4.3.3. Методика формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования на основании алгоритма марковской цепи Монте-Карло

Для решения задачи оптимизации графиков ремонта энергетического оборудования микросистем предлагается алгоритм МСМС. Данный метод широко распространён в области дискретной и комбинаторной оптимизации, особенно в случаях, когда применение альтернативных подходов оказывается затруднительным. Теоретическая основа этого алгоритма представлена в предыдущих разделах, в данном разделе показана его адаптация для конкретной решаемой задачи. Путем моделирования данного процесса осуществляется поиск точки или множества точек, в которых достигается минимум заданной целевой функции; в контексте данной задачи такой точкой является оптимальный график плановых ремонтов $F(\bar{x})$, где $\bar{x} = (x_1, \dots, x_m) \in X$. Решение ищется последовательным вычислением точек $\bar{x}_0, \bar{x}_1, \dots$ пространства X ; каждая точка, начиная с $\bar{x}_1$, «претендует» на то, чтобы лучше предыдущих приближать решение. Алгоритм принимает точку $\bar{x}_0$ как исходные данные. На каждой итерации алгоритма производится расчёт нового состояния системы с одновременным снижением значения положительного параметра, условно именуемого «температурой». Выполнение алгоритма завершается при достижении состоянием системы порогового значения данного параметра. Общая схема реализации алгоритма Марковской цепи Монте-Карло для задачи формирования графиков ремонта энергооборудования представлена на Рисунке 4.5.

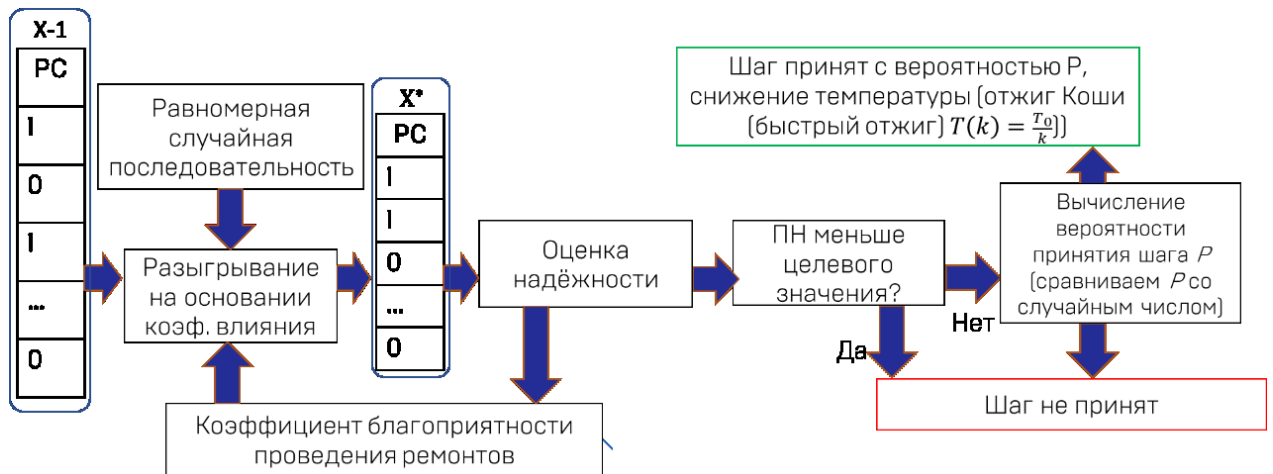


Рисунок 4.5 – Схема реализации алгоритма марковской цепи Монте-Карло для решения задачи формирования графика ремонтов энергетического оборудования

Точка $\overline{x}_{i+1}$ по алгоритму получается на основе текущей точки $\overline{x}_i$ следующим образом: к точке $\overline{x}_i$ применяется оператор A , который случайным образом модифицирует соответствующую точку, в результате чего получается новая точка $\overline{x}^*$. Точка $\overline{x}^*$ становится точкой $\overline{x}_{i+1}$ с вероятностью $P(\overline{x}^*, \overline{x}_{i+1})$, которая вычисляется в соответствии с распределением Гиббса:

$$P(\overline{x}^*, \overline{x}_{i+1}) = \begin{cases} 1, & F(\overline{x}^*) - F(\overline{x}_i) < 0 \\ \exp\left(-\frac{F(\overline{x}^*) - F(\overline{x}_i)}{Q_i}\right), & F(\overline{x}^*) - F(\overline{x}_i) \geq 0 \end{cases} \quad (4.19)$$

Здесь $Q_i > 0$ — элементы произвольной убывающей, сходящейся к нулю положительной последовательности, которая задаёт аналог падающей температуры в кристалле. Скорость убывания и закон убывания могут быть заданы разными, но чаще используется алгоритм, предложенный Цу и Хартли (быстрый отжиг) [24]:

$$T(k) = \frac{T_0}{k}. \quad (4.20)$$

Выбор модификатора для генерации нового кандидатного решения определяется спецификой решаемой задачи и может варьироваться от элементарной операции до сложного алгоритма. В контексте формирования графиков ремонтов энергооборудования под кандидатным решением понимается произвольный график ремонтов микросистемы. Исходное распределение

ремонтных мероприятий в пределах планового периода формируется стохастически с использованием генератора псевдослучайных чисел.

Рассматриваемый алгоритм реализуется по следующей схеме. На первом этапе формируется начальное состояние графика плановых ремонтов энергетического оборудования стохастическим методом. Затем на каждой итерации циклически выполняются следующие шаги:

1. Итерационный процесс заключается в генерации нового состояния графика плановых ремонтов энергетического оборудования. Алгоритм завершает работу по достижении заданного максимального числа итераций.

2. Для сгенерированного состояния выполняется оценка плановой надёжности ЭЭС, включающая расчет вероятности бездефицитной работы и других регламентированных показателей, а также проверку соблюдения ограничения (4.20). Состояния, для которых значение вероятности бездефицитной работы в одном или нескольких узлах оказывается ниже нормативного требования, исключаются из дальнейшего анализа.

3. Вероятность перехода в новое состояние, вычисленная на основе разности значений целевой функции, сравнивается со случайной величиной. Результат сравнения определяет, будет ли новое состояние графика принято в качестве текущего оптимального.

В рамках рассматриваемого метода, где каждое последующее состояние зависит от предыдущего, целесообразно разделить процедуру генерации случайного графика ремонтов на две последовательные стадии. Первая стадия заключается в формировании перечня элементов энергооборудования, подлежащих случайному распределению. На второй стадии осуществляется непосредственное случайное распределение сроков ремонта для элементов из данного перечня. Таким образом, на первом этапе стохастически определяется набор объектов для последующего графика, который реализуется на втором этапе.

Вероятность включения оборудования в список для распределения ремонтов, а также параметры самого процесса распределения оказывают непосредственное влияние на показатели надёжности итоговой схемы. Требование соблюдения

нормативного значения вероятности бездефицитной работы как ключевого ограничения обуславливает необходимость динамической корректировки как количества элементов, вовлекаемых в процесс оптимизации, так и величины смещения дат начала плановых ремонтов в ходе решения задачи.

Для управления данным процессом предлагается ввести два коэффициента чувствительности системы: коэффициент вероятности включения элементов в кандидатный список и коэффициент вероятности коррекции даты начала ремонта. Последний параметр определяет допустимую величину отклонения даты начала планового ремонта от значения, установленного на предыдущей итерации. Значения коэффициентов динамически адаптируются на каждой итерации на основе результатов оценки плановой надёжности. Реализация механизма их регулирования позволяет минимизировать колебания величин корректировок на заключительных стадиях вычислений.

Вследствие исходной неоднородности элементов энергосистемы, которые характеризуются различными технико-экономическими показателями (аварийность, манёвренность, вынужденные режимы) и нормативами на проведение ремонтов, вывод различных объектов в плановый ремонт оказывает неодинаковое влияние на состояние системы в целом. Следовательно, определение дат начала ремонтов должно быть не стохастическим, а детерминированным процессом, основанным на комплексной оценке надёжности и текущего состояния системы. Для формализации данного подхода предлагается ввести начальные весовые коэффициенты, предназначенные для снижения стохастичности процесса планирования. На этапе формирования кандидатного списка это реализуется следующим образом: элементы с меньшей мощностью и меньшей длительностью ремонта получают более высокий приоритет для включения в список и, как следствие, для последующей корректировки дат их ремонтов на каждой итерации. Напротив, для критически важного крупного оборудования расписание ремонтов фиксируется на ранних стадиях, а их участие в итерационном процессе прекращается по мере достижения алгоритмом заданных критериев сходимости.

Помимо исходных атрибутов элементов, таких как аварийность, экономичность и параметры ремонтного цикла, значительное влияние на функционирование системы оказывает их структурное положение в сети. В процессе моделирования может быть установлено, что отдельные элементы в силу своей топологической локации оказывают доминирующее влияние на вероятность бездефицитной работы системы. Для учёта данного фактора предлагается ввести динамические весовые коэффициенты, итеративно уточняемые в ходе вычислительного процесса. Данная мера направлена на повышение скорости сходимости алгоритма формирования оптимальных графиков ремонтов. В качестве метода оценки значимости элементов по степени их влияния на вероятность бездефицитной работы предлагается использовать алгоритм случайного леса.

Комбинация (общее среднее) из начальных весовых коэффициентов и коэффициентов важности напрямую влияет на вероятность разыгрывания элемента. Определение попадания элементов в список разыгрываемых выполняется на основании получаемого случайного числа K_i :

$$K_i = \begin{cases} 1, & \text{if } r_i \in [0, p_i] \\ 0, & \text{if } r_i \in (p_i, 1] \end{cases}, i = 1, \dots, n, \quad (4.21)$$

где: n – случайное событие, характеризующее попадание элемента в список разыгрывания, вероятность которого в соответствии со значением весового коэффициента равна p_i , $i = 1, \dots, n$.

Стоит отметить, что обе представленные методики формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования предназначены для решения одной и той же задачи. Если их сравнить, то можно заключить, что методика на основании алгоритма марковской цепи Монте-Карло имеет более строгую формализацию и дает более обоснованные решения.

Сравнивая два представленных алгоритма формирования графиков ремонта энергетического оборудования ЭЭС можно заключить, что первый алгоритм является больше инженерным и не гарантирует определение наилучшего варианта, в то время как второй алгоритм обладает большей математической формализацией

и строгостью, что может обеспечить определение наилучшего варианта графика ремонтов.

4.4. Методика исследования долгосрочных режимов работы энергетических систем с большой долей гидроэлектростанций

4.4.1. Общая характеристика задач исследования долгосрочных режимов работы энергетических систем с большой долей гидроэлектростанций

Зачастую ЭЭС содержат значительный объем гидроэлектростанций (ГЭС). Например, в Объединённой энергосистеме Сибири доля ГЭС в структуре установленной мощности составляет порядка 50 % [201]. Для планирования режимов и балансов таких энергосистем важно адекватно учитывать режимы работы как ЭЭС, так и водохозяйственных систем (ВХС), так как последние имеют значительное влияние на режимы работы первых. Планирование режимов совместной работы ВХС и ЭЭС ориентируется, прежде всего, на нормальные (средние) условия функционирования. В практических задачах исследования режимов работы этих систем особый интерес представляют периоды экстремальных природно-климатических условий и влияние этих условий на их режимы и надёжность работы. Возникновение экстремальных природно-климатических ситуаций в водно-энергетических системах приводит к негативным последствиям, в том числе значительному социально-экономическому ущербу. Важно заблаговременно анализировать возможность проявления таких ситуаций и своевременно принимать управленческие решения для предотвращения (смягчения) последствий. Так, например, можно отметить ситуации, сложившиеся в бассейне реки Ангары и в ОЭС Сибири в 2014-2018 гг. В водохранилищах Ангарского каскада наблюдалось экстремальное маловодье. В этот период на 15-20% снизилось производство электроэнергии на ГЭС, возникли проблемы у всех участников водного хозяйства, существенно снизилась Надёжность

функционирования энергетической системы. И обратная ситуация 2019-2021 гг., когда в водохранилищах Ангарского каскада наблюдалось экстремальное многоводье. В этот период также возникли проблемы у всех участников водопользования, а в ОЭС Сибири даже имели место холостые сбросы на ГЭС. Для электроэнергетики проблема усугубляется тем, что действующая система планирования и управления предусматривает разработку долгосрочных режимов энергосистемы и балансов электроэнергии и мощности на период до 1–2 лет, в то время, как в водохозяйственной практике достоверный период прогнозирования притока воды в водохранилища и планирования режимов работы ГЭС составляет 1–3 месяца, а прогноз температуры воздуха, от которого зависит, в том числе, потребление мощности и электроэнергии, ограничен 5–10 сутками.

Задача моделирования работы энергосистем, содержащих в своем составе ГЭС, в том числе оптимизация их режимов, получила своё развитие с момента появления энергосистем. Методы решения задачи развивались с усложнением самих систем и появлением новых математических и информационных технологий к решению подобных задач. Для исследования режимов ГЭС и процессов функционирования ЭЭС и ВХС в последние десятилетия разработано множество эффективных алгоритмов, методик и моделей [202-204]. Многие из них начали создаваться ещё в 1960-1970-е годы и в дальнейшем применялись в автоматизированных системах диспетчерского управления энергосистемами, при выполнении водно-энергетических расчетов, в управлении режимами регулирования водохранилищ. Широкое распространение получили имитационное моделирование и математические методы оптимизации режимов: линейного, нелинейного, динамического программирования, включая стохастическую и многокритериальную оптимизацию [205-209].

Таким образом, на сегодняшний день в практике моделирования энергосистем, содержащих гидравлические и тепловые электростанции, накоплен значительный опыт. Однако многие вопросы остаются всё ещё нерешенными из-за сложности и многогранности решаемой задачи. Большинство моделей не в полной мере представляют ограничения для гидроэлектростанций, такие как данные для

учёта будущего гидрологических режимом, имеющие вероятностный характер. В свою очередь, это приводит к недостаточному учёту случайных природо обусловленных факторов при планировании режимов работы ЭЭС и ВХС, обеспечении надёжности их функционирования. Особенно это относится к долгосрочным оценкам возможных притоков воды в водохранилища ГЭС и изменениям температур.

Большинство современных методик и моделей управления долгосрочными режимами ГЭС, водохозяйственными и энергетическими системами на период более 3-х месяцев опирается, главным образом, на статистическую информацию о среднемноголетних изменениях притоков воды, а также среднемноголетних среднемесячных летних и зимних температурах за прошлые периоды. При этом, при формировании прогнозных оценок стохастических показателей чаще всего традиционно используется метод Монте-Карло. В отдельных работах предлагается использование комплексного подхода при управлении каскадами водохранилищ с приоритетами требований водохозяйственной системы, либо с приоритетами требований энергосистемы. Совместное единовременное рассмотрение долгосрочных режимов работы двух систем (энергетической и водохозяйственной), как правило, не рассматривается. Особенно это относится к учёту климатических факторов.

Современные условия функционирования ЭЭС требуют внесения соответствующих изменений и дополнений в методы и модели управления и планирования режимов ЭЭС и ВХС. Возникает потребность в использовании различных прогностических методов и моделей, позволяющих заблаговременно учитывать возможные изменения показателей водности и температурного режима, в том числе данные глобальных климатических моделей о динамике состояния атмосферы на период до 1 года.

Совместное адекватное моделирования ВХС и ЭЭС позволяет решать задачи синтеза плановой надёжности, например, определению вероятности холостых сбросов на ГЭС и корректировка управляющих воздействий для дальнейшего снижения таких сбросов. Подобная задача важна по нескольким причинам, во-

первых, холостые сбросы приводят к снижению общей эффективности работы энергосистемы; во-вторых, холостые сбросы приводят к упущенной выгоде энергокомпаний, которым принадлежат электрические станции; в-третьих, холостые сбросы могут повредить конструкцию ГЭС. Хотя в крайних случаях всё же холостые сбросы будут являться неизбежностью.

4.4.2. Описание методики моделирования электроэнергетических систем при учёте прогнозов по водности гидроэлектростанций

В зависимости от конечной цели исследования перечень и связи решаемых задач в рамках единой методологии могут меняться. Если поставлена цель решения оптимизационной задачи, где на основании полученного результата проводится корректировка решения на предшествующих этапах, то в м методологию необходимо добавить обратные связи. В общем виде методики моделирования ЭЭС при учёте прогнозов по водности гидроэлектростанций включает три основные этапа:

1. Моделирование долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища ГЭС;
2. Моделирование режимов ГЭС и каскадов ГЭС с учётом ограничений водопользования, накладываемых всеми заинтересованными субъектами: службы коммунального хозяйства, МЧС, энергетические компании [210];
3. Оценка плановой надёжности ЭЭС с предварительным прогнозированием показателей надёжности и других параметров электрооборудования, а также графиков потребления мощности и с учётом ограничений на режимы работы ГЭС и каскадов ГЭС.

Все этапы состоят из ряда математических моделей, решающих различные задачи с учётом различных видов неопределенности. Например, притоков воды в водохранилища, амплитуды и частоты аномалий температур в исследуемых регионах, требований водопользователей, уровня потребления мощности.

Методология предусматривает, на основе вероятностных долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища и ожидаемых температурных режимов, получение оптимальных сбалансированных режимов водохозяйственных систем (ВХС) и ЭЭС при обеспечении надёжности электро- и водоснабжения потребителей в любой рассматриваемый интервал времени.

Решением каждого этапа является комплекс результатов, направленных на оценку текущей ситуации и формирования превентивных мероприятий по снижению возможных рисков негативных последствий.

В качестве приложения методологии моделирования взаимосвязанного работы ВХС и ЭЭС рассмотрена задача оценки рисков холостых сбросов на ГЭС. Решение этой задачи позволяет перейти к последующей задаче повышения эффективности работы гидроэлектростанций, путем грамотного планирования сработки водохранилищ и выработки электроэнергии в энергосистемах и, в итоге, минимизации риска холостых сбросов. Для рассматриваемой задачи моделирование энергосистем сводится к оценке плановой надёжности ЭЭС. Основными входными данными для рассматриваемой задачи являются: долгосрочные сценарии энергопотребления в годовом, сезонном, месячном, недельном, суточном и часовом разрезах; допустимые режимы работы ГЭС (рабочие мощности) с учётом всех водохозяйственных и энергетических ограничений, графики ремонта электрооборудования и электрических сетей (такие графики могут быть заданы в качестве исходной информации либо возможно решение оптимизационной задачи по формированию таких графиков при заданном объеме ремонтов энергетического оборудования на период планирования режимов и балансов); рабочие характеристики элементов ЭЭС: расходные характеристики генерирующих агрегатов (станций), требуемые уровни нагрузок потребителей в территориальных энергозонах, пропускные способности межзонных связей, расходы на собственные нужды и коэффициенты потерь мощности в линиях электропередачи межзонных связей. При решении этой задачи необходимо определить оптимальную загрузку электростанций с учётом ряда технических

ограничений работы энергосистемы и её объектов, а также наличие потенциальных избытка или дефицита генерирующей мощности.

Задача решается на период до одного года (период долгосрочного планирования в энергосистеме, при имеющихся достоверных прогнозах период может быть увеличен).

В процессе оценки плановой надёжности ЭЭС вычисляется вероятность выхода генерирующей мощности ЭЭС за ограничения по минимальному значению выработки мощности. Эта вероятность, по сути, является вероятностью холостых сбросов на ГЭС ЭЭС. Это, прежде всего, объясняется невозможностью существующей нагрузкой потребить всю потенциальную мощность выдаваемой генерирующими станциями ЭЭС в рассматриваемый период времени. Дальнейшее снижение вероятности холостых сбросов на ГЭС возможно несколькими способами: перераспределение загрузки между ГЭС и другими видами электростанций; создание потребителей регуляторов, которые в определённые моменты смогут повысить свою нагрузку до определённых значений.

4.4.3. Определение вероятности холостых сбросов гидроэлектростанций в Объединённой энергосистеме Сибири

Экспериментальные исследования по определению вероятности холостых сбросов электростанций проводились на Объединённой энергосистеме (ОЭС) Сибири в рамках моделирования ОЭС Сибири и ВХС Ангара-Енисейского каскада (АЕК) ГЭС. Необходимо отметить важный момент, характеризующий ОЭС Сибири, состоящий в том, что в балансе мощности ОЭС Сибири присутствует порядка 50 % ГЭС, что актуализирует исследования для подобных систем. За основу исходных данных по энергосистеме были приняты данные за 2021 год в соответствии с [211], но некоторые данные, например, расходные характеристики ТЭС, ограничения по вынужденным режимам работы ТЭЦ были приняты экспертно и по справочным данным.

Согласно разработанной методике, на первом этапе проводилось моделирование долгосрочных прогностических сценариев притока воды в водохранилища ГЭС АЕК на перспективу до одного года. На этапе моделирования режимов ГЭС ОЭС Сибири были сформированы их допустимые диапазоны выработки электроэнергии и показатели рабочей мощности каждой ГЭС за рассматриваемый период. На Рисунке 4.6 представлена динамика изменения рабочей мощности каждой, рассматриваемых ГЭС, за расчетный период.

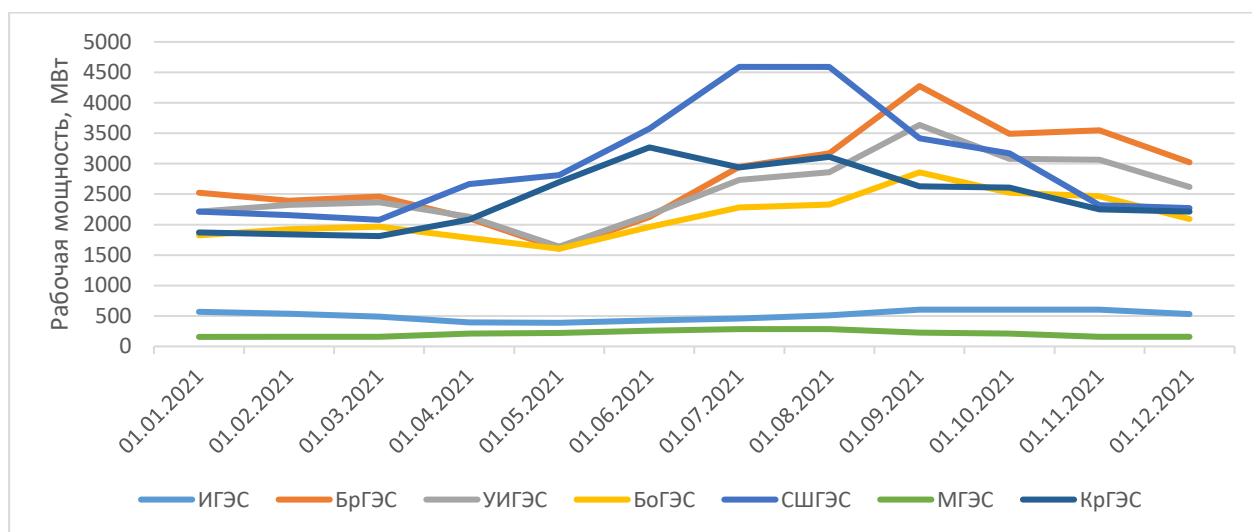


Рисунок 4.6 – Прогноз рабочей мощности ГЭС АЕК на годичный период

Далее были определены вероятности холостых сбросов ГЭС (избыточной мощности в энергосистеме) при учёте основных технологических ограничений. Результаты расчетов представлены на Рисунке 4.7.

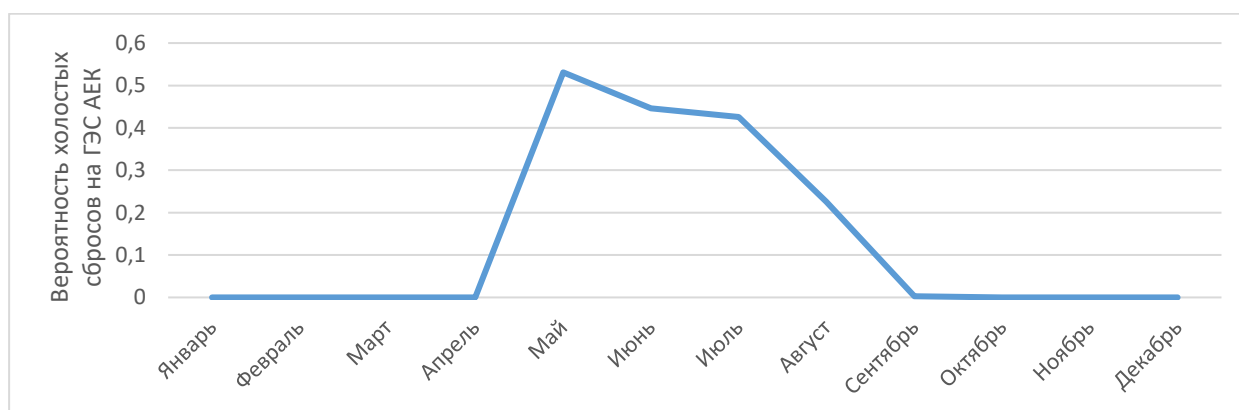


Рисунок 4.7 – Вероятность холостых сбросов на ГЭС АЕК в различные месяцы расчетного периода

Как видно из Рисунка 4.7 максимальная вероятность холостых сбросов ГЭС АЕК в рассматриваемых условиях работы ОЭС Сибири наблюдается в мае. Далее, вплоть до сентября, вероятность холостых сбросов отлична от нуля. Данный риск обусловлен внутренними факторами работы системы и её оборудования. Во-первых, это вынужденные режимы работы ТЭЦ по теплу, которые приводят к обязательной выработке определенного объема электроэнергии на этих ТЭЦ. Во-вторых, это вынужденные режимы работы ТЭС по электроэнергии. В-третьих, это ограничения по выдачи мощности рассматриваемых ГЭС. Этот результат сигнализирует о том, что для минимизации негативных последствий для ОЭС Сибири и собственников ГЭС АЕК необходимо скорректировать график выдачи мощности электростанций. Стоит отметить, что в 2021 году в ОЭС Сибири на АЕК ГЭС в реальности были холостые сбросы. Результаты представленного моделирования показали адекватность предлагаемых подходов для решения практических задач энергетики.

4.5. Выводы по главе 4

1. Для анализа плановой надёжности электроэнергетических систем предложена методика её оценки, основанная на последовательном методе Монте-Карло. В основу методики заложено моделирование набора случайных процессов функционирования энергосистемы за определённый период времени. При моделировании случайных процессов появляется возможность последовательного учёта отказов и восстановлений элементов, функционирования накопителей энергии и гидроэлектростанций.

2. Формирование графиков ремонта энергооборудования представляет собой одну из ключевых задач планирования режимов и балансов энергосистем. В современных условиях её решение усложняется в связи со структурным усложнением электроэнергетических систем и интеграцией интеллектуальных компонентов, расширяющих их функциональные возможности. В работе

представлена постановка задачи дискретной оптимизации для формирования оптимальных графиков ремонтов, в которой критерии обеспечения плановой надёжности учтены в явном виде.

3. Для решения задачи формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования адаптирован алгоритм марковской цепи Монте-Карло. Основой алгоритма является эвристический метод отжига. В алгоритме последовательно формируется траектория формирования графика ремонтов энергетического оборудования при переборе возможных вариантов. На каждой итерации алгоритма формируется вариант графика ремонтов методом Монте-Карло. Формирование варианта зависит от предыдущего варианта графика и заданных и адаптированных весовых коэффициентов, отражающих свойства конкретной единицы энергетического оборудования, выводимого в ремонт и значения системных критериев.

4. Разработана методология исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем и рассмотрен пример её применения к задаче определения вероятности холостых сбросов на гидроэлектростанциях в энергосистемах с их высокой долей. Методология включает в себя взаимосвязанную работу системы моделей, в которой решаются такие задачи, как: моделирование долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища ГЭС в вероятностной форме; моделирование водохозяйственной системы; моделирование режимов ГЭС и каскадов ГЭС и оценка плановой надёжности ЭЭС с учётом режимов работы ГЭС.

5. В экспериментальной части работы было показано применение разработанной методологии исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем для определения вероятности холостых сбросов на гидроэлектростанциях Объединённой энергосистемы Сибири, которая характеризуется наличием в балансе мощности и электроэнергии порядка 50 % долей. Результаты расчетов показали, что для рассматриваемых условий работы существует вероятность холостых сбросов на гидроэлектростанциях в период с мая по сентябрь (период

паводка). Дальнейшие решения на основании полученных результатов позволят повысить экономическую эффективность работы Объединённой энергосистемы Сибири, а также компаний, владеющих гидроэлектростанциями.

ГЛАВА 5. Совершенствование методов оценки и решения задач обеспечения режимной надёжности при оперативном управлении электроэнергетическими системами

5.1. Характеристика режимной надёжности и её место в процессе управления электроэнергетическими системами

Задачи режимной надёжности решаются при оперативном он-лайн управлении ЭЭС, но в некоторых случаях потребность в их решении возникает и при решении задач для других временных периодов, как правило, для уточнения решений при проектировании энергосистем и энергообъектов. В технологическом аспекте режимная надёжность характеризует способность ЭЭС противостоять негативным случайным событиям, воздействующим на энергетическое оборудование ЭЭС, без прерывания поставки электроэнергии и мощности потребителям. При оценке режимной надёжности анализируется вероятность появления системных аварий, нарушения устойчивости и возникновение дефицита мощности в ЭЭС.

Для надёжной и экономичной эксплуатации энергосистем первостепенное значение имеет организация надёжной системы управления, включающей элементы анализа прогнозируемых режимов работы ЭЭС. В случае если ЭЭС имеет недостаточный уровень надёжности, она может быть подвержена серьезным, а в некоторых случаях катастрофическим системным авариям, которые приводят к значительным экономическим и экологическим потерям и в некоторых случаях к угрозе для здоровья и жизни людей [1-4].

Вопросы обеспечения режимной надёжности в современных энергосистемах имеют особую актуальность по ряду причин. Некоторые причины актуализируют значимость вопросов обеспечения всех видов системной надёжности, а некоторые только режимной составляющей. Следует отметить, что все причины вносят дополнительную неопределенность в процесс функционирования ЭЭС.

Основными из них являются: либерализация электроэнергетики, которая зачастую приводит к несогласованности действий различных компаний при управлениями энергосистем; невыполнение требований по техническому обслуживанию и ремонту; интеграция новых технологий в том числе возобновляемых источников энергии (ВИЭ); моральное и физическое старение элементов ЭЭС; сниженное и несбалансированное сетевое строительство в ЭЭС.

Одним из гарантов обеспечения надёжности электроснабжения является непрерывный контроль ЭЭС в процессе функционирования, поскольку фактические условия эксплуатации или случайные события могут отличаться от запланированных. Контроль ЭЭС заключается в анализе складывающейся ситуации и реализации управляющих воздействий на ЭЭС основании этого анализа. Успешное управление ЭЭС во многом зависит от применения качественных инструментов анализа. Современные структурные изменения в ЭЭС обусловили не только повышение требований к строгости оценки режимной надёжности, но и трансформацию критериев к аналитическому инструментарию. Данная трансформация включает в себя новые требования к математическому моделированию ЭЭС и методам анализа установившихся режимов при проведении оценок надёжности.

В процессе функционирования ЭЭС может находиться в различных состояниях (режимах). Переход от одного режима к другому осуществляется в результате реализации различных событий. На Рисунке 5.1 показана условная классификация режимов ЭЭС и направления возможных переходов между режимами [212,213].

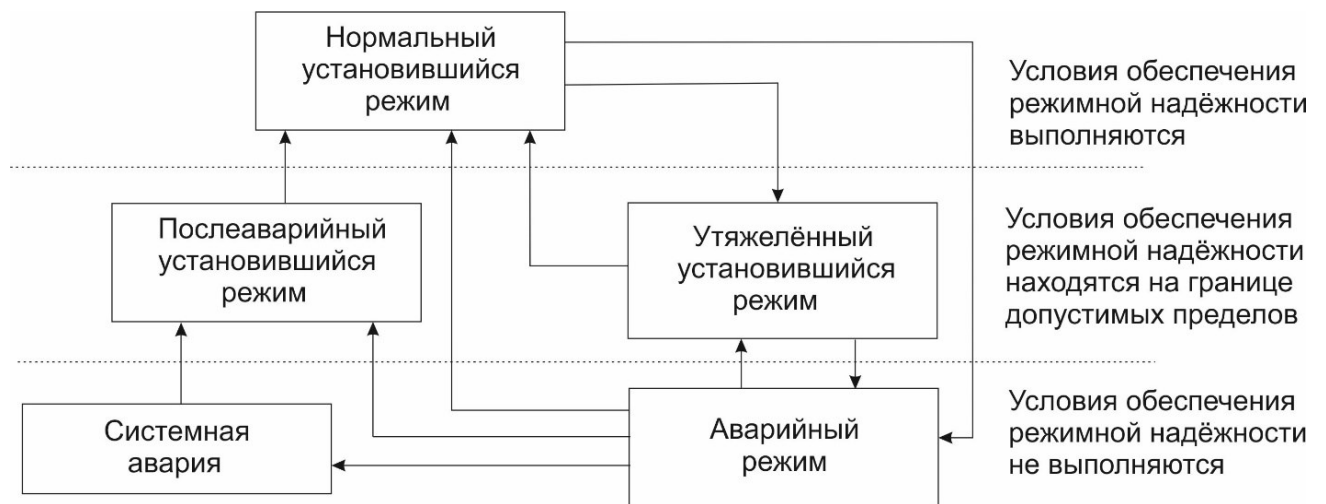


Рисунок 5.1 – Классификация установившихся режимов ЭЭС

Режимная надёжность полностью обеспечивается, когда показатели режимной надёжности принимают значения выше нормативных в *нормальном установившемся режиме ЭЭС*, который определяется как режим ЭЭС, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы всех видов. Нормальный установившийся режим работы ЭЭС характеризуется функционированием всех необходимых элементов, обеспечивающих полное и качественное электроснабжение потребителей.

Реализация различного рода возмущающих воздействий может привести к переходу электроэнергетической системы из нормального установившегося режима в *утяжелённый установившийся режим*. Характеристикой утяжелённого установившегося режима является функционирование ЭЭС на границе допустимой области: параметры режима приближены к критическим значениям, оперативные резервы отсутствуют при полном удовлетворении спроса на электроэнергию. Выход из данного режима в нормальный возможен только в результате реализации специального комплекса управляющих воздействий, целью которого является восстановление необходимого уровня режимной надёжности системы.

Переход ЭЭС из нормального или утяжелённого установившегося режима в *аварийный режим* инициируется возникновением негативных событий. Критическим признаком аварийного режима является выход большинства или всех контролируемых параметров режима за пределы допустимых диапазонов. В данном состоянии система функционирует при полном исчерпании доступных резервов всех видов, что может привести к ограничению электроснабжения части потребителей по мощности и энергии. Восстановление режимной надёжности системы, то есть её возврат в нормальное или утяжелённое состояние, требует реализации комплекса специальных и оперативных управляющих воздействий. К таковым относятся: селективное отключение потребителей, ввод в работу агрегатов из холодного резерва, а также выполнение ремонтных работ или оперативная замена вышедших из строя элементов системы.

Усугубление складывающейся ситуации в аварийном режиме может привести к самым тяжелым последствиям для ЭЭС к *системной аварии*. При развитии системной аварии баланс мощности не может быть достигнут, а ЭЭС может разделиться на части или острова. Значения частоты и баланса мощности в каждом острове различны и выходят за рамки принятых нормативов.

Переход электроэнергетической системы в *послеаварийный установившийся режим* является следующим этапом её эволюции после аварийного режима или полномасштабной системной аварии. Данный режим характеризуется тем, что часть элементов системы выведена из эксплуатации вследствие аварийного повреждения или планово-вынужденного ремонта.

Для предотвращения эскалации режима ЭЭС в сторону снижения надёжности, то есть перехода от более надёжного состояния к менее надёжному, требуется проведение заблаговременной оценки вероятности такого перехода. Данная оценка может быть выполнена в рамках анализа режимной надёжности ЭЭС.

При анализе и обеспечении режимной надёжности ЭЭС в общем случае выделяют два вида: статическая режимная надёжность и динамическая режимная надёжность. Статическая режимная надёжность определяется как свойство ЭЭС, заключающееся в способности противостоять случайным негативным событиям

(отключение сетевого или генерирующего оборудования, изменение потребления мощности, изменение параметров элементов ЭЭС) не допуская нарушения пределов контролируемых режимных параметров после реализации этих событий. При исследовании статической режимной надёжности требуется определить отклик энергосистемы при реализации случайных событий. Отклик может быть выражен в определении выхода значений напряжения в узлах ЭЭС за допустимые пределы, в перегрузке ЛЭП и трансформаторов, нарушении критериев статической устойчивости. Под динамической режимной надёжностью понимается свойство ЭЭС, заключающееся в её способности выдерживать определенный набор непредвиденных возмущений и восстанавливать значения контролируемых режимных параметров в требуемых пределах. Анализ динамической режимной надёжности предполагает моделирование динамического поведения системы (переходных процессов) [214,215]. При исследовании динамической режимной надёжности анализируются влияние непосредственных возмущений в ЭЭС, таких как короткие замыкания, отказы, небалансы мощности, до реализации негативного возмущения и переходный процесс системы в новое состояние с оценкой изменения значений напряжения и проверкой синхронной работы генераторов переменного тока. В настоящей работе рассматриваются вопросы, связанные с методами и моделями анализа статической режимной надёжности ЭЭС и при употреблении термина «режимная надёжность» далее по тексту будет подразумеваться именно статическая режимная надёжность.

5.2. Методика оценки режимной надёжности электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло

Оценка режимной надёжности, на основе которой может осуществляться выработка решения при управлении ЭЭС, является сложной задачей для оперативного персонала. Особенно это касается крупномасштабных ЭЭС, ввиду высокой скорости изменения режимных параметров в разных частях ЭЭС и

трудности согласования правильного набора управляющих воздействий. Для решения этой задачи было предложено и реализовано множество методов. Все методы являются оценочными и их результат зависит от многих факторов. Ключевым требованием к применяемым методам является обеспечение высокого быстродействия при условии соблюдения заданного уровня точности, что обусловлено необходимостью решения задачи в оперативном временном режиме. В качестве показателей режимной надёжности выступают индикаторы, количественно оценивающие два основных аспекта: вероятность отклонения параметров установившегося режима от номинальных значений и дефицит доступных ресурсов (генерирующих, пропускных) в различных узлах системы для рассматриваемого режима работы ЭЭС.

Существует большое разнообразие методов оценки надёжности технических систем [26,33]. Каждый из них обладает рядом достоинств и недостатков и может быть применён с определёнными оговорками. Если говорить о надёжности ЭЭС с позиции системной проблемы, то есть с позиции рассмотрения ЭЭС как сложной системы с внутренними законами функционирования, то можно обозначить несколько направлений по разработке методов и алгоритмов анализа режимной надёжности ЭЭС:

- анализ режимной надёжности ЭЭС, используя методы искусственного интеллекта, в частности методы машинного обучения [212,217-220]. В современных исследованиях это направление является наиболее развивающимся, это можно оценить по количеству новых научных статей по этой тематике. Широкую практическую применимость в оперативном управлении энергосистемами эти методы в современных ЭЭС не имеют из-за неопределённости выдаваемого результата. В реальных условиях управления ЭЭС ошибочная оценка может усугубить складывающуюся тяжелую ситуацию в ЭЭС. Стоит сказать, что постепенно точность оценок этими методами повышается и можно ожидать, что они будут внедряться в реальные процессы оперативного управления ЭЭС в будущем;

- анализ режимной надёжности ЭЭС с использованием методов и алгоритмов теории чувствительности [221]. Развитие и применимость этих методов и алгоритмов для анализа режимной надёжности ЭЭС будет рассмотрена в настоящей работе далее;

- анализ режимной надёжности ЭЭС на основании методов теорий вероятностей и надёжности [213,222,223]. Развитие этих методов также будет рассмотрено в настоящей работе. Стоит сказать, что положения теорий вероятностей и надёжности применяются при оценке всех видов системной надёжности ЭЭС.

При анализе режимной надёжности общий алгоритм, при применении этих методов, состоит из следующих этапов [221,222]:

1) *Формирование множества состояний ЭЭС.* Состояния ЭЭС формируются на основании информации о состоянии каждой единицы энергетического оборудования, учитываемого в математической модели ЭЭС. В свою очередь, состояний энергетического оборудования может быть несколько, в самом простом случае их два: работоспособное и неработоспособное, но могут быть и более сложные события, где необходимо учитывать различные частично работоспособные состояния. Множество состояний ЭЭС может быть сформировано на основании детерминистических и вероятностных методов. В настоящей работе будет подробно рассмотрено применение метода Монте-Карло для решения этой задачи.

2) *Анализ режимов состояний ЭЭС.* Анализ режимов проводится с целью определения режимных параметров ЭЭС и выхода их значений за пределы допустимости режима, а также последующего определения «объема» отключаемой нагрузки. Режимы ЭЭС могут анализироваться известными методами для решения систем нелинейных алгебраических уравнений, например, методом Ньютона-Рафсона, для ускорения анализа режимов, что при оценки режимной надёжности является крайне важным, возможно применение методов искусственного интеллекта и методов теории чувствительности. В настоящей работе будет

рассмотрено применение методов теории чувствительности для решения этой задачи.

3) *Вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС.* Показатели режимной надёжности, в общем случае, отражают вероятности выхода режимных параметров за границы допустимости режима и математическое ожидание величины недоотпущенного энергоресурса.

В целом, эта последовательность действий характерна для всех видов системной надёжности, только с определёнными допущениями и спецификой для каждого вида.

Множество состояний ЭЭС можно сформировать, используя разные детерминистические и вероятностные методы. Например, на практике широко применяется детерминистический метод на основании критерия $N-i$ [223-225].

Разнообразие вероятностных методов велико, среди них выделяют аналитические и метод статистических испытаний (Монте-Карло). Применение аналитических методов оценки надёжности сложных систем является затруднительным, а во многих случаях невозможным из-за большой размерности формируемой задачи [26,96], особенно это критично при оценке режимной надёжности, так как требуется проводить оценку за минимально возможное время.

Рассмотрим применение метода Монте-Карло для анализа режимной надёжности. При его применении появляется возможность получить различные показатели системы, которые максимально полно характеризуют её Надёжность [38,96,226]. Так как современные ЭЭС, характеризуются интеграцией большого количества элементов распределённой генерации, в том числе ВИЭ и систем накопителей электроэнергии, то метод Монте-Карло будет максимально пригодным для оценки надёжности таких ЭЭС, где требуется анализ множества случайных событий и состояний ЭЭС. Укрупнённая блок схема алгоритма оценки режимной надёжности ЭЭС на основе метода Монте-Карло представлена на Рисунке 5.2 [222].

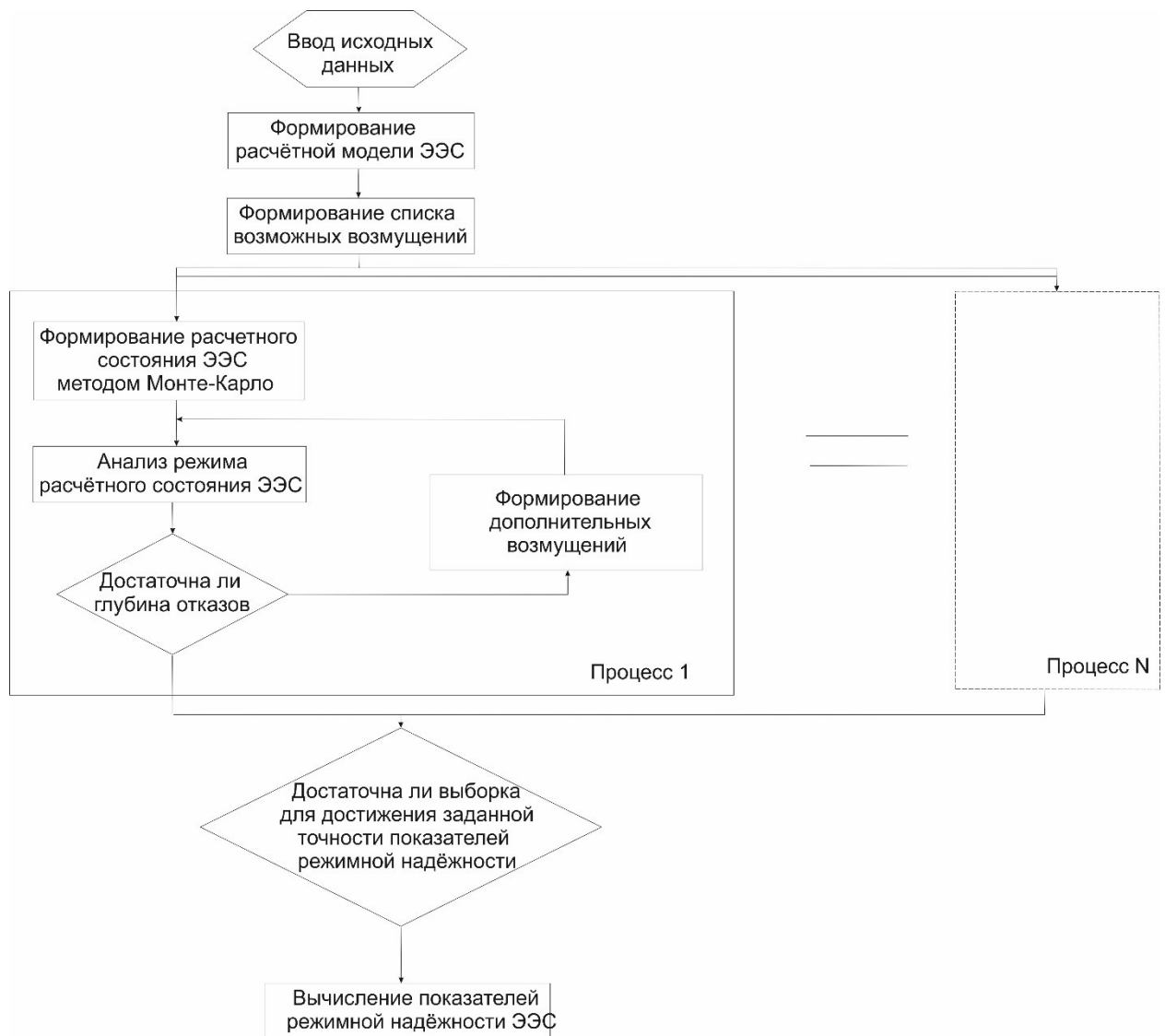


Рисунок 5.2 – Укрупнённая блок схема алгоритма оценки режимной надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло

Рассмотрим более подробно основные этапы представленного алгоритма.

1. Формирование расчётной модели ЭЭС. Расчётная модель ЭЭС конструируется на основе формализованных описаний установленного оборудования, предоставляемых энергокомпаниями. В качестве иллюстрации современного подхода к стандартизации таких описаний можно отметить активно развивающуюся в настоящее время технологию Common Information Model (CIM) [227].

Исходная (полная) оперативная схема ЭЭС формируется на предварительном этапе, предшествующем запуску программного комплекса для оценки режимной надёжности. Непосредственно в оперативном цикле управления исходные данные

для моделирования текущего режима ЭЭС формируются на основе измерений, получаемых от систем SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) или WAMS (Wide-Area Measurement System), с последующей обработкой в рамках задачи оценки состояния энергосистемы.

Статистические данные по аварийности оборудования накапливаются в специализированной базе данных, структура которой адаптирована под специфику рассматриваемой электроэнергетической системы. Впоследствии эти данные подвергаются обработке с целью их последующей интеграции в модель оценки режимной надёжности. Важно при оценке режимной надёжности ЭЭС для определения показателей аварийности использовать реальные данные о текущих условиях функционирования энергетического оборудования.

2. Формирование списка возможных возмущений. При анализе статической режимной надёжности ЭЭС в качестве возмущений могут рассматриваться как, к примеру, нормативные возмущения [53], так и возмущения эквивалентные только отказам энергетического оборудования.

3. Формирование расчётного состояния ЭЭС методом Монте-Карло. Для формирования ансамбля расчётных состояний электроэнергетической системы, необходимого в рамках метода статистических испытаний (метода Монте-Карло), осуществляется моделирование случайных возмущений, имитирующих возможные отказы энергетического оборудования. Исторически применение данного метода в задачах оперативного анализа было ограничено в связи с высокой вычислительной сложностью, обусловленной необходимостью обработки значительного числа сценарных состояний, что требовало существенных затрат машинного времени и вычислительных мощностей. В данном исследовании для преодоления указанного ограничения предлагается использование аппроксимирующих моделей чувствительности ЭЭС различных порядков. Дополнительное ускорение процедуры анализа установившихся режимов может быть достигнуто за счёт применения специализированных вычислительных методов, таких как распараллеливание алгоритмов.

При моделировании состояний ЭЭС принято выделять три ключевых функциональных составляющих: генерация, передача и потребление электроэнергии. Расчёт системных показателей надёжности требует предварительной оценки технического состояния каждой из указанных подсистем.

Для моделирования процесса генерации электроэнергии сложные схемы электрических станций или отдельных агрегатов могут быть упрощены до эквивалентных моделей, которые подходят для оценки надёжности. При этом формирование такой модели должно основываться на доступных статистических данных о сбоях в работе генерирующего оборудования. В результате в конечной модели могут быть использованы эквивалентные генераторы, чьи статистические показатели аварийности учитывают как внутренние отказы, так и внешние факторы, влияющие на работу электростанции. Это позволяет избежать необходимости детального моделирования всей станции или применения более сложных методов анализа.

Располагаемая мощность m -го генерирующего агрегата в i -ом расчетном состоянии (испытании) определяется следующим образом:

$$P_{m_i}^{\text{ген}} = \begin{cases} 0, & \text{если } q_{m_i}^{\text{деф}} < q_{c_m} \\ P_{m_{\text{расп}}}^{\text{ген}}, & \text{если } q_{m_i}^{\text{деф}} \geq q_{c_m} \end{cases}, \quad (5.1)$$

где: $P_{m_i}^{\text{ген}}$ – полученная в результате моделирования мощность генерирующего агрегата, МВт; $P_{m_{\text{расп}}}^{\text{ген}}$ – фактическая располагаемая мощность генерирующего агрегата, МВт; $q_{m_i}^{\text{деф}}$ – полученная в результате разыгрывания по методу Монте-Карло вероятность отказа m -ого генерирующего агрегата; q_{c_m} – статистическая вероятность отказа m -ого генерирующего агрегата.

Моделирование надёжности элементов сетевой инфраструктуры осуществляется по аналогии с моделированием генерирующих агрегатов, в частности, с применением метода Монте-Карло. Каждый сетевой элемент характеризуется собственной статистикой отказов, которая должна быть учтена в процессе оценки режимной надёжности. Под элементами сети в данном контексте понимается оборудование, представленное в эквивалентной расчётной схеме в

виде ветвей: линии электропередачи, трансформаторы, реакторы и тому подобное. Надёжностные характеристики коммутационных аппаратов, включая вероятность их отказа, агрегируются в параметры соответствующих эквивалентных ветвей. Следовательно, итоговая вероятность отказа эквивалентной ветви является композиционной величиной и включает в себя вероятность отказа основного элемента сети (например, ЛЭП) и вероятности отказа ассоциированных с ним коммутационных элементов. На примере ЛЭП покажем процедуру моделирование состояния сетевых элементов. Рабочая характеристика n -ой линии электропередачи в i -том расчетном состоянии определяется следующим образом:

$$P_{n_i}^{\text{сеть}} = \begin{cases} 0, & \text{если } q_{n_i}^{\text{деф}} < q_{c_n} \\ P_{n_{\text{спо}}}^{\text{сеть}}, & \text{если } q_{n_i}^{\text{деф}} \geq q_{c_n} \end{cases}, \quad (5.2)$$

где: $P_{n_i}^{\text{сеть}}$ – полученная в результате моделирования рабочая характеристика линии электропередачи, МВт; $P_{n_{\text{спо}}}^{\text{сеть}}$ – фактическая рабочая характеристика линии электропередачи, МВт; $q_{n_i}^{\text{деф}}$ – полученная в результате разыгрывания по методу Монте-Карло вероятность отказа n -ой линии электропередачи; q_{c_n} – статистическая вероятность отказа n -ой линии электропередачи.

Для учёта нерегулярных (случайных) колебаний нагрузки может быть задана функция нормального закона распределения плотность вероятности ($f(P_{m_i}^{\text{нагр}})$) которой задана следующим образом [228]:

$$f(P_{m_i}^{\text{нагр}}) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{P_{m_i}^{\text{нагр}} - M[P_{m_i}^{\text{нагр}}]}{2\sigma^2}}, \quad (5.3)$$

где: $P_{m_i}^{\text{нагр}}$ – значение случайной величины потребления мощности, МВт; σ – среднеквадратическое отклонение потребления мощности; $M[P_{m_i}^{\text{нагр}}]$ – математическое ожидание потребления мощности, МВт.

Далее, используя метод Монте-Карло, производится разыгрывание случайных отклонений нагрузки для каждого расчетного состояния.

В случае наличия в ЭЭС крупных потребителей со свойственными им внезапными включениями и отключениями крупной нагрузки (относительно

мощности ЭЭС), необходимо моделирование данных включений и отключений, применяя аппарат Монте-Карло аналогично моделированию генерации (5.1).

Вероятность отказа оборудования может быть определена по следующему выражению [229]:

$$q_c(t) = 1 - e^{-\varpi t} \quad (5.4)$$

где: $q_c(t)$ - вероятность отказа элемента в момент времени t ; ϖ – параметр потока отказов рассматриваемого элемента ЭЭС, 1/год; t – время работы элемента от ввода в работу или от капитального или среднего ремонта до момента оценки режимной надёжности, ч.

Стоит отдельно отметить, что (5.4) это обобщенная зависимость для определения вероятности отказа энергетического оборудования. По факту при оценке режимной надёжности задача определения вероятности отказа должна решаться с более «глубокой» проработкой и использованием специализированных методов, в которых учитываются складывающиеся внутренние и внешние условия функционирования энергетического оборудования.

4. Анализ режима сформированных расчётных состояний ЭЭС.

Для каждого сформированного случайного состояния проверяется его допустимость с точки зрения режима, а именно, проверяется возможность его существования, устойчивость и возможность динамического перехода в послеаварийный режим.

Так как сформированные состояния ЭЭС могут рассчитываться независимо, то возможно применить распараллеливание расчетов. Распараллеливание возможно как на одном вычислительном узле (кластере), так и в локальной вычислительной сети.

Допустим режим или нет, определяется по следующим критериям:

- существование режима (определяется сходимостью установившегося режима (УР));
- нахождение параметров режима в допустимых диапазонах (напряжения, токи, мощности);
- статическая устойчивость ЭЭС в анализируемом режиме.

При моделировании режимов ЭЭС противоаварийную автоматику предлагается учитывать в виде обобщенных (идеальных) алгоритмов ПАА, задаваемых на интерпретируемом языке программирования. При аварийных событиях учитывается срабатывание ПАА и тем самым обеспечение устойчивости ЭЭС с учётом действия ПАА [230,231].

4. *Анализ достаточности глубины отказа.* На каждой итерации расчёта по методу Монте-Карло выполняется проверка приближения режимных параметров каждого элемента системы к предельно допустимым значениям. Критерий близости к границе может устанавливаться эмпирически, поскольку точность его определения влияет преимущественно на объём требуемых вычислительных ресурсов, то есть на необходимое количество моделируемых состояний системы. В случае обнаружения нарушения установленного предела хотя бы для одного элемента, алгоритм может предусматривать дополнительную итерацию с принудительным отключением элемента, демонстрирующего наибольшее отклонение от нормы. При этом в процессе моделирования ведётся учёт и ограничение максимально допустимого количества одновременно отключённых элементов.

5. *Вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС.* При оценке режимной надёжности ЭЭС методом статистических испытаний могут быть вычислены следующие показатели режимной надёжности:

1) *Вероятность безотказной (бездефицитной) работы потребителей электроэнергии $P^{\text{БРП}}$.*

$$P_j^{\text{БРП}} = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I q_{ij}^{\text{деф}}, j = 1, \dots, J, \quad (5.5)$$

где: n - суммарное количество испытаний (разыгрывание состояний) ЭЭС; $q_{ij}^{\text{деф}}$ - вероятность дефицита мощности в i -ом расчетном состоянии, в j -ом узле; I - количество расчетных состояний; J - количество узлов расчетной схемы (модели).

$$q_{ij}^{\text{деф}} = \begin{cases} 1, & \text{если } \Delta N_{ij} > 0 \\ 0, & \text{если } \Delta N_{ij} = 0 \end{cases} \quad (5.6)$$

где: ΔN_{ij} - дефицит мощности в j -ом узле, в i -ом испытании, МВт.

2) Математическое ожидание (м.о.) дефицита мощности у потребителей:

$$\Delta N_j^{\text{деф}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I \Delta N_{ij}, j = 1, \dots, J, \quad (5.7)$$

3) Двойственные оценки (вероятность выхода на границу) режимных параметров ЭЭС. В качестве режимных параметров используем коэффициент запаса устойчивости по активной мощности и коэффициент запаса по напряжению [53]:

3.1) Вероятность нарушения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности:

$$P_j^{\text{уАМ}} = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I q_{ij}^{\text{уАМ}}, j = 1, \dots, J, \quad (5.8)$$

где: $q_{ij}^{\text{уАМ}}$ - вероятность нахождения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности в границах допустимых (нормируемых) значений j -ой линии электропередачи в i -ом испытании.

$$q_{ij}^{\text{уАМ}} = \begin{cases} 1, \text{ если } K_{ij}^{\text{уАМ}} \geq K_{\text{норм}}^{\text{уАМ}} \\ 0, \text{ если } K_{ij}^{\text{уАМ}} < K_{\text{норм}}^{\text{уАМ}} \end{cases} \quad (5.9)$$

где: $K_{ij}^{\text{уАМ}}$ - коэффициент запаса устойчивости по активной мощности в j -ой линии электропередачи в i -ом испытании [53]; $K_{\text{норм}}^{\text{уАМ}}$ - принятый норматив коэффициента запаса устойчивости по активной мощности.

3.2) Вероятность нарушения коэффициента запаса по напряжению в узлах ЭЭС:

$$P_j^{\text{уН}} = 1 - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I q_{ij}^{\text{уН}}, j = 1, \dots, J, \quad (5.10)$$

где: $q_{ij}^{\text{уН}}$ - вероятность нахождения коэффициента запаса по напряжению в границах допустимых (нормируемых) значений в j -ом узле в i -ом испытании.

$$q_{ij}^{\text{уН}} = \begin{cases} 1, \text{ если } K_{ij}^{\text{уН}} \geq K_{\text{норм}}^{\text{уН}} \\ 0, \text{ если } K_{ij}^{\text{уН}} < K_{\text{норм}}^{\text{уН}} \end{cases} \quad (5.11)$$

где: $K_{ij}^{УН}$ - коэффициент запаса устойчивости по напряжению в j -ом узле в i -ом испытании [53]; $K_{норм}^{УН}$ - принятый норматив коэффициента запаса устойчивости по напряжению.

3.3) Вероятность превышения максимально допустимого перетока мощности в контролируемом сечении:

$$P_j^{ППМ} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I q_{ij}^{ППМ}, j = 1, \dots, J, \quad (5.12)$$

где: $q_{ij}^{ППМ}$ - вероятность превышения максимально допустимого перетока мощности в j -ой линии электропередачи в i -ом испытании.

$$q_{ij}^{ППМ} = \begin{cases} 1, \text{ если } P_{ij}^{ППМ} \geq P_{норм}^{ППМ} \\ 0, \text{ если } P_{ij}^{ППМ} < P_{норм}^{ППМ} \end{cases} \quad (5.13)$$

где: $P_{ij}^{ППМ}$ - расчетный переток активной мощности по j -ой линии электропередачи в i -ом испытании; $P_{норм}^{ППМ}$ - заданное максимально допустимое значение перетока активной мощности по j -ой линии электропередачи.

3.4) Вероятность отклонения напряжения за допустимые значения в узлах ЭЭС:

$$P_j^{ОН} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I q_{ij}^{ОН}, j = 1, \dots, J, \quad (5.14)$$

где: $q_{ij}^{ОН}$ - вероятность отклонения напряжения за допустимые пределы в j -ом узле в i -ом испытании.

$$q_{ij}^{ОН} = \begin{cases} 1, \text{ если } U_{нормMIN} > U_{ij} \text{ или } U_{ij} > U_{нормMAX} \\ 0, \text{ если } U_{нормMIN} \leq U_{ij} \leq U_{нормMAX} \end{cases}, \quad (5.15)$$

где: U_{ij} - расчетное напряжение в j -ом узле в i -ом испытании; $U_{нормMAX}$, $U_{нормMIN}$ - заданные максимально и минимально допустимые значения напряжения в узлах ЭЭС.

3.5) Вероятность превышения допустимой токовой нагрузки ЛЭП:

$$P_j^{\text{ПТН}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^I q_{ij}^{\text{ПТН}}, j = 1, \dots, J, \quad (5.16)$$

где: $q_{ij}^{\text{ПТН}}$ - вероятность превышения максимально токовой нагрузки j -ой линии электропередачи в i -ом испытании.

$$q_{ij}^{\text{ПТН}} = \begin{cases} 1, & \text{если } I_{ij} > I_{\text{норм}} \\ 0, & \text{если } I_{ij} \leq I_{\text{норм}} \end{cases}, \quad (5.17)$$

где: I_{ij} - расчетный токовая нагрузка j -ой линии электропередачи в i -ом испытании; $I_{\text{норм}}$ - заданная максимальная допустимое токовая нагрузка j -ой линии электропередачи.

В *Приложении Д* представлен пример применения предлагаемой методики оценки режимной надёжности ЭЭС на основании метода Монте-Карло и на основании критерия $N-1$.

5.3. Различные формы представления интегральных моделей электроэнергетических систем и их анализ

В этом разделе сосредоточим внимание на представлении интегральных моделей (или просто математических моделях) ЭЭС, в том числе новых видах этих моделей, которые в дальнейшем будут использоваться для получения новых видов дифференциальных моделей ЭЭС и матриц чувствительности на их основе. В свою очередь, полученные матрицы чувствительности будут использованы для анализа режимной надёжности ЭЭС.

ЭЭС являются сложными техническими объектами, имеющие глобальное пространственное распределение и широкую технологическую структуру. Для управления такими объектами необходимо решать ряд сложных задач. Решение этих задач направлено на обеспечение различных критериев функционирования ЭЭС. Основополагающей задачей при управлении развитием и функционированием ЭЭС является анализ режимов. При этом режимы могут быть

разными (переходные и установившиеся). В работе рассматриваются установившиеся послеаварийные режимы ЭЭС. Математическое моделирование функционирования ЭЭС предполагает наличие соответствующей математической модели (далее модели). Модель должна удовлетворять поставленным целям, а именно давать возможность формулировать и решать задачи анализа и синтеза ЭЭС. Модель может быть представлена в виде набора отдельных элементов. В частности, в виде системы уравнений. При решении некоторых задач, в том числе при анализе режимной надёжности ЭЭС необходимо достаточно быстро и точно определять зависимость изменения одних режимных параметров от изменения других. В случае анализа ЭЭС это может быть проблематично, так как эти зависимости в общем случае нельзя выразить явно. Установившийся режим ЭЭС в общем виде можно описать векторным уравнением вида [221,232-237]:

$$W(X, V) = 0, \quad (5.18)$$

где W – неявная вектор-функция; X – вектор входных параметров режима ЭЭС; V – вектор выходных параметров режима ЭЭС.

Классическая задача распределения потоков мощности (токов) в ЭЭС состоит в том, чтобы найти все потоки мощности (токи) входящие и выходящие из всех узлов и все напряжения в узлах заданной системы, кроме напряжения в базисном и балансирующих узлах [236].

5.3.1. Представление интегральных моделей электроэнергетических систем в декартовой системе координат

Модели ЭЭС обычно задают в индексном (координатном) и векторно-матричном видах. В вычислительном плане использование векторно-матричных уравнений полезно не только потому, что законы выглядят проще, но и более ясно проступает физическое содержание уравнений безотносительно к выбору системы координат [238]. Они также полезны для понимания и анализа методов решения уравнений, основанных на этих моделях.

В разделе будут рассмотрены математические модели УР ЭЭС трёхфазной сети переменного тока, на основании которых решаются задачи анализа установившихся режимов ЭЭС, в том числе послеаварийных. Будут представлены только те интегральные модели ЭЭС, которые в дальнейшем дифференцируются для получения дифференциальных моделей и матриц чувствительности на их основе. Также, стоит отметить, что не все представленные интегральные модели ЭЭС относятся к результатам автора, некоторые уже разработанные модели представлены для полноты изложения и лучшего восприятия материала. Для моделей, которые представлены впервые и разработаны автором, будут даны соответствующие комментарии.

Величины, входящие в соотношения решаемой задачи анализа УР ЭЭС, являются комплексными и вещественными числами. В уравнениях используются следующие величины: узловые напряжения (в алгебраической форме (декартовых координатах)): $U = U_a + jU_r$, где $U_a \in \mathbb{R}_+$ – активная составляющая напряжения (далее – активное напряжение, где $\mathbb{R}_+$ – множество неотрицательных действительных чисел), $U_r \in \mathbb{R}$ – реактивная составляющая напряжения (далее – реактивное напряжение) соответственно, j – мнимая единица; также напряжение может быть представлено в показательной форме (в полярных координатах) $U = Ve^{j\delta}$, $V \in \mathbb{R}_+$ – модуль напряжения, $\delta \in \mathbb{R}$ – фазовый угол сдвига напряжения относительно напряжения в базисном узле); комплексное (полное) сопротивление ветви ($Z = R + jX$, где $R \in \mathbb{R}_+$ – активное сопротивление, $X \in \mathbb{R}$ – реактивное сопротивление) или проводимость ветви (линии электропередачи) ($Y = G + jB$, где $G \in \mathbb{R}_+$ – активная проводимость, $B \in \mathbb{R}$ – реактивная проводимость); комплексная (полная) мощность потребителей и генераторов ($S = P + jQ$, где $P \in \mathbb{R}_+$ – активная мощность, $Q \in \mathbb{R}$ – реактивная мощность) или комплексные (полные) потребляемые и генерируемые токи ($I = I_a + jI_r$, где $I_a \in \mathbb{R}_+$ – активный ток, $I_r \in \mathbb{R}$ – реактивный ток), перетоки полной мощности по ветвям ($\underline{S} = \underline{P} + j\underline{Q}$, где $\underline{P} \in \mathbb{R}_+$ – переток активной мощности, $\underline{Q} \in \mathbb{R}$ – переток

реактивной мощности) или токи в ветвях ($\underline{I} = \underline{I}_a + j\underline{I}_r$, где $\underline{I}_a, \underline{I}_r \in \mathbb{R}_+$ – активный и реактивный токи соответственно). Если все сопротивления (проводимости) известные постоянные величины, то уравнения, описывающие токораспределение в ЭЭС являются линейными, а уравнения, описывающие потокораспределение мощности в сети – нелинейными.

В основе математических уравнений установившихся режимов лежат фундаментальные физические законы Ома, Кирхгофа, формула для нахождения полной мощности.

Интегральные модели электроэнергетических систем в декартовой системе координат в форме баланса токов

Для произвольной ЭЭС, топология которой описывается матрицей инцидентности $\mathbf{A}$ [239,240] ($\mathbf{A}$ имеет размер $n \times m$, где n – число узлов ЭЭС, m – число ветвей (дуг, линий электропередачи (ЛЭП)) ЭЭС) запишем *первый закон Кирхгофа* в векторно-матричной форме

$$\mathbf{A}\underline{I} = \mathbf{I}, \quad (5.19)$$

где: $\underline{I} - m \times 1$ комплекснозначный вектор токов в ветвях; $\mathbf{I} - n \times 1$ комплекснозначный вектор токов в узлах.

Определим вектор токов в ветвях

$$\underline{I} = \tilde{Y}\mathbf{A}^T \mathbf{U}, \quad (5.20)$$

где: $\tilde{Y} - m \times m$ диагональная комплекснозначная матрица проводимостей ветвей, $\mathbf{A}^T - m \times n$ транспонированная матрица инцидентности, $\mathbf{U} - m \times 1$ комплекснозначный вектор напряжений в узлах ЭЭС.

Соотношения (5.19) и (5.20) составляют интегральную математическую модель ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса токов, на основании которой могут быть рассчитаны установившиеся режимы (УР) ЭЭС, они позволяют записать уравнение узловых напряжений, связывающие узловые токи с узловыми напряжениями с использованием матрицы узловых проводимостей (будем обозначать эту модель - модель №1)

Модель №1 позволяет сформировать линейные системы уравнений, описывающие УР ЭЭС. Заданными параметрами являются матрица инцидентности, проводимости ЛЭП, токи нагрузки и генерации и напряжение, как минимум в одном узле (который называется базисным). Искомыми переменными являются напряжения во всех узлах кроме базисного и токи по ЛЭП. Число уравнений в таких системах $n + m$, где n – число узлов ЭЭС, а m – число ЛЭП (ветвей). Число искомых переменных $n - 1$ напряжений в узлах, m – токов по ЛЭП и ток в базисном узле. Часто из уравнений на основании модели №1 удаляется одно уравнение (линейно зависимое), тогда ток в базисном узле находится после решения системы уравнений. Основным достоинством модели №1 является то, что система уравнений на её основе является линейной, для решения которой используются проработанные и распространённые методы. Основным недостатком модели №1 является то, что эта модель не позволяет рассчитывать УР, когда заданы мощности в узлах системы.

Если подставить токи в ветвях из (5.19) в (5.20), то получим векторно-матричное комплекснозначное уравнение, связывающее токи и напряжения в узлах, которое обычно называют уравнением узловых напряжений [235,241], или узловых потенциалов [242]

$$I = A\tilde{Y}A^T U, \quad (5.21)$$

Результирующую комплекснозначную матрицу $A\tilde{Y}A^T$ из (5.21) называют матрицей узловых проводимостей $Y_N = A\tilde{Y}A^T$ (размер $Y_N - n \times n$).

Свойства матрицы Y_N обуславливают хорошие вычислительные качества алгоритмов для решения систем с этой комплекснозначной матрицей

$$Y_N = G_N + jB_N,$$

где $G_N, B_N - n \times n$ матрицы, составляющие действительную и мнимую части матрицы узловых проводимостей Y_N ; G_N, B_N являются симметрическими матрицами.

В итоге, соотношение (5.21) примет вид

$$I = Y_N U. \quad (5.22)$$

Соотношение (5.22) представляет собой другой вид интегральной математической модели для анализа УР ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса токов (модель №2). На основании этой модели формируются система уравнений узловых напряжений [235]. Число уравнений узловых напряжений равно $n - 1$, т.е. равно числу искомых напряжений. После определения узловых напряжений прямым счетом можно определить токи по ЛЭП, используя (5.20).

Примем тот факт, что ЭДС на участках схемы отсутствует, что не умаляет общности рассуждений.

Интегральные модели электроэнергетических систем в декартовой системе координат в форме баланса мощностей

В случаях, когда нагрузка и генерация в узлах ЭЭС задаются мощностями, используется формула определения полной мощности [236,241]. В векторно-матричном виде эта формула выглядит следующим образом:

$$\mathbf{S} = \tilde{\mathbf{U}}\bar{\mathbf{I}}, \quad (5.23)$$

где $\tilde{\mathbf{U}}$ – диагональная матрица, на диагонали которой располагаются элементы вектора $\mathbf{U}$; $\bar{\mathbf{I}} – n \times 1$ комплексно-сопряжённый вектор³ к вектору $\mathbf{I}$ [246] или

$$\bar{\mathbf{S}} = \bar{\tilde{\mathbf{U}}}\mathbf{I}, \quad (5.24)$$

где $\bar{\mathbf{S}} – n \times 1$ комплексно-сопряжённый вектор к вектору $\mathbf{S}$, $\bar{\tilde{\mathbf{U}}} – n \times n$ диагональная комплексно-сопряжённая матрица к матрице $\tilde{\mathbf{U}}$.

При анализе реальных ЭЭС обычно оперируют не токами в узлах нагрузки и генерации, а мощностями, поэтому внесем в модель №1 некоторые корректировки, путём замены вектора токов в узлах. Для этого выразим вектор токов ($\mathbf{I}$) из (5.24):

$$(\bar{\tilde{\mathbf{U}}})^{-1}\bar{\mathbf{S}} = \mathbf{I}. \quad (5.25)$$

Подставив (5.25) в (5.19) получим

³ Комплексно-сопряжённая матрица (вектор) определяется как $\bar{\mathbf{Z}} = \mathbf{X}^T - j\mathbf{Y}^T$, где $\mathbf{X}, \mathbf{Y}$ – вещественные матрицы (вектора) того же размера, что и комплексная матрица (вектор) $\mathbf{Z}$.

$$\underline{AI} = (\bar{U})^{-1}\bar{S}. \quad (5.26)$$

Соотношения (5.20) и (5.26) составляют интегральную модель ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса мощностей (модель №3).

Модель №3 позволяет сформировать нелинейные системы уравнений относительно напряжений в узлах и токов по ЛЭП, описывающие УР ЭЭС. Заданные параметры идентичны модели №1 кроме того, что вместо токов в узлах, задаются мощности нагрузки и генерации в узлах (кроме балансирующего узла). Искомые переменные идентичны переменным в модели №1. Число уравнений в таких системах $n - 1 + m$. Число искомых переменных: $n - 1$ напряжений в узлах, m – токов по ЛЭП и мощность в балансирующем узле. Особенностью модели №3 можно считать то, что задаются мощности в узлах и при необходимости можно оперировать зависимостями мощностей в узлах от соответствующих напряжений.

Как уже сказано выше, модель №3 является нелинейной и при решении уравнений на её основе получается множество решений, из которых только одно является физически реализуемым. На практике, как правило, выбирают решение, где активные напряжения в узлах наиболее близки к номиналу. Более подробно этот вопрос рассмотрен далее.

Далее запишем еще один вид интегральной модели ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса мощностей (модель №4). Для этого в (5.23) заменим вектор токов (I) из (5.21). В итоге получим значение мощности в узлах системы через напряжения в узлах [241]

$$\bar{S} = \bar{U}A\tilde{Y}A^T U, \text{ или } \bar{S} = \bar{U}Y_N U. \quad (5.27)$$

В правой части (5.27) каждая компонента вектора, - это алгебраическая сумма входящих и выходящих мощностей по ЛЭП из соответствующего узла.

Модель №4 позволяет сформировать системы нелинейных уравнений относительно напряжений в узлах, описывающие УР ЭЭС. Заданными параметрами модели №4 являются матрица инцидентности, проводимости ЛЭП, мощности нагрузки и генерации и напряжение как минимум в базисном узле. Число

уравнений в системах, основанных на модели №6, равно n . Число искомых переменных - $n - 1$ напряжений в узлах и мощность в базисном узле.

Модель №4 можно представить в другой *новой* форме (такая форма представлена *впервые*), а именно

$$\bar{\mathbf{S}} = sbd(\mathbf{Y}_N) \bar{\mathbf{U}} \otimes \mathbf{U}, \quad (5.28)$$

где $sbd(\mathbf{Y}_N) - n \times n^2$ ступенчатая блочно-диагональная матрица, сформированная

$$\text{следующим образом, } sbd(\mathbf{Y}_N) = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{N1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{Y}_{N2} & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{Y}_{Nn} \end{bmatrix} \mathbf{Y}_{N1}, \mathbf{Y}_{N2}, \mathbf{Y}_{Nn} - \text{соответствующие}$$

строки матрицы $\mathbf{Y}_N$.

Представление модели №4 в форме (5.28) может быть полезно при анализе ЭЭС, так как векторы напряжения вынесены в правую часть.

В некоторых задачах необходимо определять не токи в ветвях, а перетоки мощности. Чтобы дополнить модель №4 требуемыми соотношениями рассмотрим выражения для определения передаваемой мощности по ветви из узла k в узел l [235]:

мощность, исходящая из узла k по ветви kl :

$$S_{kl}^H = U_k(\bar{U}_k - \bar{U}_l)\bar{Y}_{kl} - jU_k^2 b_{kl}; \quad (5.29)$$

мощность, входящая в узел l по дуге kl :

$$S_{kl}^k = U_l(\bar{U}_l - \bar{U}_k)\bar{Y}_{kl} + jU_l^2 b_{kl}, \quad (5.30)$$

где b_{kl} – поперечная ёмкостная проводимость на землю, которая может быть определена по формуле $b_{kl} = b_0 l_b / 2$, b_0 – погонная поперечная ёмкостная проводимость на землю, См/км; l_b – длина ветви, км.

Запишем выражения для определения потоков мощности в начале (исходящие, $\underline{\mathbf{S}}^H$) и в конце ветви (входящие, $\underline{\mathbf{S}}^K$) в векторно-матричном виде:

$$\underline{\mathbf{S}}^H = (\widetilde{\mathbf{A}^+})^T \mathbf{U} \bar{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} - j \tilde{\mathbf{b}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} \mathbf{U}, \quad (5.31)$$

$$\underline{\mathbf{S}}^K = (\widetilde{\mathbf{A}^-})^T \mathbf{U} \bar{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} + j \tilde{\mathbf{b}} \mathbf{A}^T \bar{\mathbf{U}} \mathbf{U}, \quad (5.32)$$

где: A^+ – $n \times t$ матрица инцидентности начальных узлов и исходящих ветвей (все элементы либо 0, либо 1); A^- – $n \times t$ матрица инцидентности конечных узлов и входящих ветвей (все элементы либо 0, либо -1); $\tilde{b}$ – диагональная матрица порядка t , на диагонали которой стоят половины поперечных ёмкостных проводимостей соответствующих ветвей на землю.

Представление исходящих из узлов ЭЭС и входящих в узлы ЭЭС потоков мощности в векторно-матричном виде представлено *впервые* в настоящей работе. Такое представление полезно для дальнейшего анализа векторно-матричных уравнений и их преобразований.

Совокупность соотношений (5.31), (5.32) и (5.28) расширяет модель №4 и формирует следующую интегральную модель ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса мощностей (модель №5). Модель №5 позволяет дополнительно определять перетоки мощности по ветвям.

Для определения мощности в начале и в конце ветви и напряжений в узлах необходимо решать систему уравнений (5.28), (5.31), (5.32) при заданных: матрице инцидентности, проводимости всех ветвей, мощности генерации и нагрузки во всех узлах кроме одного. Система (5.28), (5.31), (5.32) содержит $n + 2t$ переменных $(U, \underline{S}^H, \underline{S}^K)$, то есть система замкнутая (число уравнений равно числу неизвестных).

1. Система (5.28), (5.31), (5.32) имеет специфику, т.е. можно сначала решить систему (5.28), – найти напряжения во всех узлах.

2. По известным напряжениям в узлах прямым счетом из уравнений (5.31), (5.32) находим $\underline{S}^H, \underline{S}^K$.

$\sum S_{kl}^H + \sum S_{kl}^K = S_k$, где суммирование идёт по всем узлам l смежным узлу k .

Для решения систем уравнения методом Ньютона-Рафсона (самый распространённый метод на практике для решения этой задачи), основанной на модели №4, необходимо выполнить её декомплексификацию, так как (5.28) содержит комплексно-сопряжённые величины, присутствие которых не позволяет выполнить дифференцирование (по причине невыполнения условия Коши-Римана [276]). Распишем (5.28), используя алгебраическую форму комплексных величин:

$$\begin{aligned}
P - jQ &= \bar{U} Y_N U = (\tilde{U}_a - j\tilde{U}_r)(G_N + jB_N)(U_a + jU_r) = (\tilde{U}_a - \\
&j\tilde{U}_r)((G_N U_a - B_N U_r) + j(G_N U_r + B_N U_a)) = \tilde{U}_a(G_N U_a - \\
&B_N U_r) + \tilde{U}_r(G_N U_r + B_N U_a) - j(\tilde{U}_r(G_N U_a - B_N U_r) - \\
&\tilde{U}_a(G_N U_r + B_N U_a)) = \tilde{U}_a G_N U_a - \tilde{U}_a B_N U_r + \tilde{U}_r G_N U_r + \\
&\tilde{U}_r B_N U_a - j(\tilde{U}_r G_N U_a - \tilde{U}_r B_N U_r - \tilde{U}_a G_N U_r - \tilde{U}_a B_N U_a),
\end{aligned} \tag{5.33}$$

где U_a, U_r — $n \times 1$ векторы, компоненты которых — активные и реактивные напряжения в узлах ЭЭС; $\tilde{U}_a, \tilde{U}_r$ — $n \times n$ диагональные матрицы, диагональные элементы которых соответствуют векторам U_a, U_r ; G_N, B_N — $n \times n$ матрицы узловых активных и реактивных проводимостей.

Проведём декомплексификацию (5.33) и запишем систему векторно-матричных уравнений УР ЭЭС в пространстве вещественных переменных:

$$P = \tilde{U}_a G_N U_a - \tilde{U}_a B_N U_r + \tilde{U}_r G_N U_r + \tilde{U}_r B_N U_a, \tag{5.34}$$

$$Q = \tilde{U}_r G_N U_a - \tilde{U}_r B_N U_r - \tilde{U}_a G_N U_r - \tilde{U}_a B_N U_a. \tag{5.35}$$

Соотношения (5.34), (5.35) формируют следующую интегральную модель ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса мощностей (модель №6). Искомыми величинами являются: компоненты векторов U_a и U_r , кроме значений в базисном узле, которые являются заданными величинами; компоненты векторов P и Q в базисном узле. Все остальные величины являются заданными.

При формировании систем уравнений на основании модели №6 существует классификация узлов расчетной схемы. Забегая вперёд, стоит отметить, что одним из видов узлов в этой классификации являются PV узлы (это генераторные узлы, в которых заданными величинами являются активные мощности и модули напряжений, а искомыми реактивные мощности и фазовые углы напряжения). Если присутствуют PV узлы, то из системы (5.34), (5.35) удаляются все уравнения (5.35), соответствующие PV узлам, так как для этих уравнений число неизвестных становится больше числа уравнений. В PV узлах заданным является модуль напряжения, в то время как реактивная мощность в этом узле является искомой переменной. Чтобы решить усечённую систему (5.34), (5.35), необходимо добавить

дополнительные уравнение для PV узлов. Скалярный вид такого уравнения будет следующим [241]:

$$U_{a_k}^2 + U_{r_k}^2 = V_k^2, k \in \{PV\}. \quad (5.36)$$

где V_k – модуль напряжения в узле k ; $|\{PV\}| = n_1$ – число узлов типа PV .

В векторно-матричном виде (5.36) можно записать (такая запись уравнения (5.36) в векторно-матричном виде представлена *впервые*)

$$\tilde{U}_a^{(6)} U_a^{(6)} + \tilde{U}_r^{(6)} U_r^{(6)} = \tilde{V}^{(6)} V^{(6)}. \quad (5.37)$$

где $\tilde{U}_a^{(6)}, \tilde{U}_r^{(6)}, \tilde{V}^{(6)}$ – $n \times n$ диагональные матрицы, на диагонали которых расположены значения активных, реактивных и модулей напряжений в балансирующих узлах; $U_a^{(6)}, U_r^{(6)}, V^{(6)}$ – $n_1 \times 1$ векторы, компоненты которых, – активные, реактивные и модули напряжения в узлах ЭЭС, являются заданными.

В итоге, уравнения (5.34), (5.35) и (5.37) формируют следующую интегральную модель расчета УР ЭЭС в декартовой системе координат в форме баланса мощностей (модель №7).

Представление интегральных моделей электроэнергетических систем в полярной системе координат

Так как при управлении ЭЭС оперируют модулями и фазовыми углами напряжения в узлах, то, как уже отмечено выше, это формирует требования для представления модели потокораспределения ЭЭС с заменой напряжений с алгебраической формы на тригонометрическую или показательную. В случае представления математической модели в форме баланса мощности, могут быть заданы в узлах: активная и реактивная составляющие полной мощности (PQ узлы); активная составляющая мощности и модуль напряжения (PV узлы), этот вид узлов называют балансирующим по реактивной мощности; модуль и фаза напряжения ($V\delta$ узлы), этот вид узла характеризует независимый источник напряжения и его называют базисным. Задание $V\delta$ узла необходимо по нескольким причинам: для фиксации эталонного угла и для балансировки активных потерь мощности в ЭЭС

[236]. Первая причина математическая: в системах переменного тока всегда должен быть задан хотя бы один фазовый угол, в противном случае система уравнений ЭЭС будет не доопределена. Вторая причина объясняется тем, что невозможно зафиксировать все активные мощности генераторов и нагрузки, поскольку потери активной мощности в сетях ЭЭС априори неизвестны. Таким образом, по крайней мере активная мощность в одном узле должна иметь возможность свободного изменения для корректного определения потерь при передаче мощности.

В связи с появлением в исходных данных величин в полярных координатах: модуль (V) и фазовый угол напряжения (δ), необходим переход к полярной системе координат по напряжениям, в то время как проводимости и мощности в узлах обычно заданы в алгебраической форме.

Напряжение в узле k в тригонометрической и показательной формах можно записать в виде трансцендентного уравнения [235]

$$U_k = U_{ak} + jU_{rk} = V_k(\cos\delta_k + j\sin\delta_k) = V_k e^{j\delta_k}, \quad (5.38)$$

где: V_k – модуль напряжения в узле k ; δ_k – фазовый угол сдвига напряжения относительно напряжения базисного узла.

В векторно-матричном виде соотношение (5.38) примет вид

$$\mathbf{U} = \tilde{\mathbf{V}} \mathbf{e}^{j\delta}, \quad (5.39)$$

где $\tilde{\mathbf{V}}$ – $n \times n$ диагональная матрица с элементами на диагонали, равными модулю напряжения в соответствующем узле; δ – $n \times 1$ – вектор, k -ая компонента которого равна δ_k ;

$$\mathbf{e}^{j\delta} = \begin{bmatrix} \cos\delta_1 + j\sin\delta_1 \\ \dots \\ \cos\delta_n + j\sin\delta_n \end{bmatrix}.$$

Используя (5.39), заменим в (5.27) вектор напряжения в показательной и тригонометрической формах. Получим *новый* вид интегральной модели ЭЭС в полярной системе координат в форме баланса мощности (модель №8, такая модель представлена *впервые*)

$$\bar{\mathbf{S}} = \tilde{\mathbf{V}} (\widetilde{\mathbf{e}^{-j\delta}}) \mathbf{Y}_N (\widetilde{\mathbf{e}^{j\delta}}) \mathbf{V}, \quad (5.40)$$

где $V - n \times 1$ вектор, компоненты которого являются модулями напряжения в узлах ЭЭС; $\widetilde{e^{-j\delta}}$ и $\widetilde{e^{j\delta}}$ – $n \times n$ диагональные матрицы с элементами на диагонали, равными элементам соответствующий векторов $e^{-j\delta}$ и $e^{j\delta}$.

Система уравнений на основании модели №8, в которой искомыми переменными являются модули и фазовые углы напряжения (кроме базисного и балансирующих), имеет комплексные величины: мощности и проводимости. Чтобы перейти к системе вещественнозначных уравнений необходимо выделить действительную и мнимую части (выполнить декомплексификацию).

Запишем уравнение из (5.40) для k -го узла в координатной форме:

$$\bar{S}_k = P_k - jQ_k = V_k \sum_{j \in N(k)} (g_{kj} + jb_{kj}) V_j e^{j(\delta_k - \delta_j)} = V_k \sum_{j \in N(k)} V_j (g_{kj} + jb_{kj}) (\cos \delta_{kj} - j \sin \delta_{kj}) = V_k \sum_{j \in N(k)} V_j ((g_{kj} \cos \delta_{kj} + b_{kj} \sin \delta_{kj}) + j(g_{kj} \sin \delta_{kj} - b_{kj} \cos \delta_{kj})),$$

откуда действительная и мнимая части могут быть представлены в виде:

$$P_k = V_k \sum_{j \in N(k)} V_j (g_{kj} \cos \delta_{kj} + b_{kj} \sin \delta_{kj}), \quad (5.41)$$

$$Q_k = V_k \sum_{j \in N(k)} V_j (g_{kj} \sin \delta_{kj} - b_{kj} \cos \delta_{kj}), \quad (5.42)$$

где $\delta_{kj} = \delta_k - \delta_j$, $(k, j = 1, \dots, n)$, $\delta_{kj} = 0$, если k и j несмежные узлы.

Используя формулы приведения, (5.42) преобразуется к виду

$$Q_k = -V_k \sum_{j \in N(k)} V_j (g_{kj} \cos(\delta_{kj} + \frac{\pi}{2}) + (b_{kj} \sin(\delta_{kj} + \frac{\pi}{2}))) = -P_k(\delta_{kj} + \frac{\pi}{2}). \quad (5.43)$$

Из (5.43) видно, что реактивная составляющая мощности по форме в точности совпадает с активной составляющей и ко всем фазовым углам добавляется $\frac{\pi}{2}$, а всё выражение имеет знак минус. Иными словами, функция $Q_k(\delta)$ получается сдвигом на $\frac{\pi}{2}$ из графика P_k .

Из (5.41)-(5.42) следует, что P_k и Q_k являются непрерывными бесконечно дифференцируемыми функциями модулей напряжений и фазовых углов.

Перепишем выражение (5.40) с учётом (5.41), (5.42).

$$\bar{S} = \tilde{V} dg(Y_N \tilde{V} (e^{-j\theta})^T) i, \quad (5.44)$$

где dg - оператор выборки диагональных элементов произвольной квадратной матрицы [246], $dg(A) = \text{diag}(a_{11}, a_{22}, \dots, a_{nn})$;

$$\Theta = \begin{bmatrix} \Theta_{11} & \cdots & \Theta_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \Theta_{n1} & \cdots & \Theta_{nn} \end{bmatrix} \quad - \quad \text{матричная функция, отображающая вектор } \delta,$$

принадлежащий $\mathbb{R}^n$ в матрицу из $\mathbb{R}^{n \times n}$; Θ является матрицей разности фазовых углов,

$$\Theta_{ij} = \begin{cases} \delta_i - \delta_j, i \in N(j) \\ 0, i \notin N(j) \end{cases},$$

где $i = (1, \dots, 1)^T$, $i \in \mathbb{R}^n$ – вектор суммирования.

Матрицу Θ можно записать в аналитическом виде:

$$\Theta = \tilde{\delta} A A^T - A A^T \tilde{\delta}.$$

Матрица Θ порядка n для n больше двух является вырожденной, кососимметрической и ранг матрицы Θ равен n .

$e^{j\Theta}$ – матричная функция, которую в дальнейшем будем называть *матричной экспонентой*, отображает матрицу Θ , размера $n \times n$ в матрицу из $\mathbb{C}^{n \times n}$.

$$e^{j\Theta} = \begin{bmatrix} 1 & \cos\Theta_{12} + j\sin\Theta_{12} & \cdots & \cos\Theta_{1n} + j\sin\Theta_{1n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \cos\Theta_{n1} + j\sin\Theta_{n1} & \cos\Theta_{n2} + j\sin\Theta_{n2} & \cdots & 1 \end{bmatrix}, \quad \text{для}$$

несмежных узлов i и j , ij - элемент матричной экспоненты равен 0.

С учётом того, что $(e^{-j\Theta})^T = e^{j\Theta}$, так как $e^{j\Theta}$ является эрмитовой матрицей, перепишем (5.44).

$$\bar{S} = \tilde{V} dg(Y_N \tilde{V} e^{j\Theta}) i. \quad (5.45)$$

Можно упростить выражение (5.45)

$$\bar{S} = dg(Y_N \tilde{V} e^{j\Theta}) V. \quad (5.46)$$

Уравнение (5.46) – *новый* вид интегральной модели ЭЭС в полярной системе координат в форме баланса мощности (модель №9). Выражения (5.44)-(5.46) представлены *впервые*.

Активная и реактивная мощности в модели с показательной формой напряжения в векторно-матричном виде могут быть представлены следующим образом:

$$\mathbf{P} = \tilde{\mathbf{V}}dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos\mathbf{\Theta}^T + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin\mathbf{\Theta}^T)\mathbf{i}, \quad (5.47)$$

$$\mathbf{Q} = -\tilde{\mathbf{V}}dg(-\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\sin\mathbf{\Theta}^T + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\cos\mathbf{\Theta}^T)\mathbf{i} = -\tilde{\mathbf{V}}dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos(\mathbf{\Theta} + \frac{\pi}{2})^T + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin(\mathbf{\Theta} + \frac{\pi}{2})^T)\mathbf{i}. \quad (5.48)$$

$$\text{где } \cos\mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} 1 & \cos\Theta_{12} & \dots & \cos\Theta_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \cos\Theta_{n1} & \cos\Theta_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix};$$

$$\sin\mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} 0 & \sin\Theta_{12} & \dots & \sin\Theta_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sin\Theta_{n1} & \sin\Theta_{n2} & \dots & 0 \end{bmatrix};$$

$$\cos\Theta_{ij} = \begin{cases} \cos(\delta_i - \delta_j), i \in N(j) \\ 0, i \notin N(j) \end{cases}, \sin\Theta_{ij} = \begin{cases} \sin(\delta_i - \delta_j), i \in N(j) \\ 0, i \notin N(j) \end{cases},$$

или

$$\mathbf{P} = dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos\mathbf{\Theta}^T + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin\mathbf{\Theta}^T)\mathbf{V}, \quad (5.49)$$

$$\mathbf{Q} = -dg(-\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\sin\mathbf{\Theta}^T + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\cos\mathbf{\Theta}^T)\mathbf{V} = -dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos(\mathbf{\Theta} + \frac{\pi}{2})^T + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin(\mathbf{\Theta} + \frac{\pi}{2})^T)\mathbf{V}. \quad (5.50)$$

На основании (5.49), (5.50) запишем систему уравнений, где напряжение представлено в полярных координатах. Искомыми переменными являются: компоненты вектора $\mathbf{V}$ за исключением компонент соответствующих базисным и балансирующим узлам; компоненты вектора $\mathbf{\delta}$, который отображается в матрицу $\mathbf{\Theta}$, за исключением компонент соответствующих базисным узлам; компоненты векторов $\mathbf{P}$, соответствующих базисным узлам; компоненты вектора $\mathbf{Q}$, соответствующих базисными и балансирующим узлам. Все остальные величины являются заданными. Число искомых переменных равно числу уравнений.

$$\mathbf{P} = dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos\mathbf{\Theta} - \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin\mathbf{\Theta})\mathbf{V}, \quad (5.51)$$

$$\mathbf{Q} = -dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\sin\mathbf{\Theta} + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\cos\mathbf{\Theta})\mathbf{V}, \quad (5.52)$$

или

$$\mathbf{Q} = -dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos(\mathbf{\Theta} + \frac{\pi}{2}) + \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin(\mathbf{\Theta} + \frac{\pi}{2}))\mathbf{V}. \quad (5.52')$$

Система уравнений (5.51), (5.52) формирует новый вид интегральной модели ЭЭС в полярной системе координат в форме баланса мощностей (модель №10).

Система уравнений (5.51)-(5.52) получена автором настоящей работы и представлена *впервые*.

Система тригонометрических уравнений (5.51), (5.52) в вычислительном плане существенно сложнее, чем система уравнений с напряжением, представленным в декартовых координатах. В тоже время, естественно, что физически реализуемое решение получается одно и тоже. Хотя, при решении системы тригонометрических уравнений число решений в два раза больше (в интервале $(-\pi; \pi)$), чем в системе уравнений с напряжением, заданным в декартовых координатах.

Сомножители в уравнениях (5.51), (5.52) можно представить с использованием скалярных произведений:

$$\begin{aligned} dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta) &= \begin{bmatrix} \langle \mathbf{G}_1, \tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta^1 \rangle & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \langle \mathbf{G}_n, \tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta^n \rangle \end{bmatrix} \\ &= \text{diag}(\langle \mathbf{G}_1, \tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta^1 \rangle, \dots, \langle \mathbf{G}_n, \tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta^n \rangle) \end{aligned} \quad (5.53)$$

и

$$\begin{aligned} dg(\mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta) &= \begin{bmatrix} \langle \mathbf{B}_1, \tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta^1 \rangle & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \langle \mathbf{B}_n, \tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta^n \rangle \end{bmatrix} = \\ &= \text{diag}(\langle \mathbf{B}_1, \tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta^1 \rangle, \dots, \langle \mathbf{B}_n, \tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta^n \rangle), \end{aligned} \quad (5.54)$$

где $\mathbf{G}_1$, $\mathbf{B}_1$ – первые строки матриц $\mathbf{G}$ и $\mathbf{B}$, соответственно; $\cos\Theta^1$ и $\sin\Theta^1$ – первый столбец матриц $\cos\Theta$ и $\sin\Theta$, соответственно; для остальных диагональных элементов аналогично.

Для понимания запишем в индексном виде диагональные элементы матриц (5.53), (5.54).

$$\langle \mathbf{G}_i, \tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta^i \rangle = G_{i1}V_i\cos(\delta_i - \delta_i) + \sum_{j \in N(i)} G_{ij}V_j\cos(\delta_i - \delta_j) = \quad (5.55)$$

$$\sum_{j \in N(i) \cup i} G_{ij}V_j\cos(\delta_i - \delta_j) = \sum_{j \in N(i) \cup i} G_{ij}V_j\cos\Theta_{ij},$$

$$\langle \mathbf{B}_i, \tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta^i \rangle = B_{i1}V_i\sin(\delta_i - \delta_i) + \sum_{j \in N(i)} B_{ij}V_j\sin(\delta_i - \delta_j) = \quad (5.56)$$

$$\sum_{j \in N(i)} B_{ij}V_j\sin\Theta_{ij}.$$

5.3.2. О единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощностей

Нелинейность математических моделей в форме баланса мощности в декартовых и полярных координатах, которые представлены в предыдущих разделах, в общем случае формирует множественность решений систем уравнений, сформированных на их основе [235,247-256]. Причем, речь идет о любой конфигурации ЭЭС и любом соотношении режимных параметров, что характерно как для, так называемых, плохо, так и для хорошо обусловленных ЭЭС. К факторам плохо обусловленных ЭЭС относятся: высокое отношение активного сопротивления линий электропередачи к реактивному; радиальная структура, что особенно характерно распределительным сетям; высокая величина нагрузки ЭЭС, которая формирует условия близкие к условиям нарушения статической устойчивости [252,256,257]. На практике требуется из всего множества решений определять единственное верное, характеризующее физически установившийся режим ЭЭС.

Существуют разные инженерные способы негарантированного получения единственного решения, например, задание ограничений на искомые режимные параметры, исходя из инженерных соображений или «плоский» («гладкий») старт [258-260], или старт с точки близкой к установившемуся режиму. Таким образом, введение подобных ограничений действительно позволяет редуцировать пространство поиска, сужая область допустимых решений задачи. Однако данный подход, будучи по сути эвристическим, не обеспечивает теоретических гарантий единственности решения в полученной области. Более того, существует риск сходимости итерационных методов (например, метода Ньютона) к «соседнему» решению — альтернативной точке равновесия, лежащей в той же допустимой области, особенно при использовании так называемого «плоского» старта (нулевого начального приближения). К тому же, как указывается в [261], точка гладкого старта может быть точкой, в которой режим ЭЭС является неустойчивым.

Из этих соображений в [261] сформулировано главное требование к оценке начального приближения переменных для решения уравнений УР методом Ньютона, что начальное приближение должно отвечать параметрам статически устойчивого режима ЭЭС. Для решения этой задачи в [261] предлагаются стартовые алгоритмы оценки начального приближения переменных на основании использования решения системы линейных уравнений узловых напряжений без нагрузки или с нагрузкой, модулируемой токами или шунтовыми проводимостями, что существенно повышает надёжность поиска решения, соответствующее физически реализуемому режиму ЭЭС.

Анализ систем нелинейных (в частности, квадратичных) уравнений, описывающих УР ЭЭС, породил отдельное направление исследований, связанное с оценкой числа возможных решений (корней). В рамках данного направления был предложен ряд теоретических оценок верхних и нижних границ множества решений, позволяющих лучше понять структурные свойства математической модели. Например, в [262] отмечено, что число корней может быть оценено как 2^n , где n – это число переменных. В [254] решается задача определения всех решений систем уравнений УР ЭЭС в форме баланса мощности с напряжениями в полярной системе координат. Точной универсальной зависимости в [254] не представлено, но, например, для 5 узловой ЭЭС с базисным и одним балансирующим узлом было найдено 10 решений, а для 7 узловой ЭЭС всего 4 решения. В [263] отмечается, что число решений может быть оценено как 2^{n-1} , где «-1» указывает на базисный узел. Аналогичные оценки представлены [264,265]. При этом в [263-265] целью исследований является разработка методов определения всех возможных решений систем уравнений, сформированных на основании модели УР ЭЭС в форме баланса мощности в декартовой системе координат. Хотя, для практических задач важно определить такой режим, который будет иметь место в реальной ЭЭС.

В [235,241,250,262] утверждается, что при решении систем уравнений УР ЭЭС можно получить ряд решений, которые находятся в области принятых в инженерной практике ограничений. Из этих решений только одно является

физически реализуемым, в то время как алгоритм может выработать любое решение. Разные авторы предлагают ряд способов поиска физически реализуемого решения. В [235,266] представлены исследования по существованию и единственности УР ЭЭС. В указанных источниках отмечено, что нелинейные уравнения УР ЭЭС имеют, как правило, несколько решений. При определении единственности решения анализируются области, в которых существует режим. Отмечено, что если удастся доказать, что область существования режима является выпуклой, то в этой области для заданного набора независимых переменных имеется единственный набор зависимых переменных. Но по факту, доказательства того, что область существования режима является выпуклой, не представлено, а все экспериментальные исследования, представленные в анализируемых источниках, показывают, что эта область является невыпуклой. Для определения единственного решения предлагается проведение дополнительных исследований по оценке аperiodической устойчивости ЭЭС. Анализируется двухузловая ЭЭС, где определено два решения. Сделано предположение, которое было экспериментально проверено, что физически реализуемое, «правильное» решение среди двух возможных будет являться аperiodически устойчивым, в то время как второе не будет являться аperiodически устойчивым. Такой метод определения единственности при решении систем нелинейных уравнений УР ЭЭС является вычислительно затратным, так как приводит к необходимости оценивать аperiodическую устойчивость ЭЭС получаемых решений, а для схем большой размерности поиск корней характеристического уравнения для анализа устойчивости будет проблематичен как в вычислительном, так и во временном плане. По сути, авторы неявно ставят оптимизационную задачу и пытаются определить оптимальное решение по критерию аperiodической устойчивости.

В [241] предложен ряд целевых функций, которые, по утверждению авторов, могут приводить к решениям задачи УР ЭЭС. Первый вариант целевой функции основан на минимизации суммы квадратов невязок при решении нелинейных систем уравнений УР ЭЭС. При множественности решений, каждое решение будет давать нулевое значение невязок, соответственно представленная задача имеет

число локальных минимумов, равное числу решений УР. Также в [241] отмечено, что в качестве целевой функции для цепей постоянного тока возможно использовать энергетическую функцию, а для цепей переменного тока предлагается вольтамперная функция, которая дифференцируется и преобразовывается к токовому эквиваленту, что, по сути, уводит от задачи в виде баланса мощностей, что важно при исследовании реальных УР ЭЭС.

В [250] рассмотрен вопрос о неоднозначности решений уравнений УР ЭЭС. Отмечено, что в случае задания генераторов в виде PV узлов (это основной способ моделирования генераторов) в области устойчивых режимов имеется только одно решение. В случае, если генераторы задаются PQ узлами, то в области устойчивых решений возможно более одного решения [250]. В [250] отмечено, что при анализе единственности решения двухузловой ЭЭС может быть получено два решения, причем приведено утверждение, что «одно из этих решений нельзя рассматривать как «правильное», другое – как «лишнее»». Это утверждение является весьма спорным, так как при функционировании ЭЭС в каждый конкретный момент времени существует единственный, физически реализуемый режим, а основная задача при определении единственности решения, сформулировать такие критерии, которые позволят вычислить этот режим. Естественно, при расчете УР ЭЭС можно получить оба решения, в зависимости от начального приближения.

В зарубежной научной литературе вопросам определения единственного решения при анализе УР ЭЭС посвящено множество работ, например, [267-272].

Анализ существующих литературных источников по проблематике поиска единственности решения систем нелинейных уравнений УР ЭЭС позволяет сделать следующие выводы:

- ряд направлений исследований были сосредоточены на поиске стартовой точки, которая максимально близко может быть расположена к физически реализуемому решению;
- часть исследований посвящена методам редукции (эквивалентированию) графов ЭЭС и определению критерия единственности;

- во многих исследованиях предлагается для множества решений проводить дополнительный анализ устойчивости ЭЭС, физически реализуемое решение будет соответствовать устойчивому режиму ЭЭС.

Проведём анализ на предмет множественности решений системы уравнений на основе интегральной модели №7 и №10. Модель №7 формирует задачу анализа УР ЭЭС в форме баланса мощности в декартовой системе координат, а модель №10 в полярной системе координат. Для анализа моделей №7 и 10 на предмет множественности решений проведём вычислительный эксперимент на трёхузловой схеме, представленной на Рисунке 5.3.

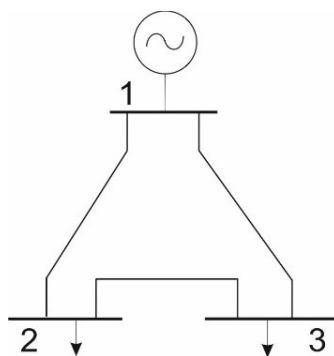


Рисунок 5.3 – Схема исследуемой ЭЭС

Независимые параметры представлены в Таблице 5.1. Проводимости ЛЭП представлены в Таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Независимые параметры узлов исследуемой ЭЭС

№ узла	Напряжение в узлах, кВ	Полные мощности в узлах, МВА
1	$220+j0$	-
2	-	$329,51+j113,75$
3	-	$-674,22-j172,07$

Узел № 1 является базисным, в нём задано напряжение, узлы № 2 и 3 являются PQ узлами. Для модели №7, так и для модели №10 используются одни и те же исходные данные.

Таблица 5.2 – Проводимости ЛЭП исследуемой ЭЭС

Номера соединяемых узлов	Значение проводимости ЛЭП, См
1-2	$0,00125-j0,05$
1-3	$0,000777-j0,0333$
1-4	$0,00178-j0,0666$

При расчете УР исследуемой ЭЭС, используя модель №7, было получено шесть решений, причем, только два из них оказались вещественнозначными, в то время как остальные – комплекснозначными (вычисления выполнены автором с помощью системы компьютерной алгебры Maple). Так как модель №7 вещественнозначная, то и физически реализуемое решение тоже должно быть вещественнозначным. В Таблице 5.3 представлены все полученные решения.

Если проанализировать комплекснозначные решения, то можно увидеть, что они состоят из сопряженных пар. Анализируя количество полученных решений, можно сделать вывод, что количество решений равно сумме квадрата числа искомых напряжений и числа искомых мощностей.

Таблица 5.3 – Решения установившихся режимов исследуемой ЭЭС, полученные на основании модели №7

№ решения	Активная мощность в 1 узле, МВт	Реактивная мощность в 1 узле, МВАр	Активное напряжение во 2 узле, кВ	Активное напряжение в 3 узле, кВ	Реактивное напряжение во 2 узле, кВ	Реактивное напряжение в 3 узле, кВ
1	404,1	2472,4	120,8	30,4	-2,1	-43,8
2	347,7	179,4	215	201,9	-7,5	-35,6
3	$434,2 + j 11,9$	$3684,6 + j 572,4$	$-0,4 + j 5,8$	$46,9 - j 86,2$	$20,9 + j 6,5$	$-78,3 - j 9,6$
4	$434,2 - j 11,9$	$3684,6 - j 572,4$	$-0,4 - j 5,4$	$46,9 + j 86,2$	$20,9 - j 6,5$	$-78,3 + j 9,6$
5	$472,6 - j 17,3$	$5468,7 - j 812,2$	$-70,6 + j 48,3$	$-91,3 + j 38,2$	$-38,4 - j 62,9$	$11,4 + j 94,2$
6	$472,6 + j 17,3$	$5468,7 + j 812,2$	$-70,6 - j 48,3$	$-91,3 - j 38,2$	$-38,4 + j 62,9$	$11,3 - j 94,2$

При расчёте УР исследуемой ЭЭС с использованием модели №10 было получено двадцать четыре решения. Из них только восемь решений оказались вещественнозначными, тогда как остальные шестнадцать — комплекснозначными. В соответствии с подходом, принятым для модели №7, комплекснозначные решения были исключены из дальнейшего рассмотрения, поскольку исходная задача сформулирована в области вещественных чисел. Все полученные решения систематизированы в Таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Решения установившихся режимов исследуемой ЭЭС,
полученные на основании модели №10

№ реше ния	Активная мощность в 1 узле, МВт	Реактивная мощность в 1 узле, МВАр	Модуль напряжен ия во 2 узле, кВ	Фазовый угол напряжения во 2 узле, град	Модуль напряжени я в 3 узле, кВ	Фазовый угол напряжения в 3 узле, град
1	404,1	2472,42	-120,8	3,12	53,34	-0,96
2	404,1	2472,42	120,8	-0,02	53,34	-0,96
3	404,1	2472,42	-120,8	3,12	-53,34	2,18
4	404,1	2472,42	120,8	-0,02	-53,34	2,18
5	347,76	179,44	-215,13	3,11	205,01	-0,17
6	347,76	179,44	215,13	-0,03	205,01	-0,17
7	347,76	179,44	-215,13	3,11	-205,01	2,97
8	347,76	179,43	215,13	-0,03	-205,01	2,97
9	434,18 - j11,94	3684,59 - j 572,4	20,18 - j 6,6	1,51 + j 0,24	61,07 + j 54,01	-0,52 + j 0,76
10	434,18 - j 11,94	3684,59 - j 572,4	-20,18 + j 6,6	-1,63 + j 0,24	61,07 + j 54,01	-0,52 + j 0,76
11	434,18 + j 11,94	3684,59 + j 572,4	20,18 + j 6,6	1,51 - j 0,24	-61,07 + j 54,01	2,63 - j 0,76
12	434,18 + j 11,94	3684,59 + j 572,4	-20,18 - j 6,6	-1,63 - j 0,24	-61,07 + j 54,01	2,63 - j 0,76
13	434,18 - j 11,94	3684,59 - j 572,4	20,18 - j 6,6	1,51 + j 0,24	-61,07 - j 54,01	2,63 + j 0,76
14	434,18 - j 11,94	3684,594 - j 572,4	-20,18 + j 6,65	-1,63 + j 0,24	-61,07 - j 54,01	2,63 + j 0,76
15	434,18 + j 11,94	3684,59 + j 572,40	20,18 + j 6,6	1,51 - j 0,24	61,07 - j 54,01	-0,51 - j 0,76
16	434,18 + j 11,94	3684,59 + j 572,4	-20,18 - j 6,6	-1,63 - j 0,24	61,07 - j 54,01	-0,52 - j 0,76
17	472,64 - j 17,25	5468,66 - j 812,17	32,75 - j 30,12	2,97 + j 1,27	-40,78 + j 59,43	0,71 - j 0,98
18	472,64 - j 17,25	5468,66 - j 812,171	-32,75 + j 30,12	-0,17 + j 1,27	-40,78 + j 59,43	0,71 - j 0,98
19	472,64 + j 17,25	5468,66 + j 812,17	32,75 + j 30,12	2,97 - j 1,27	40,78 + j 59,43	-2,43 + j 0,98
20	472,64 + j 17,25	5468,66 + j 812,17	-32,75 - j 30,12	-0,17 - j 1,27	40,78 + j 59,43	-2,43 + j 0,98
21	472,64 - j 17,25	5468,66 - j 812,17	32,75 - j 30,12	2,97 + j 1,27	40,78 - j 59,43	-2,43 - j 0,98
22	472,64 - j 17,25	5468,67 - j 812,17	-32,75 + j 30,12	-0,17 + j 1,27	40,78 - j 59,43	-2,43 - j 0,98
23	472,64 + j 17,25	5468,664 + j 812,17	32,75 + j 30,12	2,97 - j 1,27	-40,78 - j 59,43	0,71 + j 0,98
24	472,63 + j 17,25	5468,66 + j 812,17	-32,75 - j 30,12	-0,17 - j 1,27	-40,78 - j 59,43	0,71 + j 0,98

Анализ решений, представленных в Таблицах 5.3 и 5.4, показывает, что решение задачи, на основании модели №10, в которой напряжение представлено в

полярной системе координат, даёт в четыре раза больше решений, чем задача, сформированная на основании модели №7 с напряжением, представленным в декартовой системе координат. Это объясняется следующим, что в задаче с представлением напряжения в полярной системе координат, по факту искомые переменные заданы в четвёртой степени, в то время как в декартовом представлении во второй. Как можно увидеть из Таблицы 5.4, вариация решений обусловлена сменой знака при модуле и фазовом угле напряжения. Также решения можно сформировать в группы относительно, например, значений мощности в базисном узле. Анализ знака при модуле напряжения во всех решениях позволяет выделить только одно решение удовлетворяющее критерию положительного значения модуля напряжения во всех P, Q узлах. В итоге, для дальнейшего анализа единственности решения необходимо проанализировать решения № 2 и 6, представленные в Таблице 5.4, которые совпадают с вещественнозначными решениями № 1 и 2, представленных в Таблице 5.3. Стоит отметить, что сложность задачи сформированной на основании модели №10 выше, чем задачи на основании модели №7, что подтверждено аналитически и вычислительным экспериментом.

Стоит обратить внимание на факт изменения соотношения вещественно- и комплекснозначных решений в зависимости от изменения значений заданных параметров. При утяжелении режима и стремлении к границе допустимости в проанализированных схемах разной размерности было выявлено (проведены вычислительные эксперименты), что количество вещественнозначных решений снижается и вблизи точки существования режима существует только два вещественнозначных решения, в то время как все остальные решения становятся комплекснозначными. Также при дальнейшем утяжелении режима оставшиеся два вещественнозначных решения стремятся к одному и тому же значению.

Подытожив полученные экспериментальные и аналитические результаты, можно сформулировать задачу: *для определения единственности решения систем нелинейных уравнений УР ЭЭС необходимо сформулировать условия, позволяющие определить единственное, физически реализуемое решение при условии, что УР существует.*

Для определения единственного, физически реализуемого решения системы нелинейных уравнений УР ЭЭС необходимо проанализировать физическую природу их функционирования. Известна теорема Д.К. Максвелла о распределении токов в электрической цепи постоянного тока [273]. Эта теорема формулируется следующим образом: *«В любой системе проводников, не содержащих внутренних электродвижущих сил, тепло, производимое токами, распределёнными по закону Ома, оказывается, меньше, чем если бы токи были распределены любым другим способом, совместным с реальными условиями втекания и вытекания тока»*. Для цепей переменного тока будут справедливы те же предпосылки. Отдельно стоит обсудить детали теоремы, где сказано о тепле, которое производится токами. Это означает, что суммарные потери мощности в любой ЭЭС, затрачиваемые на нагрев всех проводников в физически реализуемом решении, должны быть минимальны. Подобные предпосылки к анализу рассматриваемой задачи можно встретить в [274]. В этом источнике авторы по сути отталкиваясь от принципов, заложенных в термодинамике, относящихся к вопросу о минимальных потерях энергии при совершении работы, формулируют теорему (принцип) минимума активной и реактивной поглощаемой мощности для ЭЭС (электрических сетей).

Отталкиваясь от [273,274] представим *предположение* для определения единственности решения систем нелинейных уравнений для произвольных цепей (постоянного и переменного тока):

Предположение: *Для любой ЭЭС напряжение в узлах устанавливается таким образом, что суммарные потери мощности, при её передаче в проводниках, будут минимальны; при этом должны выполняться закон Ома и аналог первого закона Кирхгофа для узловых мощностей и второй закон Кирхгофа.*

При экспертном анализе сформулированного предположения можно сформулировать следующие следствия:

Следствие 1. *Сумма полных мощностей в базисных и балансирующих узлах будет минимальна в физически реализуемом решении.*

Следствие 2. *Для задачи на основе модели №7 количество возможных решений, удовлетворяющих критерию $U_a > 0$, будет не менее двух (количество*

решений зависит от размерности задачи и «тяжести» режима), а для модели № 10 будет не менее двух, удовлетворяющих критерию $V > 0$.

Следствие 3. Суммарные потери напряжения во всех ЛЭП будут минимальны в физически реализуемом решении.

Следствие 4. Потеря напряжения в любой ЛЭП будет минимальной в физически реализуемом решении.

Для формулирования критерия единственности необходимо представить выражение для отыскания потерь мощности при представлении напряжения в декартовой и полярной системах координат. В декартовой системе координат вектор потерь мощности ($\mathbf{S}^{\Pi}$) при её передаче по ЛЭП можно определить следующим образом:

$$\mathbf{S}^{\Pi} = \underline{\mathbf{S}}^{\text{н}} - \underline{\mathbf{S}}^{\text{к}} = \widetilde{\mathbf{A}^T \mathbf{U} \bar{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \mathbf{U}}. \quad (5.57)$$

где $\bar{\mathbf{Y}}$ – диагональная комплексно-сопряженная матрица к матрице $\bar{\mathbf{Y}}$.

Для преобразования (5.57) с использованием напряжения в полярной системе координат проведём соответствующую замену. Представим (5.57) в индексном виде:

$$S_{kj} = (U_k - U_m)(\bar{U}_k - \bar{U}_m)\bar{Y}_{km} = (U_k - U_m)^2 \bar{Y}_{km}.$$

Запишем комплекснозначные величины:

$$S_{kj} = ((U_{a_k} + jU_{r_k}) - (U_{a_m} + jU_{r_m}))^2 (G_{km} - jB_{km}),$$

где U_{a_k}, U_{a_m} – активное напряжение в k -ом и m -ом узлах; U_{r_k}, U_{r_m} – реактивное напряжение в k -ом и m -ом узлах; G_{km}, B_{km} – активная и реактивная проводимости по ЛЭП, соединяющей k -ый и m -ый узлы.

Раскроем квадрат разности в скобках:

$$S_{kj} = (U_{a_k}^2 - 2U_{a_k}U_{a_m} + U_{a_m}^2 + U_{r_k}^2 - 2U_{r_k}U_{r_m} + U_{r_m}^2)(G_{kj} - jB_{kj}).$$

С учётом, что $V_k^2 = U_{a_k}^2 + U_{r_k}^2$; $V_m^2 = U_{a_m}^2 + U_{r_m}^2$, получим:

$$S_{kj} = (V_k^2 + V_m^2 - 2(U_{a_k}U_{a_m} - 2U_{r_k}U_{r_m}))(G_{kj} - jB_{kj}).$$

Заменим оставшиеся компоненты напряжения в декартовой системе координат на компоненты в полярной системе координат, используя:

$$U_{a_k} = V_k \cos(\delta_k);$$

$$U_{r_k} = V_k \sin(\delta_k).$$

В итоге получим:

$$S_{kj} = (V_k^2 + V_m^2 - 2(V_k V_m \cos(\delta_k) \cos(\delta_m) + V_k V_m \sin(\delta_k) \sin(\delta_m)))(G_{kj} - jB_{kj}).$$

Используя формулу приведения, получим:

$$S_{kj} = (V_k^2 + V_m^2 - 2(V_k V_m \cos(\delta_k - \delta_m)))(G_{kj} - jB_{kj}).$$

В векторно-матричном виде в полярной системе координат вектор потерь мощности по ЛЭП можно определить, используя следующее выражение:

$$\mathbf{S}^{\Pi} = \tilde{\mathbf{Y}}(((\mathbf{A}^+)^T \tilde{\mathbf{V}} \mathbf{V} - (\mathbf{A}^-)^T \tilde{\mathbf{V}} \mathbf{V}) + 2(\mathbf{A}^+)^T \mathbf{V} \odot (\mathbf{A}^-)^T \mathbf{V} \odot \cos(\mathbf{A}^T \boldsymbol{\delta})). \quad (5.58)$$

Задачу поиска единственности решения можно сформулировать в форме задачи оптимизации. В рассматриваемом случае целевая функция может быть задана следующим образом: минимум нормы вектора потерь мощности при её передаче по ЛЭП. Норма взята не случайно, такие функции являются выпуклыми на произвольном множестве. Это означает, что всегда существует единственный минимум на ограниченном, связном множестве. В целом задача оптимизации будет со смешанными ограничениями (равенствами и неравенствами). Для напряжений в декартовой системе координат задача выглядит следующим образом:

$$\|\widetilde{\mathbf{A}^T \mathbf{U} \tilde{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \mathbf{U}}\| \rightarrow \min_{\mathbf{U}}, \quad (5.59)$$

$$\bar{\mathbf{S}}^T = \bar{\mathbf{U}} \mathbf{Y}_N \mathbf{U}, \quad (5.60)$$

$$U_{a,b,i}^2 + U_{r,b,i}^2 = V_{b,i}^2, i \in \mathbf{I}, \quad (5.61)$$

$$\mathbf{U}_{a,min} \leq \mathbf{U}_a \leq \mathbf{U}_{a,max}, \quad (5.62)$$

$$\mathbf{U}_{r,min} \leq \mathbf{U}_r \leq \mathbf{U}_{r,max} \quad (5.63)$$

$$|P_b| < P_{\text{орг}}, \quad (5.64)$$

$$\underline{Q_{\text{орг},i}} \leq Q_{b,i} < \overline{Q_{\text{орг},i}}, i \in \mathbf{I}, \quad (5.65)$$

где $\bar{\mathbf{S}}^T - n \times 1$ комплексно-сопряжённый вектор к вектору $\mathbf{S}$ ($\mathbf{S}$ – комплекснозначный вектор мощностей в узлах ЭЭС); $\bar{\mathbf{U}}$ – $n \times 1$ комплексно-

сопряженный вектор к вектору U ; Y_N — $n \times n$ комплекснозначная матрица узловых проводимостей; $V_{b,i}$ — заданные значения модулей напряжения в базисном и балансирующих узлах; I — множество из базисного и балансирующих узлов; U_a и U_r — $(n-1) \times 1$ искомые векторы узловых активных и реактивных напряжений, соответственно (напряжение в базисном узле задано); $U_{a,min}, U_{a,max}$ — $(n-1) \times 1$ векторы максимальных и минимальных значений активных напряжений в узлах ЭЭС; $U_{r,min}, U_{r,max}$ — $(n-1) \times 1$ векторы максимальных и минимальных значений реактивных напряжений в узлах ЭЭС; P_b — искомая активная мощность в базисном узле, ограниченная возможностями установленных генераторов в этом узле ($P_{огр}$); $Q_{b,i}$ — искомая реактивная мощность в узле i ; $\underline{Q_{огр,i}}, \overline{Q_{огр,i}}$ — нижняя и верхняя границы реактивной мощности в узле i . Искомый вектор задачи оптимизации: $(U_1, \dots, U_{n-1}, P_b, Q_{b,1}, \dots, Q_{b,|I|}) \in \mathbb{C}^{n-1} \times \mathbb{R}^1 \times \mathbb{R}^{|I|}$, $|I|$ — число элементов множества I .

Уравнение (5.60) является функциональным ограничением задачи и определяет множество решений задачи анализа УР ЭЭС. Здесь представлен комплекснозначный вид; при решении реальных задач используется его декомплексифицированный вид, в виду причин, указанных выше. Уравнение (5.61) используется только для балансирующих узлов и заменяет уравнения баланса по реактивной мощности. Неравенства (5.62) и (5.63) определяют тот факт, что все активные и реактивные напряжения в узлах ЭЭС могут изменяться в заданных диапазонах. Неравенство (5.64) отражает тот факт, что искомая активная мощность в базисном узле не может быть больше физически ограниченной величины. Неравенство (5.65) формирует диапазон возможного изменения реактивной мощности генераторов в узле [241], что соответствует моделированию генераторов, оснащённых регуляторами напряжения. Минимально необходимыми в решаемой задаче оптимизации являются целевая функция (5.59), балансовые, функциональные ограничения (5.60) и при наличии балансирующих узлов (5.61); уже при их учёте возможно найти правильное решение. Прямые ограничения (5.62)-(5.65) в вычислительном плане являются, по сути, вспомогательными и

только ограничивают область значений функции, а в физическом плане, конечно же, являются обязательными, так как задают диапазон существования режима.

Задача оптимизации для напряжений в полярной системе координат выглядит следующим образом:

$$\|\tilde{Y}(((A^+)^T \tilde{V}V - (A^-)^T \tilde{V}V) + 2(A^+)^T V \odot (A^-)^T V \odot \cos(A^T \delta))\| \rightarrow \quad (5.66)$$

$$\min_{V, \delta},$$

$$\bar{S} = dg(Y_N \tilde{V} e^{j\theta})V, \quad (5.67)$$

$$\underline{V} \leq V \leq \bar{V}, \quad (5.68)$$

$$\underline{\delta} \leq \delta \leq \bar{\delta}, \quad (5.69)$$

где: $\tilde{Y}$ – $m \times m$ диагональная комплекснозначная матрица с соответствующими значениями проводимостей ЛЭП на диагонали; $(A^+)^T$ – $n \times m$ матрица инцидентности начальных узлов и исходящих ветвей (все элементы либо 0, либо 1); $(A^-)^T$ – $n \times m$ матрица инцидентности конечных узлов и исходящих ветвей (все элементы либо 0, либо -1); V – $n \times 1$ вектор значений модулей напряжения в узлах ЭЭС; $\underline{V}, \bar{V}$ – $n \times 1$ вектора ограничений значений модулей напряжения в узлах ЭЭС; δ – $n \times 1$ вектор значений фазовых углов напряжения в узлах ЭЭС; $\underline{\delta}, \bar{\delta}$ – $n \times 1$ вектора ограничений значений фазовых углов напряжения в узлах ЭЭС; Y_N – $n \times n$ комплекснозначная матрица узловых проводимостей; Θ – $n \times n$ – матрица разности фазовых углов.

Для определения физически реализуемого решения УР ЭЭС были определены значения потерь мощности (Таблица 5.5) для вещественнозначных решений системы нелинейных уравнений УР ЭЭС (Таблицы 5.3 и 5.4).

Таблица 5.5 – Значения потерь мощности при найденных решениях системы нелинейных уравнений УР исследуемой ЭЭС

№ решения	ЛЭП (узел начала-узел конца)	Значение потерь мощности по ЛЭП	Суммарное значение потерь мощности, кВА	Модуль суммарных значений потерь мощности, кВА
1	1-2	12,3 – j492,4	59,4 - j2414,2	2414,8
	1-3	29,4 - j1261,4		
	1-4	17,6 - j660,4		
2	1-2	0,1 - j4,1	3 - j121,1	121,1
	1-3	1,2 - j53,1		
	1-4	1,7 - j63,9		

Как видно из Таблицы 5.5, наименьшее значение модуля суммарных потерь мощности во втором варианте решения. Причем, это справедливо как для полной мощности, так и по отдельности для активной и реактивной составляющих. В рассмотренном примере физически реализуемое решение можно также выделить из инженерных соображений по значениям активных напряжений в узлах ЭЭС или значениям модулей напряжений, только во 2 варианте решения во всех узлах наиболее близки к значению активного напряжения и, соответственно, модуля напряжения в базисном узле, но это не гарантирует и не доказывает такого факта для всего множества возможных вариантов схем и параметров ЭЭС [235,250]. Опираясь на анализ экспериментальных исследований (экспериментальные исследования были проведены на схемах разной размерности с изменением значений входящих переменных) можно сформулировать еще одну гипотезу (в дальнейшем – критерий) определения физически реализуемого решения: определение физически реализуемого решения может быть осуществлено на основании анализа потерь мощности в любой ЛЭП ЭЭС, т.е. решение, в котором потери мощности в любой ЛЭП будут минимальны, является физически реализуемым.

В ходе экспериментальных исследований был проведён вычислительный эксперимент по определению зависимости количества вещественнозначных решений от утяжеления режима. Вычислительный эксперимент проводился на четырёхузловой ЭЭС, где имеется базисный узел и три PQ узла. Стоит отметить,

что общее количество решений системы в декартовой системе координат (вещественнозначных и комплекснозначных) для рассматриваемого примера для всех опытов равнялось 18. Утяжеление проводилось путем дискретного повышения потребляемой мощности в одном из PQ узлов. При начальном расчете системы нелинейных алгебраических уравнений УР ЭЭС было определено восемь вещественнозначных решений. На первом шаге эксперимента было проведено повышение активной и реактивной мощности, в итоге вместо восьми вещественнозначных корней было получено шесть. Далее был проведен ряд дискретных повышений активной и реактивной мощностей, что в итоге привело к двум вещественнозначным решениям. Последующее повышение активной и реактивной мощностей привели к отсутствию вещественнозначных решений, что означает несуществование этого режима. Результаты этого вычислительного эксперимента показывают, что количество вещественнозначных корней зависит от значений независимых параметров ЭЭС и не может быть определено априори, например, по числу зависимых переменных [222].

Подытожив представленные результаты по исследованию единственности решения систем нелинейных уравнений УР ЭЭС в форме баланса мощности можно заключить, что при решении задачи анализа установившихся режимов ЭЭС в виде системы уравнений баланса мощности получается более одного решения, так как система уравнений состоит из квадратичных уравнений. Число решений зависит от размерности решаемой задачи. Для нахождения единственного (физически реализуемого) решения предложена задача оптимизации (новая интегральная модель) с целевой функцией квадрата нормы вектора потерь мощности при её передаче по ЛЭП, в которой ограничениями являются уравнения установившихся режимов в ЭЭС в виде баланса мощности в узлах и ограничения-неравенства на переменные. Экспериментальные исследования показали, что сформированная модель минимизации квадрата нормы вектора потерь мощности при её передаче по ЛЭП приводит к физически реализуемому результату при решении задач анализа УР ЭЭС.

5.4. Дифференциальные модели электроэнергетических систем и их анализ

Важным инструментом анализа ЭЭС являются их дифференциальные модели, на основании которых возможно получить матрицы чувствительности [221]. Матрица чувствительности – это матрица элементы которой являются коэффициентами, отражающие изменение одних режимных параметров от других. Матрицы чувствительности возможно использовать в ряде направлений дальнейшего анализа и синтеза ЭЭС. Ниже приведены некоторые задачи:

- определение набора управляющих воздействий в ЭЭС для обеспечения заданных критериев функционирования;
- оценки режимной надёжности ЭЭС с непосредственным прямым использованием матриц чувствительности;
- оценки режимной надёжности ЭЭС с определением режимных параметров послеаварийных установившихся режимов ЭЭС;
- анализ статической устойчивости ЭЭС.

Как уже отмечено выше, интегральные модели ЭЭС чаще заданы неявными функциями. Дифференцирование таких функций имеет определённую специфику и для этого разработан специальный математический аппарат [246,275].

В соответствии с теоремой о неявной функции [275], справедливой для банаховых пространств [276], к которым относится пространство комплексных чисел $\mathbb{C}$, характеризующих параметры установившегося режима ЭЭС, если отображение $W: O \rightarrow \mathbb{C}^m$, определенное в окрестности O точки $(x_0, v_0) \in \mathbb{C}^{m+n}$, $x_0 \in \mathbb{C}^m$, $v_0 \in \mathbb{C}^n$, таково, что

1. $W \in \mathbb{C}^1(O; \mathbb{C}^m)$ (вектор-функция непрерывно дифференцируемая),
2. $W(x_0, v_0) = 0$ (уравнение имеет решение в точке (x_0, v_0)),
3. $W'_v(x_0, v_0)$ – обратимая матрица,

то для любой точки из окрестности (x_0, v_0)

$$\begin{aligned} W(x, v) = 0 &\Leftrightarrow v = f(x), \\ f'(x) &= -[W'_v(x, f(x))]^{-1}[W'_x(x, f(x))]. \end{aligned} \quad (5.70)$$

где m – количество ветвей ЭЭС; n – количество узлов ЭЭС.

По сути, уравнение (5.70) является уравнением для получения модели чувствительности 1-го порядка установившегося режима ЭЭС [277-279]. В этом случае для получения линейной аппроксимации функции изменения выходных переменных относительно входных (заданных) величин необходимо найти соответствующую матрицу чувствительности [277-279].

Модели чувствительности 2-го и последующих порядков дают нелинейные (квадратичные и т.д.) аппроксимации исследуемых функций и позволяют получать улучшенные оценки при определении зависимости изменения одних режимных параметров от других не только в бесконечно малом, но и на достаточно больших интервалах. На Рисунке 5.4 показана упрощенная графическая интерпретация влияния изменения входного параметра X на выходной параметр V .

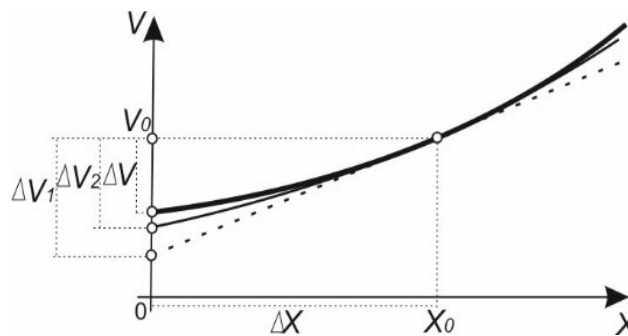


Рисунок 5.4 – Графическая интерпретация определения влияния одних режимных параметров на другие при использовании матриц чувствительности различных порядков

Сплошной жирной линией показана исследуемая функция, пунктирной линией показана линейная аппроксимация, а тонкой сплошной линией показана квадратичная аппроксимация. В случае изменения входного параметра X до нуля, определение изменения выходного параметра V будет более точным при применении квадратичной аппроксимации. Условно это можно увидеть на Рисунке 5.4, где ΔV обозначено точное значение выходного параметра, ΔV_1 значение определяемого выходного параметра при линейной аппроксимации (применения матриц чувствительности 1-го порядка), а ΔV_2 значение определяемого выходного

параметра при квадратичной аппроксимации (применения матриц чувствительности 2-го порядка).

В этом разделе будут представлены аналитические выражения (математические модели) в векторно-матричном виде для определения матриц чувствительности моделей УР ЭЭС заданных в форме баланса мощности, что является улучшением и совершенствованием существующей практики получения подобных матриц чувствительности. Помимо того, что в работе будут представлены совершенно новые дифференциальные модели в векторно-матричном виде, представленный компактный вид моделей и матриц чувствительности на их основе позволяет проводить их анализ на более качественном уровне по сравнению с существующими представлениями, а также повысить вычислительные свойства процесса анализа режимной надёжности ЭЭС.

5.4.1. Дифференциальные модели первого порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в декартовой системе координат

Зависимость изменения напряжения от изменения мощности в узлах

Представим дифференциальные модели на основе интегральных моделей, начиная с интегральной модели №3, соотношения (5.20) и (5.26). Вместо интегральной модели №3 в соотношении (5.20) и (5.26), запишем эквивалентные им сопряжённые соотношения с некоторым преобразованием:

$$\tilde{U}A\bar{I} = S, \quad (5.71)$$

$$\bar{Y}A^T\bar{U} = \bar{I}. \quad (5.72)$$

На основании соотношений (5.71), (5.72) сформулируем задачу потокораспределения. В этой задаче параметрами являются матрицы A и Y , заданным является вектор S (кроме компоненты, соответствующей базисному узлу) и компоненты вектора U , соответствующей базисному узлу; искомыми переменными являются векторы U (кроме компоненты, соответствующей базисному узлу), I и компонента вектора S , соответствующая базисному узлу. Для

получения дифференциала напряжения $d\mathbf{U}$ от изменения мощности в узлах ЭЭС $d\mathbf{S}$ проведём дифференцирование соотношений (5.71), (5.72) в точке решения системы уравнений $(\mathbf{U}_0, \mathbf{I}_0)$. За независимые переменные примем $\mathbf{S}$, а зависимыми переменными будут являться $\mathbf{U}$ и $\mathbf{I}$.

Продифференцируем (5.71) и (5.72), считая формально, что $\mathbf{U}$ и $\bar{\mathbf{U}}$ независимые переменные:

$$d\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{A}\bar{\mathbf{I}}_0 + \tilde{\mathbf{U}}_0\mathbf{A}d\bar{\mathbf{I}} = d\mathbf{S}, \quad (5.73)$$

$$d\bar{\mathbf{I}} = \bar{\mathbf{Y}}\mathbf{A}^T d\bar{\mathbf{U}}. \quad (5.74)$$

Подставим $d\bar{\mathbf{I}}$ из (5.74) в (5.73)

$$d\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{A}\bar{\mathbf{I}}_0 + \tilde{\mathbf{U}}_0\bar{\mathbf{Y}}_N d\bar{\mathbf{U}} = d\mathbf{S}. \quad (5.75)$$

Проведем операцию комплексного сопряжения для обеих частей соотношения (5.75):

$$d\tilde{\tilde{\mathbf{U}}}\mathbf{A}\mathbf{I}_0 + \tilde{\tilde{\mathbf{U}}}_0\mathbf{Y}_N d\mathbf{U} = d\bar{\mathbf{S}}. \quad (5.76)$$

В соотношение (5.76) вместо вектора $\mathbf{I}_0$ подставим (5.20)

$$d\tilde{\tilde{\mathbf{U}}}\mathbf{Y}_N\mathbf{U}_0 + \tilde{\tilde{\mathbf{U}}}_0\mathbf{Y}_N d\mathbf{U} = d\bar{\mathbf{S}}. \quad (5.77)$$

Для дальнейшего преобразования соотношения (5.77), воспользуемся утверждением.

Утверждение. Пусть даны диагональная матрица $\mathbf{D}$ и симметрическая матрица $\mathbf{K}$ размера $n \times n$ и вектор $\mathbf{v}$ размера $n \times 1$; тогда справедливо равенство

$$\mathbf{D}\mathbf{K}\mathbf{v} = (\tilde{\mathbf{K}}\mathbf{v})\mathbf{d},$$

где $\mathbf{d}$ – вектор размера $n \times 1$, компоненты которого равны соответствующим диагональным элементам матрицы $\mathbf{D}$ ($D_{ii} = d_i$). Равенство проверяется непосредственным перемножением левой и правой частей. Тогда из соотношения (5.77) получим

$$d\bar{\mathbf{S}} = \widetilde{\mathbf{Y}_N\mathbf{U}_0} d\bar{\mathbf{U}} + \tilde{\tilde{\mathbf{U}}}_0\mathbf{Y}_N d\mathbf{U}. \quad (5.78)$$

Согласно численным экспериментам $\widetilde{Y}_N \widetilde{U}_0 d\bar{U} \approx -\Delta S$, в то время как $\widetilde{U}_0 Y_N dU \approx \Delta \bar{S}$. В итоге соотношение (5.78) редуцируется к соотношению (рабочей формуле)

$$d\bar{S} \approx \widetilde{U}_0 Y_N dU, \quad (5.79)$$

которое даёт хорошую аппроксимацию $d\bar{S}$.

Одной из наиболее востребованных задач при анализе послеаварийных режимов при оценке режимной надёжности является определение изменений напряжений в узлах ЭЭС ΔU от изменения мощности (отказы генераторов, изменение потребления мощности) $d\bar{S}$ в узлах. Запишем соответствующее соотношение

$$dU_{\bar{S}} = (\widetilde{U}_0 Y_N)^{-1} d\bar{S}, \quad (5.80)$$

где $\frac{dU_{\bar{S}}}{d\bar{S}} = (\widetilde{U}_0 Y_N)^{-1}$ – $(n - 1 \times n - 1)$ – матрица чувствительности первого порядка, отражающая зависимость изменения напряжения от изменения мощности в узлах ЭЭС.

Далее представим дифференциальную модель на основе интегральной модели №4, соотношение (5.27) – баланс мощности в узлах ЭЭС в декартовой системе координат. В векторно-матричном уравнении (5.27) присутствуют комплексно-сопряжённые величины, вследствие чего продифференцировать это уравнение невозможно. Это следует из условия Коши-Римана [282]. Одним из путей решения возникшей проблемы может быть декомплексификация уравнения (5.27), что будет рассмотрено далее по тексту. Другим подходом к решению этой задачи является дифференцирование уравнения (5.27), считая U и $\bar{U}$ независимыми переменными. Тогда

$$d\bar{S} = d\widetilde{U} Y_N U + \widetilde{U} Y_N dU. \quad (5.81)$$

Применив *утверждение*, перепишем первое слагаемое из (5.81), тогда

$$d\bar{S} = \widetilde{Y}_N \widetilde{U} d\bar{U} + \widetilde{U} Y_N dU. \quad (5.82)$$

Дифференциальное уравнение (5.82) совпадает с (5.78), хотя они получены из различных интегральных уравнений. В этом случае, выводы по

дифференциальному уравнению (5.82) совпадают с выводами по (5.78), а именно лучшую аппроксимацию можно получить, используя только вторую часть уравнения $d\bar{S} = \tilde{\bar{U}}Y_N dU$. К тому же, из-за того что U и $\bar{U}$ считаются независимыми переменными, в подобной трактовке число выходных переменных больше, чем число входных величин, что не позволяет аналитически получить матрицу чувствительности.

Искомый вектор напряжения может быть определён следующим образом

$$U \approx U_0 + dU_{\bar{S}}. \quad (5.83)$$

Выражение (5.83) по сути является реализацией применения метода Эйлера при решении обыкновенных дифференциальных уравнений (5.80). Матрица чувствительности $\frac{dU_{\bar{S}}}{d\bar{S}} = (\tilde{\bar{U}}_0 Y_N)^{-1}$ представляет собой задачу Коши (задача с начальными условиями [283]). Шагом, при применении метода Эйлера является входное возмущение, но для повышения точности определения искомых величин возможна аппроксимация с учётом множества шагов (возмущение делится на части). Рекуррентная формула в рассматриваемом случае будет выглядеть следующим образом:

$$U^{n+1} \approx U^n + (\tilde{\bar{U}}_0 Y_N)^{-1} d\bar{S}^n, \quad (5.84)$$

где U^{n+1} - $(n - 1 \times 1)$ – вектор значений выходного параметра на шаге $n + 1$ (искомый вектор); U^n - $n \times 1$ вектор – значение выходного параметра на шаге n (известный вектор); $d\bar{S}^n$ – величина шага.

Преимуществом использования множества шагов вместо одного является повышение точности результата, но в то же время приходится затрачивать определённое время на дополнительные вычисления, хотя эти вычисления являются простыми и не требуют вычисления производной на каждом шаге.

На Рисунке 5.5 представлена графическая интерпретация метода Эйлера для построения интегральной кривой, аппроксимирующей зависимость изменения выходных параметров от изменения входных при анализе УР ЭЭС.

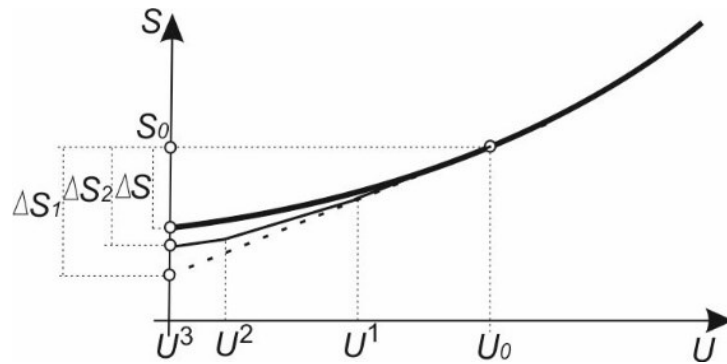


Рисунок 5.5 – Графическая интерпретация применения метода Эйлера при приближенном построении интегральной кривой

На Рисунке 5.5 жирной линией показано исходная функция, пунктирной линией показана аппроксимация исходной функции на основании применения одного шага возмущения (линейная аппроксимация), тонкой линией показана аппроксимация с использованием нескольких шагов возмущения.

Продemonстрируем результаты применения уравнения (5.80) на тестовом примере. Рассмотрим схему ЭЭС, представленную на рисунке 5.6, состоящую из 8 узлов и 10 ЛЭП, соединяющих эти узлы.

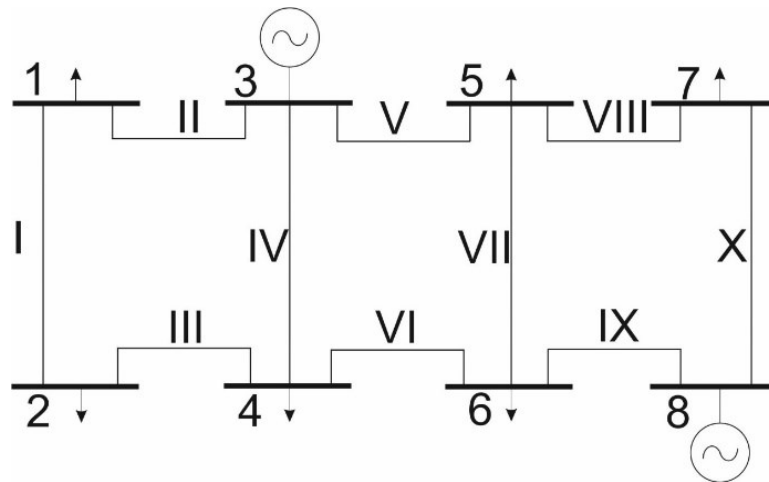


Рисунок 5.6 – Схема исследуемой ЭЭС

В Таблице 5.6 представлены исходные данные по узлам для расчета начального установившегося режима ЭЭС и результаты расчёта начального (исходного) установившегося режима ЭЭС (выделены жирным шрифтом). Следует отметить, что расчеты установившихся режимов ЭЭС проводились, используя

ПВК «АНАРЭС» [256]. Исходные данные по ветвям ЭЭС для расчета начального (исходного) установившегося режима представлены в Таблице 5.7.

В экспериментальных исследованиях не будем учитывать поперечные проводимости линий электропередачи, что не приводит к нарушению общности проводимых исследований.

Стоит отметить, что дальнейшие вычисления проводились с учётом усечения матрицы Якоби по базисному узлу, так как неусеченная матрица Якоби является вырожденной в любой точке пространства переменных. Это обусловлено тем, что при определении матрицы Якоби одним из сомножителей является матрица узловых проводимостей, которая является вырожденной, а при произведении вырожденной матрицы (узловых проводимостей) на невырожденную матрицу (диагональную комплексно-сопряженная матрица напряжений), как известно, получается вырожденная матрица. В свою очередь, вырожденность матрицы узловых проводимостей объясняется способом её получения, а именно $Y_N = AY_A^T$, в которой одним из сомножителей является матрица инцидентности (A), которая является неполноранговой. Таким образом, вырожденность матрицы Якоби объясняется неполным рангом матрицы инцидентности.

Таблица 5.6 – Результаты расчёта начального установившегося режима ЭЭС (жирным выделены рассчитанные режимные параметры)

№ узла	Тип узла	P , МВт	Q , МВАр	V , кВ	δ , град	U_a , кВ	U_r , кВ
1	P, Q	-50	-20	201,68	-6,46	200,4	-22,7
2	P, Q	-10	-5	202,14	-6,22	200,96	-21,9
3	Балансирующий P, V	3x50=150	82,14	220	-0,48	219,99	-1,83
4	P, Q	-30	-15	207,29	-4,15	206,75	-14,99
5	P, Q	-80	-40	211,17	-2,9	210,9	-10,68
6	P, Q	-100	-25	211,72	-3	211,43	-11,08
7	P, Q	-60	-30	211,81	-2,43	211,62	-8,98
8	Базисный V, δ	187,75	80,19	220	0	220	0

* «-» означает потребление мощности.

Таблица 5.7 – Исходные данные по ветвям для расчета начального установившегося режима восьми узловый ЭЭС

№	Соединяемые узлы	Сопротивление, Ом	Проводимость, См
1	1-2	$10+j31$	$0,00942-j0,02922$
2	1-3	$28+j117$	$0,00193-j0,00808$
3	2-4	$24+j104$	$0,00211-j0,00912$
4	3-4	$30+j93$	$0,00314-j0,00973$
5	3-5	$10+j35$	$0,00755-j0,02642$
6	4-6	$25+j107$	$0,00207-j0,00886$
7	5-6	$7+j22$	$0,01313-j0,04127$
8	5-7	$7+j23$	$0,01211-j0,03979$
9	6-8	$7+j25$	$0,01039-j0,03709$
10	7-8	$10+j30$	$0,01-j0,03$

Усечение искомой матрицы Якоби можно проводить двумя способами. Стоит сразу отметить, что оба способа приводит к одному и тому же результату. Первый способ заключается в усечении исходных матриц и векторов по базисному узлу и последующему их перемножению для получения матрицы Якоби. Второй способ заключается в перемножении неусеченных исходных матриц и векторов и усечению по базисному узлу по факту получения матрицы Якоби.

Для представленного примера была определена матрица чувствительности $\frac{dU_S}{d\bar{S}}$. Определитель матрицы $\frac{dU_S}{d\bar{S}}$ равен $-3,19 \cdot 10^{-7} + j3,60 \cdot 10^{-7}$. Определитель хоть и имеет малое значение, но всё же отличен от нуля, что указывает на невырожденность матрицы, на это же указывает ранг матрицы, равный 7. Число обусловленности матрицы $\frac{dU_S}{d\bar{S}}$ равно 84,44. Это означает, что матрица обладает достаточно хорошими вычислительными свойствами.

Далее проведём ряд вычислительных экспериментов, в реализации которых будем стремиться к демонстрации показа результатов применения матриц чувствительности для анализа режимов при различных вариациях входных параметров и в некоторых случаях будем приближать входные параметры к реальным, имеющим физический смысл, событиям в ЭЭС.

Проведем опыт отключения (отказ) одного из генераторов (50 МВт) в узле № 3. Событие - отказ генератора в энергосистеме, является достаточно распространённым и при оценке надёжности ЭЭС является одним из основных событий. Параметры послеаварийного режима, рассчитанные на ПВК,

представлены в Таблице 5.8 (U_{ac}, U_{rc}). Также в Таблице 5.9 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные в опыте с отключением (отказ) одного из генераторов (50 МВт) в узле № 3, с использованием $\frac{dU_s}{dS}$.

Таблица 5.8 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС при отказе генерирующего агрегата 50 МВт в 3 узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима на ПВК «АНАРЭС» и при использовании матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	199,05	-33,03	197,48	-32,64	1,57	0,39	0,78	1,18
2	199,72	-31,83	198,27	-31,44	1,52	0,39	0,76	1,22
3	219,5	-14,83	216,59	-13,24	2,91	1,59	1,32	10,72
4	205,99	-23,8	204,41	-23,25	1,58	0,55	0,76	2,31
5	210,38	-16,3	209,31	-15,79	1,07	0,51	0,51	3,12
6	211,04	-14,6	210,44	-14,34	0,6	0,26	0,28	1,78
7	211,24	-12,13	210,68	-11,87	0,56	0,26	0,26	2,14
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Как видно из результатов, представленных в Таблице 5.8, модули разности активных и реактивных напряжений, определёнными в результате расчета на ПВК «АНАРЭС», и расчета с использованием матрицы чувствительности $\frac{dU_s}{dS}$ во всех узлах имеют небольшое значение относительно абсолютных величин. Относительные величины также имеют небольшие значения по активному напряжению самое большое отклонение 1,32%, по реактивному – 3,12%, не считая балансирующий узел. В балансирующем узле отклонение реактивного напряжения составило 10,72%. Относительно высокую погрешность в балансирующем узле можно объяснить невозможностью отразить фиксированный модуль напряжения в балансирующем узле при применении, рассматриваемой матрицы чувствительности. Большие относительные отклонения реактивной мощности по сравнению с активной можно объяснить малой абсолютной величиной значений реактивной мощности. В целом можно заключить, что полученный результат является достаточно хорошим, погрешность не только не превышает 5%, но и, например, для активного напряжения практически во всех узлах находится в пределах 1% при достаточно большом возмущении, что при анализе режимной надёжности ЭЭС будет являться приемлемым.

В Таблице 5.9 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r). Также в Таблице 5.9 представлены результаты вычислительного эксперимента, где использовали в (5.80) вместо одного шага, равного 50 МВт, пять шагов по 10 МВт (dU_a', dU_r').

Таблица 5.9 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при отказе генерирующего агрегата 50 МВт в 3 узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима на ПВК «АНАРЭС» и при использовании матрицы чувствительности

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ	dU_a' , кВ	dU_r' , кВ
1	-1,35	-10,33	-2,92	-9,94	-2,58	-10,09
2	-1,24	-9,93	-2,69	-9,54	-2,44	-9,7
3	-0,49	-13	-3,4	-11,41	-3,03	-11,58
4	-0,76	-8,81	-2,34	-8,26	-2,06	-8,37
5	-0,52	-5,62	-1,59	-5,11	-1,43	-5,18
6	-0,39	-3,52	-0,99	-3,26	-0,88	-3,31
7	-0,38	-3,15	-0,94	-2,89	-0,84	-2,94
8	0	0	0	0	0	0

Как видно из поэлементного сравнения, применение пяти шагов вместо одного при аппроксимации исходной функции даёт определённый положительный эффект.

Увеличим возмущение, а именно проведем опыт отключения (отказ) двух генераторов (суммарно 100 МВт) в узле № 3. Такое событие имеет гораздо меньшую вероятность по сравнению с отказом одного генератора, но всё же может произойти в реальных условиях эксплуатации ЭЭС. К тому же в данном случае преследуется цель: оценить результат расчета послеаварийного режима ЭЭС при использовании для этого матрицы чувствительности. Параметры послеаварийного режима, определённые в ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.10 (U_{ac}, U_{rc}). Также в Таблице 5.10 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные в опыте с отключением (отказ) двух генераторов (суммарно 100 МВт) в узле № 3, используя матрицу чувствительности $\frac{dU_s}{dS}$.

Таблица 5.10 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС при отказе двух генерирующих агрегатов по 50 МВт ($2 \times 50 = 100$ МВт) в 3 узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима на ПВК «АНАРЭС» и при использовании матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	197,01	-43,52	194,57	-42,58	2,44	0,94	1,24	2,16
2	197,83	-41,91	195,44	-41	2,39	0,91	1,21	2,17
3	218,2	-28,07	213,18	-24,66	5,02	3,41	2,30	12,18
4	204,68	-32,77	202,08	-31,5	2,6	1,27	1,27	3,88
5	209,48	-22,03	207,71	-20,89	1,77	1,14	0,84	5,17
6	210,41	-18,18	209,45	-17,60	0,96	0,58	0,46	3,19
7	210,64	-15,33	209,74	-14,76	0,9	0,57	0,43	3,72
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Так как анализируемое возмущение значительно больше, рассмотренного в предыдущем эксперименте, то, ожидаемо, отклонения значений напряжения получились больше во всех узлах. В то же время полученные отклонения по активному напряжению до 1,27%, за исключением балансирующего узла, по реактивному напряжению до 5,17%, причем, отклонение больше 5% наблюдается только в одном узле, в остальных меньше, за исключением балансирующего узла.

В Таблице 5.11 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r). Также в Таблице 5.11 представлены результаты вычислительного эксперимента, где использовали в (5.80) вместо одного шага, равного 100 МВт, пять шагов по 20 МВт (dU_a', dU_r').

Таблица 5.11 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений при отключении двух генераторов (суммарно 100 МВт) в узле № 3

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ	dU_a' , кВ	dU_r' , кВ
1	-3,39	-20,82	-5,83	-19,88	-4,75	-20,36
2	-3,13	-20,01	-5,52	-19,1	-4,47	-19,57
3	-1,79	-26,24	-6,81	-22,83	-5,57	-23,38
4	-2,07	-17,78	-4,67	-16,51	-3,76	-16,88
5	-1,42	-11,35	-3,19	-10,21	-2,63	-10,47
6	-1,02	-7,1	-1,98	-6,52	-1,61	-6,68
7	-0,98	-6,35	-1,88	-5,78	-1,56	-5,93
8	0	0	0	0	0	0

Также, как и в предыдущем вычислительном эксперименте, при поэлементном сравнении видно, что применение пяти шагов вместо одного при аппроксимации исходной функции даёт достаточно хороший положительный эффект.

Кроме отказов генерирующих агрегатов изменение значений мощности в узлах может произойти по причине повышения и снижения потребления мощности. Чтобы проанализировать этот случай, проведем численный эксперимент с повышением активной и реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, что, по сути, является существенным возмущением при анализе режимной надёжности ЭЭС. Параметры послеаварийного режима (U_{ac}, U_{rc}), определённые в ПВК, представлены в Таблице 5.12. Также в Таблице 5.12 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные в опыте с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %, используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.12 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %, вычисленные на ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	197,58	-28,12	195,93	-27,47	1,65	-0,65	0,84	2,31
2	198,25	-27,11	196,65	-26,5	1,6	-0,61	0,81	2,25
3	219,92	-6,05	217,09	-4,88	2,83	-1,17	1,29	19,33
4	204,98	-19,19	203,36	-18,59	1,62	-0,6	0,79	3,12
5	209,75	-13,48	208,67	-13,02	1,08	-0,46	0,51	3,41
6	210,35	-13,28	209,74	-13,01	0,61	-0,27	0,29	2,03
7	210,59	-10,85	210,03	-10,59	0,56	-0,26	0,27	2,39
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Из Таблицы 5.12 видно, разница между отклонениями значений напряжения при расчете режима в ПВК и на основании матрицы чувствительности незначительная. Активная составляющая в пределах 1%, за исключением балансирующего узла, реактивная в пределах 3,5%, кроме балансирующего узла.

В Таблице 5.13 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r).

Таблица 5.13 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при повышении активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	-2,82	-5,42	-4,47	-4,77
2	-2,71	-5,21	-4,31	-4,6
3	-0,07	-4,22	-2,9	-3,05
4	-1,77	-4,2	-3,39	-3,6
5	-1,15	-2,8	-2,23	-2,34
6	-1,08	-2,2	-1,69	-1,93
7	-1,03	-1,87	-1,59	-1,61
8	0	0	0	0

Далее усилим предыдущий опыт и повысим активную и реактивную потребляемую мощность во всех нагрузочных узлах на 20 %. Такое возмущение для ЭЭС в рамках временных периодов оценки режимной надёжности является значительным и маловероятным, но в данном опыте прослеживается только анализ применимости матрицы чувствительности. Параметры послеаварийного режима (U_{ac}, U_{rc}), рассчитанные в ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.14. Также в Таблице 5.14 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные в опыте с повышением активной и реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 20 %, используя матрицу чувствительности.

По сравнению с предыдущим опытом отклонения напряжений получились большими, но, всё же, результат совпадения можно принять удовлетворительным. Причем, если проанализировать все опыты и тренд изменения отклонения значений напряжения, то можно увидеть, что значения отклонений во всех узлах имеют закономерность и на практике в зависимости от специфики, анализируемой ЭЭС можно, используя добавочные коэффициенты, добиться более точного совпадения результатов. Например, если, в последнем опыте, умножить значения активного и реактивного напряжения, полученные на основании матрицы

чувствительности, на коэффициенты 1,01 и 1,04 соответственно, то анализируемая разница значительно снизится во всех узлах.

Таблица 5.14 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 20 %, вычисленные на ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	194,51	-33,53	191,47	-32,24	3,04	-1,29	1,56	3,84
2	195,31	-32,32	192,35	-31,09	2,96	-1,23	1,51	3,8
3	219,76	-10,36	214,2	-7,93	5,56	-2,43	2,53	23,45
4	203,06	-23,41	199,98	-22,18	3,08	-1,23	1,51	5,25
5	208,52	-16,31	206,45	-15,36	2,07	-0,95	0,99	5,82
6	209,2	-15,48	208,05	-14,93	1,15	-0,55	0,54	3,55
7	209,5	-12,72	208,43	-12,20	1,07	-0,52	0,51	4,08
8	220	0	220	0	0	0	0	0

В Таблице 5.15 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r).

Таблица 5.15 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при повышении активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 20 %

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	-5,89	-10,83	-8,93	-9,54
2	-5,65	-10,42	-8,61	-9,19
3	-0,23	-8,53	-5,79	-6,1
4	-3,69	-8,42	-6,77	-7,19
5	-2,38	-5,63	-4,45	-4,68
6	-2,23	-4,4	-3,38	-3,85
7	-2,12	-3,74	-3,19	-3,22
8	0	0	0	0

Далее проведем опыт с повышением только активной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %. Параметры послеаварийного режима (U_{ac}, U_{rc}), полученные в ПВК, представлены в Таблице 5.16. Также в Таблице 5.16 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные в опыте с

повышением только активной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.16 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением только активной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, вычисленные на ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	198,73	-28,35	198,32	-28,34	0,41	-0,01	0,20	0,03
2	199,36	-27,35	198,96	-27,33	0,4	-0,02	0,20	0,07
3	219,92	-5,99	218,63	-5,46	1,29	-0,53	0,58	8,84
4	205,73	-19,37	205,18	-19,25	0,55	-0,12	0,26	0,61
5	210,26	-13,60	209,85	-13,46	0,41	-0,14	0,19	1,02
6	210,79	-13,38	210,60	-13,32	0,19	-0,06	0,09	0,44
7	211,07	-10,98	210,87	-10,91	0,2	-0,07	0,09	0,63
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Так как анализируемое возмущение «мягче» предыдущих, то и результаты получились лучшими. Также, можно отметить, что подобные возмущения являются более вероятными, по сравнению с предыдущими. В результате наблюдаются совсем незначительные отклонения значений напряжения. В абсолютном значении возмущения активной потребляемой мощности дало больше отклонение для активного напряжения.

В Таблице 5.17 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r).

Далее, по аналогии с предыдущим опытом, проведем опыт с повышением только реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %. Параметры послеаварийного режима (U_{ac}, U_{rc}), рассчитанного в ПВК, представлены в Таблице 5.18. Также в Таблице 5.18 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные в опыте с повышением только реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 % с использованием матрицы чувствительности.

Таблица 5.17 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при повышении активной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	-1,67	-5,65	-2,08	-5,64
2	-1,6	-5,45	-2	-5,43
3	-0,07	-4,16	-1,36	-3,63
4	-1,02	-4,38	-1,57	-4,26
5	-0,64	-2,92	-1,05	-2,78
6	-0,64	-2,3	-0,83	-2,24
7	-0,55	-2	-0,75	-1,93
8	0	0	0	0

Как видно из Таблицы 5.18, возмущение только реактивной потребляемой мощности привело к незначительным отклонениям значений как активного, так и реактивного напряжения. Относительные отклонения выше у реактивной составляющей, но это объясняется малыми значениями реактивного напряжения.

Таблица 5.18 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением только реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, вычисленные на ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	199,26	-22,46	198,01	-21,81	1,25	0,65	0,62	2,89
2	199,83	-21,66	198,63	-21,04	1,2	0,62	0,60	2,86
3	219,99	-1,87	218,45	-1,25	1,54	0,62	0,70	33,15
4	205,99	-14,82	204,92	-14,33	1,07	0,49	0,51	3,30
5	210,38	-10,55	209,71	-10,23	0,67	0,32	0,31	3,03
6	210,97	-10,97	210,55	-10,76	0,42	0,21	0,19	1,91
7	211,14	-8,84	210,76	-8,65	0,38	0,19	0,17	2,14
8	220	0	220	0	0	0	0	0

В Таблице 5.19 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r).

Численные эксперименты по применению матрицы чувствительности первого порядка, отражающей изменение значений напряжения в узлах ЭЭС от изменения мощности в рамках использования метода Эйлера, показали, что имеются хорошие

качественные и количественные результаты по аппроксимации послеаварийных установившихся режимов ЭЭС. Дополнительно следует отметить, что многошаговость при использовании метода Эйлера при аппроксимации исходной функции может дать существенный положительный результат.

Таблица 5.19 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при повышении реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	-1,14	0,24	-2,39	0,89
2	-1,13	0,24	-2,33	0,86
3	0	-0,04	-1,54	0,58
4	-0,76	0,17	-1,83	0,66
5	-0,52	0,13	-1,19	0,45
6	-0,46	0,11	-0,88	0,32
7	-0,48	0,14	-0,86	0,33
8	0	0	0	0

Зависимость изменения напряжения в узлах от изменения проводимости линий электропередачи

Еще одной важной задачей при анализе режимной надёжности ЭЭС является задача учёта отказов ЛЭП. На основании соотношений (5.71), (5.72) переформулируем задачу потокораспределения. В этой задаче параметрами являются матрица $\mathbf{A}$; заданными являются векторы $\mathbf{Y}$ и $\mathbf{S}$; искомыми переменными являются векторы $\mathbf{U}$ и $\mathbf{I}$. Для получения дифференциала напряжения $d\mathbf{U}$ от изменения проводимости (сопротивления) ЛЭП $d\mathbf{Y}$ проведём дифференцирование соотношений (5.71), (5.72) в точке решения $(\mathbf{U}_0, \mathbf{I}_0)$. За независимую переменную примем $\mathbf{Y}$, а зависимыми переменными будут являться $\mathbf{U}$ и $\mathbf{I}$.

Продифференцируем (5.71), (5.72).

$$d\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{A}\bar{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{0}, \quad (5.85)$$

$$d\mathbf{Y}\mathbf{A}^T\mathbf{U}_0 + \mathbf{Y}\mathbf{A}^T d\mathbf{U} = \mathbf{0}. \quad (5.86)$$

Из (5.86) выразим дифференциал ($d\mathbf{U}$) при изменении проводимости ЛЭП, $d\mathbf{Y}$, что является еще одной востребованной задачей при анализе режимной надёжности ЭЭС, на основании которого появляется возможность анализировать

режимы при изменении проводимости ЛЭП вплоть до задания возмущения проводимостей, эквивалентных отключению (отказ) ЛЭП.

Воспользовавшись *утверждением*, перепишем первое слагаемое левой части (5.86), а второе перенесём в правую часть, тогда

$$d\widetilde{A^T U_0} dY = -YA^T dU. \quad (5.87)$$

Умножим обе части (5.87) на A слева

$$AA^T \widetilde{U_0} dY = -AYA^T dU_Y, \quad (5.88)$$

откуда выразим dU , учитывая, что $AYA^T = Y_N$

$$dU_Y = -Y_N^{-1} AA^T \widetilde{U_0} dY, \quad (5.89)$$

где $\frac{dU_Y}{dY} = -Y_N^{-1} AA^T \widetilde{U_0}$ – $n \times m$ матрица чувствительности первого порядка, отражающая зависимость изменения напряжений в узлах ЭЭС от изменения проводимостей ЛЭП.

Можно матрицу dU_Y получить из выражения другого вида. В (5.87) умножим обе части на Y^{-1} , тогда

$$Y^{-1} \widetilde{A^T U_0} dY = -A^T dU. \quad (5.90)$$

Умножим обе части уравнение на A слева, тогда

$$AY^{-1} \widetilde{A^T U_0} dY = -AA^T dU. \quad (5.91)$$

Отсюда выразим dU

$$dU_Y = -(AA^T)^{-1} AY^{-1} \widetilde{A^T U_0} dY. \quad (5.92)$$

В итоге, искомый вектор напряжения будет определён следующим образом

$$U \approx U_0 + dU_Y. \quad (5.93)$$

Рекуррентная формула в рассматриваемом случае будет выглядеть следующим образом:

$$U^{n+1} \approx U^n - Y_N^{-1} AA^T \widetilde{U_0} dY^n, \quad (5.94)$$

где $d\bar{Y}^n$ – величина шага.

Стоит отметить один важный момент, при вычислении матрицы чувствительности первого порядка, отражающей зависимость изменения напряжений в узлах ЭЭС от изменения проводимостей ЛЭП не нужно усекать эту

матрицу по базисному узлу, так как при её вычислении не нужно обращаться вырожденные матрицы и в случае усечения будут искажены результаты вычисления при внесении изменения в проводимости ЛЭП, которые инцидентны базисному узлу.

Проведем численный эксперимент по применению матрицы чувствительности $\frac{dU_Y}{dY}$. На основании значений напряжений в точке решения в узлах ЭЭС для рассматриваемого выше примера была определена матрица чувствительности $\frac{dU_Y}{dY}$.

Можно отметить, что для рассматриваемого примера, матрица $\frac{dU_Y}{dY}$ невырожденная.

Далее для представленной на Рисунке 5.4 схемы ЭЭС проведем опыты с отключением (отказ) всех ЛЭП поочередно. На Рисунке 5.7 представлены данные по степени отклонения значений активного напряжения, рассчитанного на ПВК «АНАРЭС» и на основании матрицы чувствительности. На Рисунке 5.8 аналогичные значения для отклонения реактивного напряжения в узлах ЭЭС.

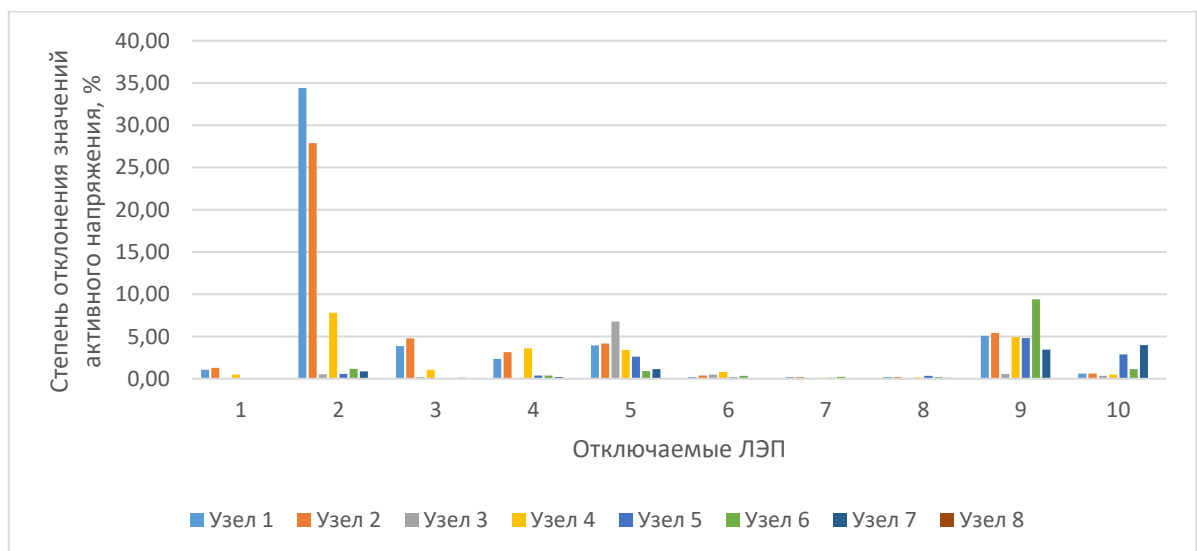


Рисунок 5.7 – Степень отклонения значений активного напряжения, %

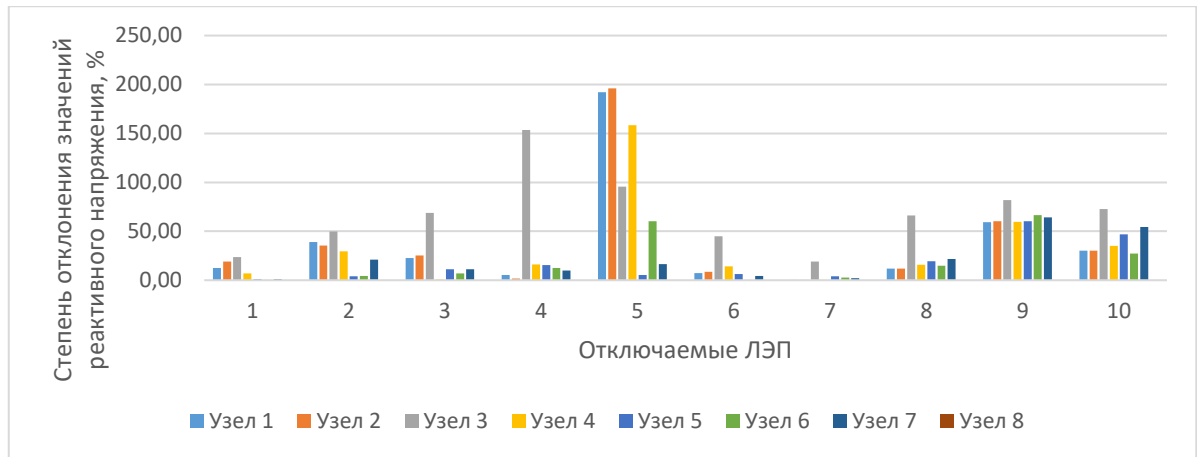


Рисунок 5.8 – Степень отклонения значений реактивного напряжения, %

Во всех вычислительных экспериментах с отключением ЛЭП, было качественное совпадение результата, т.е. направление изменения значений напряжения при расчете в ПВК и на основании матрицы чувствительности совпали. Как видно из рисунков, отклонения активного и реактивного напряжения варьируется в зависимости от конкретной ЛЭП. Так, например, активное напряжение имеет максимальную степень отклонения при отключении ЛЭП №II в 1-м и 2-м узлах. Это, в том числе, можно объяснить проанализировав топологию ЭЭС. Отказ ЛЭП №II по факту формирует радиальную структуру части ЭЭС, а 1-й и 2-й узлы находятся «на хвосте» этой радиальной структуры.

Для примера в Таблице 5.20 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r) при отключении ЛЭП IV, а в Таблице 5.21 та же информация для ЛЭП I.

Таблица 5.20 – Значения приращений активных и реактивных напряжений, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при отключении (отказ) ЛЭП IV (между узлами 3 и 4)

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	-6,3	-2,08	-0,98	-1,25
2	-7,88	-3,84	-1,87	-2,05
3	-0,02	5,24	2	1,96
4	-12,25	-9,98	-4,5	-4,94
5	-0,79	1,43	0,52	0,49
6	-1,71	-0,29	-0,24	-0,24
7	-0,44	0,8	0,3	0,27
8	0	0	0	0

Таблица 5.21 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при отключении (отказ) ЛЭП I (между узлами 1 и 2)

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	-2,46	-3,5	-0,24	-0,34
2	2,7	3,74	0,24	0,39
3	0	-0,57	-0,04	-0,05
4	1,01	0,99	0,07	0,1
5	0,06	-0,16	-0,01	-0,01
6	0,14	0,02	0	0
7	0,03	-0,09	-0,01	-0,01
8	0	0	0	0

Далее проведем опыт с увеличением сопротивления (увеличили одновременно активную и реактивную составляющие) всех ЛЭП на 10%. Такие изменения на практике могут соответствовать влиянию температуры на сопротивление проводов. В Таблице 5.22 представлены приращения сопротивлений ЛЭП на 10 % и соответствующие им приращения проводимостей.

Таблица 5.22 – Значения приращений сопротивлений и проводимостей ЛЭП

№ ЛЭП	Соединяемые узлы	Приращение сопротивления, Ом	Новое значение сопротивления, Ом	Приращения проводимости, Си	Новое значение проводимости, Си
1	1-2	$1+j3,1$	$11+j33,1$	$-0,0004+j0,002$	$0,009 - j0,0272$
2	1-3	$2,8+j11,7$	$30,8+j128,7$	$-0,0001+j0,0007$	$0,0018 - j0,0073$
3	2-4	$2,4+j10,4$	$26,4+j114,4$	$-0,0002+j0,0009$	$0,0019 - j0,0082$
4	3-4	$3+j9,3$	$33+j102,3$	$-0,0002+j0,0008$	$0,0029 - j0,0089$
5	3-5	$1+j3,5$	$11+j38,5$	$-0,0007+j0,0024$	$0,0069 - j0,024$
6	4-6	$2,5+j10,7$	$27,5+j117,7$	$-0,0002+j0,0009$	$0,0019 - j0,0080$
7	5-6	$0,7+j2,2$	$7,7+j24,2$	$-0,0012+j0,0037$	$0,0119 - j0,0375$
8	5-7	$0,7+j2,3$	$7,7+j25,3$	$-0,0011+j0,0036$	$0,011 - j0,0362$
9	6-8	$0,7+j2,5$	$7,7+j27,5$	$-0,001+j0,0034$	$0,0094 - j0,0337$
10	7-8	$1+j3$	$11+j33$	$-0,0009+j0,0027$	$0,0091 - j0,02732$

Параметры послеаварийного режима (U_{ac}, U_{rc}), определённые в ПВК, представлены в Таблице 5.23. Также в Таблице 5.24 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.23 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с увеличением сопротивления (соответствует снижению проводимости) и вычисленные на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	197,96	-25,04	199,08	-24,25	1,12	0,79	0,56	-3,15
2	198,59	-24,18	199,91	-23,44	1,32	0,74	0,66	-3,06
3	219,99	-2,156	220	-1,99	0,01	0,166	0,004	-7,69
4	205,16	-16,58	205,78	-15,92	0,62	0,66	0,30	-3,98
5	209,88	-11,8	210,45	-11,7	0,57	0,1	0,27	-0,84
6	210,45	-12,23	210,94	-12,15	0,49	0,08	0,23	-0,65
7	210,69	-9,91	211,06	-9,44	0,37	0,47	0,17	-4,74
8	220	1E-10	219,80	-0,33	-0,2	-0,33	0	-0

Как видно из полученных результатов, абсолютные отклонения значений напряжения по активной части до 1,32 кВ, по реактивной до 0,79 кВ. В относительных величинах по активной части до 0,66 %, по реактивной до 3,15% за исключением балансирующего узла.

В Таблице 5.24 представлены значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta U_a, \Delta U_r$), а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС (dU_a, dU_r).

Таблица 5.24 – Значения приращений активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС, а также значения дифференциалов активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при увеличении сопротивления всех ЛЭП на 10%

№ узла	ΔU_a , кВ	ΔU_r , кВ	dU_a , кВ	dU_r , кВ
1	2,44	2,34	1,32	1,55
2	2,36	2,28	1,04	1,54
3	0,002	0,32	-0,007	0,15
4	1,58	1,58	0,96	0,92
5	1,02	1,12	0,45	1,02
6	0,97	1,14	0,48	1,06
7	0,93	0,92	0,56	0,45
8	0	0	0	0

В реальных практических задачах в ЭЭС возникают ситуации, когда происходит практически одновременные изменения суммарной мощности в узлах и проводимостей ЛЭП. В этих случаях на изменения напряжения в узлах будут влиять все произошедшие события. Для определения изменений напряжения

воспользуемся принципом суперпозиции, согласно которому результирующий эффект нескольких независимых воздействий есть сумма эффектов, вызываемых каждым воздействием в отдельности. В рассматриваемом случае результирующий вектор изменений напряжения в узлах ЭЭС будет складываться из составляющей от изменения мощности в узлах ЭЭС и составляющей от изменения проводимостей ЛЭП:

$$dU = dU_S + dU_Y. \quad (5.95)$$

Проведем опыт с одновременным отключением одного генератора 50 МВт в третьем узле и ЛЭП IV, соединяющей 3 и 4 узлы ЭЭС. На практике такое сочетание событий вполне вероятно.

Параметры послеаварийного режима (U_{ac}, U_{rc}), вычисленные в ПВК, представлены в Таблице 5.25. Также в Таблице 5.25 представлены режимные параметры (U_{as}, U_{rs}), полученные используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.25 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с одновременным отключением одного генератора 50 МВт в третьем узле и ЛЭП №IV, соединяющей 3 и 4 узлы ЭЭС вычисленные на ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	192,79	-34,37	196,49	-33,88	3,7	0,49	1,91	1,42
2	191,86	-34,4	196,33	-33,50	4,47	0,9	2,32	2,61
3	219,73	-10,74	218,59	-11,27	1,14	0,53	0,51	4,93
4	193,52	-30,81	199,91	-28,17	6,39	2,64	3,3	8,56
5	209,67	-15,14	209,82	-15,30	0,15	0,16	0,07	1,05
6	209,37	-14,71	210,2	-14,57	0,83	0,14	0,39	0,95
7	210,85	-11,48	210,97	-11,60	0,12	0,12	0,05	1,04
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Как видно из полученных результатов, абсолютные отклонения значений напряжения по активной части до 4,47 кВ, по реактивной до 2,64 кВ. В относительных величинах по активной части до 3,3 %, по реактивной до 8,56% за исключением балансирующего узла. Максимальные отклонения получены в узлах, которые непосредственно связаны с возмущениями. По мере схемного отдаления

узлов от моделируемых событий точность расчета при применении матрицы чувствительности возрастает.

Анализируя результаты вычислительных экспериментов, представленные выше, можно заключить, что применение матриц чувствительности первого порядка, отражающие изменение напряжения в узлах ЭЭС от изменения мощностей в узлах ЭЭС и проводимости ЛЭП, для анализа послеаварийных режимов при оценке режимной надёжности дает положительный результат.

Зависимость изменения напряжения от изменения мощности в узлах для моделей с декомплексификацией

Дифференцирование интегральной модели ЭЭС с декомплексификацией №6 ((5.34), (5.35)) может быть полезным на практике при раздельном анализе активных и реактивных составляющих мощности. В этом разделе покажем процесс дифференцирования декомплексифицированной модели ЭЭС на примере определения изменения значений напряжения в узлах от изменения потребляемой мощности.

Перед дифференцированием необходимо выбрать (выделить) зависимые и независимые переменные. Количество зависимых параметров должно совпадать с количеством уравнений системы УР, которые должны быть линейно независимыми. В рассматриваемом случае могут быть различные комбинации зависимых и независимых переменных:

- I. (P, Q) – зависимые переменные, (U_a, U_r) – независимые переменные.
- II. (U_a, U_r) – зависимые переменные, (P, Q) – независимые переменные.

Проведем дифференцирование уравнений (5.34) и (5.35) по U_a и U_r , при этом учитываем (I):

$$\begin{aligned} \widetilde{dU}_a G_N U_a + \widetilde{U}_a G_N dU_a + \widetilde{dU}_r B_N U_a + \widetilde{U}_r B_N dU_a + \widetilde{dU}_r G_N U_r + \\ \widetilde{U}_r G_N dU_r - \widetilde{dU}_a B_N U_r - \widetilde{U}_a B_N dU_r = dP, \end{aligned} \quad (5.96)$$

$$\begin{aligned} -\widetilde{dU}_a G_N U_r - \widetilde{U}_a G_N dU_r - \widetilde{dU}_r B_N U_r - \widetilde{U}_r B_N dU_r + \widetilde{dU}_r G_N U_a + \\ \widetilde{U}_r G_N dU_a - \widetilde{dU}_a B_N U_a - \widetilde{U}_a B_N dU_a = dQ. \end{aligned} \quad (5.97)$$

Используя *утверждение*, перенесем частные дифференциалы вправо каждого слагаемого:

$$\widetilde{G}_N \widetilde{U}_a dU_a + \widetilde{U}_a \widetilde{G}_N dU_a + \widetilde{B}_N \widetilde{U}_a dU_r + \widetilde{U}_r \widetilde{B}_N dU_a + \widetilde{G}_N \widetilde{U}_r dU_r + \quad (5.98)$$

$$\widetilde{U}_r \widetilde{G}_N dU_r - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r dU_a - \widetilde{U}_a \widetilde{B}_N dU_r = dP,$$

$$-\widetilde{G}_N \widetilde{U}_r dU_a - \widetilde{U}_a \widetilde{G}_N dU_r - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r dU_r - \widetilde{U}_r \widetilde{B}_N dU_r + \widetilde{G}_N \widetilde{U}_a dU_r + \quad (5.99)$$

$$\widetilde{U}_r \widetilde{G}_N dU_a - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_a dU_a - \widetilde{U}_a \widetilde{B}_N dU_a = dQ.$$

Вынесем частные дифференциалы за скобки:

$$(\widetilde{G}_N \widetilde{U}_a + \widetilde{U}_a \widetilde{G}_N + \widetilde{U}_r \widetilde{B}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r) dU_a + (\widetilde{B}_N \widetilde{U}_a + \widetilde{G}_N \widetilde{U}_r + \widetilde{U}_r \widetilde{G}_N - \quad (5.100)$$

$$\widetilde{U}_a \widetilde{B}_N) dU_r = dP,$$

$$(-\widetilde{G}_N \widetilde{U}_r + \widetilde{U}_r \widetilde{G}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_a - \widetilde{U}_a \widetilde{B}_N) dU_a + (-\widetilde{U}_a \widetilde{G}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r - \quad (5.101)$$

$$\widetilde{U}_r \widetilde{B}_N + \widetilde{G}_N \widetilde{U}_a) dU_r = dQ.$$

Из (5.100), (5.101) можно записать матрицы частных производных:

$$\frac{\partial P}{\partial U_a} = \widetilde{G}_N \widetilde{U}_a + \widetilde{U}_a \widetilde{G}_N + \widetilde{U}_r \widetilde{B}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r, \quad (5.102)$$

$$\frac{\partial P}{\partial U_r} = \widetilde{B}_N \widetilde{U}_a + \widetilde{G}_N \widetilde{U}_r + \widetilde{U}_r \widetilde{G}_N - \widetilde{U}_a \widetilde{B}_N, \quad (5.103)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial U_a} = -\widetilde{G}_N \widetilde{U}_r + \widetilde{U}_r \widetilde{G}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_a - \widetilde{U}_a \widetilde{B}_N, \quad (5.104)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial U_r} = -\widetilde{U}_a \widetilde{G}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r - \widetilde{U}_r \widetilde{B}_N + \widetilde{G}_N \widetilde{U}_a. \quad (5.105)$$

Анализируя матрицу $\frac{\partial P}{\partial U_a}$ можно отметить следующие закономерности:

1. Для матрицы $\frac{\partial P}{\partial U_a}$ порядок элементов матрицы $\widetilde{G}_N \widetilde{U}_a + \widetilde{U}_a \widetilde{G}_N$, содержащей матрицу узловых активных проводимостей, совпадает с порядком элементов матрицы $\widetilde{U}_r \widetilde{B}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r$, содержащей матрицу узловых реактивных проводимостей.

2. Диагональные элементы матрицы $\frac{\partial P}{\partial U_a}$ всегда положительны, а внедиагональные нули (отвечающие несмежным узлам) или отрицательные. Структура матрицы $\frac{\partial P}{\partial U_a}$ совпадает со структурой матрицы $\widetilde{G}_N$.

3. Матрица $\widetilde{U}_r \widetilde{B}_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r$ имеет линейно зависимые строки, причём сумма всех строк этой матрицы равна нулевой строке.

4. При увеличении (уменьшении) активного напряжения в i -ом узле активная мощность в этом узле увеличивается (уменьшается), в то же время при увеличении (уменьшении) активного напряжения в смежном i -му узлу узле активная мощность в i -ом узле уменьшается (увеличивается).

Анализируя матрицу $\frac{\partial P}{\partial U_r}$ можно отметить следующие закономерности:

1. Для матрицы $\frac{\partial P}{\partial U_r}$ порядок элементов матрицы $\widetilde{G}_N \widetilde{U}_r + \widetilde{U}_r G_N$, содержащей матрицу узловых активных проводимостей существенно меньше (на 2-3 порядка) порядка элементов матрицы $\widetilde{B}_N \widetilde{U}_a - \widetilde{U}_a B_N$, содержащей матрицу узловых реактивных проводимостей, поэтому можно пренебречь слагаемыми, содержащими матрицу узловых активных проводимостей, т.е. $\frac{\partial P}{\partial U_r} \approx \widetilde{U}_r B_N - \widetilde{B}_N \widetilde{U}_r$.

2. Диагональные элементы матрицы $\frac{\partial P}{\partial U_r}$ всегда положительны, а внедиагональные нулевые или отрицательные.

3. Матрица $\widetilde{B}_N \widetilde{U}_a - \widetilde{U}_a B_N$ имеет линейно зависимые строки, причём сумма всех строк этой матрицы равна нулевому вектору.

4. При увеличении (уменьшении) реактивного напряжения в i -ом узле активная мощность в этом узле увеличивается (уменьшается), в то же время при увеличении (уменьшении) реактивного напряжения в смежном i -му узлу узле активная мощность в i -ом узле уменьшается (увеличивается).

Анализируя матрицу $\frac{\partial Q}{\partial U_a}$ можно отметить следующие закономерности:

1. Для матрицы $\frac{\partial Q}{\partial U_a}$ порядок элементов матрицы $-\widetilde{G}_N \widetilde{U}_r + \widetilde{U}_r G_N$, содержащей сомножителем матрицу узловых активных проводимостей существенно меньше (на 2-3 порядка) порядка элементов матрицы $-\widetilde{B}_N \widetilde{U}_a - \widetilde{U}_a B_N$, содержащей матрицу узловых реактивных проводимостей. Это может означать при совместном использовании этих матриц можно пренебречь

слагаемые, содержащими матрицу узловых активных проводимостей, т.е. $\frac{\partial Q}{\partial U_a} \approx -\widetilde{\mathbf{B}}_N \widetilde{\mathbf{U}}_a - \widetilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{B}_N$.

2. Диагональные элементы матрицы $\frac{\partial Q}{\partial U_a}$ всегда положительны, а внедиагональные нулевые или отрицательные.

3. Матрица $-\widetilde{\mathbf{G}}_N \widetilde{\mathbf{U}}_r + \widetilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{G}_N$ имеет линейно зависимые строки, причём сумма всех строк этой матрицы равна нулевой строке.

4. При увеличении (уменьшении) активного напряжения в i -ом узле реактивная мощность в этом узле увеличивается (уменьшается), в то же время при увеличении (уменьшении) активного напряжения в смежном i -му узлу реактивная мощность в i -ом узле уменьшается (увеличивается).

Анализируя матрицу $\frac{\partial Q}{\partial U_r}$ можно отметить следующие закономерности:

1. Для матрицы $\frac{\partial Q}{\partial U_r}$ порядок элементов матрицы $-\widetilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{G}_N + \widetilde{\mathbf{G}}_N \widetilde{\mathbf{U}}_a$, содержащей сомножителем матрицу узловых активных проводимостей, совпадает с порядком элементов матрицы $-\widetilde{\mathbf{B}}_N \widetilde{\mathbf{U}}_r - \widetilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{B}_N$, содержащей матрицу узловых реактивных проводимостей.

2. Диагональные элементы матрицы $\frac{\partial Q}{\partial U_r}$ всегда положительны, а внедиагональные – нулевые или отрицательные.

3. Матрица $-\widetilde{\mathbf{B}}_N \widetilde{\mathbf{U}}_r - \widetilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{B}_N$ имеет линейно зависимые строки, причём сумма всех строк этой матрицы равна нулевой строке.

4. При увеличении (уменьшении) реактивного напряжения в i -ом узле реактивная мощность в этом узле увеличивается (уменьшается), в то же время при увеличении (уменьшении) реактивного напряжения в смежном i -му узлу реактивная мощность в i -ом узле уменьшается (увеличивается).

Необходимо отметить, что дальнейший анализ представлен с учётом усечения матриц по базисному узлу. При объединении матриц $\frac{\partial P}{\partial U_a}$, $\frac{\partial P}{\partial U_r}$, $\frac{\partial Q}{\partial U_a}$ и $\frac{\partial Q}{\partial U_r}$ формируется матрица Якоби ($\mathfrak{J}$), которая по сути является матрицей чувствительности первого порядка для уравнений (5.34), (5.35), размера $2n \times 2n$:

$$\mathfrak{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U_a} & \frac{\partial P}{\partial U_r} \\ \frac{\partial Q}{\partial U_a} & \frac{\partial Q}{\partial U_r} \end{bmatrix}.$$

Определение вектора дифференциалов активной и реактивной мощностей будет проводиться при умножении матрицы Якоби на вектор дифференциалов активных и реактивных напряжений:

$$\begin{bmatrix} dP \\ dQ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U_a} & \frac{\partial P}{\partial U_r} \\ \frac{\partial Q}{\partial U_a} & \frac{\partial Q}{\partial U_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dU_a \\ dU_r \end{bmatrix}.$$

Так как решаемой задачей является определение изменения напряжения при изменении мощности, был проведён анализ матрицы $\mathfrak{J}$. Исследование матрицы $\mathfrak{J}$ показали, что она является вырожденной во всех точках пространства переменных решения системы уравнений (5.34), (5.35), что также подтверждено в [235, 236] и объяснения чему даны ранее в главе. Это препятствует практическому применению этой матрицы для анализа режимов ЭЭС, так как исходная задача состоит в поиске приращений напряжения, для чего необходимо обратить матрицу $\mathfrak{J}$. Хотя при проведении численных экспериментов с прямым использованием матрицы $\mathfrak{J}$, без обращения по поиску приращений мощностей, при известных приращениях напряжения, результат получается удовлетворительным. Как указано выше, если присутствуют PV узлы, то необходимо исключить составляющие строки $\frac{\partial Q}{\partial U_a}$ и $\frac{\partial Q}{\partial U_r}$ для PV узлов, добавив при этом замещающие дифференциальные уравнения, основанные на дифференцировании (5.37). Продифференцируем (5.37) по U_a и U_r :

$$2\tilde{U}_a dU_a + 2\tilde{U}_r dU_r = 0.$$

Сформируем матрицу Якоби с учётом полученного выше уравнения

$$\hat{\mathfrak{J}} = \left[\begin{array}{cc|cc} \frac{\partial P}{\partial U_a} & & \frac{\partial P}{\partial U_r} & \\ \frac{\partial Q}{\partial U_a} & & \frac{\partial Q}{\partial U_r} & \\ \hline \tilde{U}_a & \mathbf{0} & \tilde{U}_r & \mathbf{0} \end{array} \right], \frac{\partial P}{\partial U_a} \text{ матрица размера } n \times n; \frac{\partial P}{\partial U_r} - n \times n; \frac{\partial Q}{\partial U_a} - (n - n_1) \times$$

$n; \frac{\partial Q}{\partial U_r} - (n - n_1) \times n; \tilde{U}_a - n_1 \times n_1; \tilde{U}_r - n_1 \times n_1; \mathbf{0}$ — нулевая матрица размера $n_1 \times (n - n_1); n_1$ — число PV узлов.

Матрица $\hat{\mathfrak{Z}}$ является также вырожденной во всех точках пространства переменных, поэтому невозможно выполнить операцию обращения.

Определим аналогичную комплексной модели матрицу Якоби. В рассматриваемом случае редуцируем матрицу $\mathfrak{Z}$ по диагональным слагаемым из (5.102)-(5.105), тогда:

$$\frac{\partial P^*}{\partial U_a} = \tilde{U}_a \mathbf{G}_N + \tilde{U}_r \mathbf{B}_N, \quad (5.106)$$

$$\frac{\partial P^*}{\partial U_r} = \tilde{U}_r \mathbf{G}_N - \tilde{U}_a \mathbf{B}_N, \quad (5.107)$$

$$\frac{\partial Q^*}{\partial U_a} = \tilde{U}_r \mathbf{G}_N - \tilde{U}_a \mathbf{B}_N, \quad (5.108)$$

$$\frac{\partial Q^*}{\partial U_r} = -\tilde{U}_a \mathbf{G}_N - \tilde{U}_r \mathbf{B}_N. \quad (5.109)$$

Новый вид матрицы Якоби ($\mathfrak{Z}^*$) будет сформирована из (5.106)-(5.109) (без учёта $\mathbf{P}\mathbf{V}$ узлов):

$$\mathfrak{Z}^* = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^*}{\partial U_a} & \frac{\partial P^*}{\partial U_r} \\ \frac{\partial Q^*}{\partial U_a} & \frac{\partial Q^*}{\partial U_r} \end{bmatrix}. \quad (5.110)$$

Определение вектора приращений активной и реактивной мощностей можно выполнить путем умножении $\mathfrak{Z}^*$ на вектор приращений активных и реактивных напряжений:

$$\begin{bmatrix} d\mathbf{P} \\ d\mathbf{Q} \end{bmatrix} = \mathfrak{Z}^* \begin{bmatrix} dU_a \\ dU_r \end{bmatrix}. \quad (5.111)$$

Для рассматриваемого примера (Рисунок 5.4, Таблицы 5.6 и 5.7) $\mathfrak{Z}^*$ во всех точках пространства переменных, также как и $\mathfrak{Z}$, является вырожденной, что не позволяет провести операцию обращения и определить необходимую матрицу чувствительности на её основе. Для трансформации матрицы $\mathfrak{Z}^*$ в направлении к её невырожденности необходимо сделать её усечение по строкам и столбцам соответствующим базисному узлу. После этой операции для рассматриваемого примера матрица $\mathfrak{Z}^*$ стала невырожденной и это позволило провести её обращение и получить матрицу чувствительности отражающую линейную зависимость

изменения активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС от изменения активных и реактивных мощностей.

Так как, усеченная матрица $\mathfrak{Z}^*$ является невырожденной, то можно перейти к определению вектора приращений напряжения при известных составляющих вектора приращения мощностей:

$$\begin{bmatrix} \partial U_a \\ \partial U_r \end{bmatrix} = (\mathfrak{Z}^*)^{-1} \begin{bmatrix} \partial P \\ \partial Q \end{bmatrix}. \quad (5.112)$$

Вычислительный эксперимент был проведен для опыта с отключением (отказ) двух генераторов по 50 МВт (100 МВт) в узле № 3. В Таблице 5.26 представлены результаты вычислений при использовании матрицы $\mathfrak{Z}$, а в Таблице 5.27 при использовании матрицы $\mathfrak{Z}^*$.

Таблица 5.26 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС при отказе двух генерирующих агрегатов по 50 МВт (2х50=100МВт) в 3-м узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима в ПВК «АНАРЭС» и при использовании матрицы чувствительности с учётом декомплексификации

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	197,01	-43,52	193,37	-42,10	3,64	1,42	1,85	3,26
2	197,83	-41,91	194,35	-40,55	3,48	1,36	1,76	3,25
3	218,2	-28,07	214,52	-25,65	3,68	2,42	1,69	8,62
4	204,68	-32,77	201,79	-31,40	2,89	1,37	1,41	4,18
5	209,48	-22,03	207,79	-21,05	1,69	0,98	0,81	4,45
6	210,41	-18,18	209,30	-17,61	1,11	0,57	0,53	3,14
7	210,64	-15,33	209,67	-14,78	0,97	0,55	0,46	3,59
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Таблица 5.27 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС при отказе двух генерирующих агрегатов по 50 МВт (2х50=100МВт) в 3-м узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима в ПВК «АНАРЭС» и при использовании редуцированной матрицы чувствительности с учётом декомплексификации

№ узла	U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{as} , кВ	U_{rs} , кВ	$ U_{ac} - U_{as} $, кВ	$ U_{rc} - U_{rs} $, кВ	% U_a	% U_r
1	197,01	-43,52	194,57	-42,58	2,44	0,94	1,24	2,16
2	197,83	-41,91	195,44	-41	2,39	0,91	1,21	2,17
3	218,2	-28,07	213,18	-24,66	5,02	3,41	2,30	12,18
4	204,68	-32,77	202,08	-31,5	2,6	1,27	1,27	3,88
5	209,48	-22,03	207,71	-20,89	1,77	1,14	0,84	5,17
6	210,41	-18,18	209,45	-17,60	0,96	0,58	0,46	3,19
7	210,64	-15,33	209,74	-14,76	0,9	0,57	0,43	3,72
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Как видно из Таблицы 5.27, результаты вычислений полностью идентичны результатам при использовании комплексной матрицы чувствительности (таблица 5.11). Если сравнить результаты, представленные в Таблицах 5.26 и 5.27, то можно заключить, что для рассматриваемого примера эвклидова норма вектора отклонения активного напряжения при использовании матрицы чувствительности с учётом декомплексификации равно 3,53, в то время как для редуцированной матрицы чувствительности равно 3,31; для отклонения реактивных напряжений 12,46 и 14,95 соответственно. Этот результат указывает на то, что результаты мало отличаются.

5.4.2. Дифференциальные модели второго порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в декартовой системе координат

При решении систем нелинейных алгебраических уравнений или систем трансцендентных уравнений используют аппроксимации моделей, чаще использующие дифференциалы 1-го и 2-го порядков. Кроме того, для анализа изменения отображения так же используются дифференциалы 1-го и 2-го порядков, а также при выработке управляющих воздействий для управления ЭЭС и в других задачах. В данном разделе рассмотрим получение матриц Гессе для различных наборов входных и выходных параметров в окрестности точки решения системы уравнений установившегося режима ЭЭС. Считая, что отображение обладает необходимыми свойствами, можно в общем виде записать часть разложения в ряд Тейлора для исследуемой функции и в дальнейшем использовать его для аппроксимации анализируемых функций при анализе режимов ЭЭС [246]:

$$F(X) = F(X^0) + \frac{1}{1!} dF(X^0) + \frac{1}{2!} d^2 F(X^0) + \dots = 0.$$

В рассматриваемом случае определение изменения напряжения при учёте событий, происходящих в ЭЭС, будет определяться следующим образом (243):

$$U \approx U_0 + dU + 0,5d^2 U, \quad (5.113)$$

где $d^2\mathbf{U}$ – дифференциал второго порядка изменения напряжения от изменения входного параметра в ЭЭС (мощность в узле, проводимость ЛЭП).

Зависимость изменения напряжения от изменения мощности в узлах

Для нахождения дифференциала второго порядка, отражающего изменение напряжения от изменения баланса мощности в узлах $d^2\mathbf{U}_{\bar{S}}$ продифференцируем (5.88), причем сделаем допущение - зафиксированные комплексно-сопряжённые значения напряжений вновь сделаем переменными и найдём дифференциал матричной функции. Для нахождения дифференциала обратной матричной функции воспользуемся теоремой из [246]:

$$\begin{aligned} d^2\mathbf{U}_{\bar{S}} &= -(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}d\tilde{\mathbf{U}}_{\bar{S}}\mathbf{Y}_N(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}d\bar{\mathbf{S}} = \\ &= -(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}d\tilde{\mathbf{S}}\bar{\mathbf{Y}}_N(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}d\bar{\mathbf{S}} = -(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-2}d\tilde{\mathbf{S}}\bar{\mathbf{Y}}_N(\tilde{\mathbf{U}}\mathbf{Y}_N)^{-1}d\bar{\mathbf{S}}. \end{aligned} \quad (5.114)$$

Выделить матрицу чувствительности второго порядка, отражающую изменение напряжений в узлах ЭЭС при изменении мощностей из (5.114) не представляется возможным, так как функция $\mathbf{U}(\mathbf{S})$ неявная.

Рассмотрим результаты применения формулы (5.114) для ранее рассмотренных вычислительных экспериментов. В первом вычислительном эксперименте анализировался опыт с отключением (отказ) одного генератора 50 МВт в третьем узле ЭЭС (Рисунок 5.4). В Таблице 5.28 представлен дифференциал второго порядка ($d^2U_{a\bar{S}}, d^2U_{r\bar{S}}$), который получен на основании (5.114), а также значения активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС с учётом второго дифференциала ($U_{ac}^{(2)}, U_{rc}^{(2)}$), найденных, используя (5.113).

Для сравнительной оценки значений напряжений, полученных путем прямого расчета на ПВК «АНАРЭС» (U_{ac}, U_{rc}), с учётом только первого дифференциала (U_{as}, U_{rs}) (Таблица 5.9) и с учётом первого и второго дифференциалов ($U_{as}^{(2)}, U_{rs}^{(2)}$), определим евклидовы нормы полученных векторов. Для вектора значений напряжения, полученного на ПВК норма приняла значение равное 554,33; для вектора с учётом первого дифференциала – 550,62; для вектора с учётом первого и второго дифференциалов 551,11. Таким образом, на основании полученных

результатов можно заключить, что использование вторых дифференциалов улучшает оценку значений напряжения в узлах ЭЭС.

Таблица 5.28 – Значения дифференциалов второго порядка активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при отключении одного генератора 50 МВт в третьем узле ЭЭС

№ узла	$d^2U_{a\bar{s}}$, кВ	$d^2U_{r\bar{s}}$, кВ	$U_{ac}^{(2)}$, кВ	$U_{rc}^{(2)}$, кВ
1	0,483	0,285	197,89	-32,83
2	0,465	0,272	198,58	-31,63
3	0,553	0,331	220	-13,47
4	0,402	0,232	204,75	-23,4
5	0,247	0,152	209,51	-15,89
6	0,158	0,095	210,58	-14,41
7	0,139	0,088	210,79	-11,93
8	0	0	220	0

Для 118-ти узловой тестовой схемы ЭЭС (основные исходные данные представлены в *Приложении Е*) показаны результаты применения матриц чувствительности (дифференциальных моделей) первого и второго порядков к анализу послеаварийных установившихся режимов. Были проведены вычислительные эксперименты по анализу послеаварийных установившихся режимов при отказе генератора в 46 узле и при пропорционально повышении и снижении уровня потребляемой мощности во всех узлах ЭЭС.

При отключении генератора в 46 узле ЭЭС (исследовании возмущения равного значению генерируемой мощности) отклонение евклидовой нормы вектора модуля напряжений, полученного на основании матрицы чувствительности первого порядка, от евклидовой нормы вектора напряжений, полученного в ПВК «АНАРЭС» составило 0,143 %; при сравнении тех же результатов, полученных на основании матрицы чувствительности второго порядка 0,141 %. При рассмотрении значений фазового угла 7,96 % и 7,68 % соответственно. Относительно большие отклонения при анализе значений фазовых углов, помимо всего прочего, объясняются их низкими абсолютными значениями.

На Рисунках 5.9 и 5.10 представлены зависимости изменения евклидовой нормы вектора значений модулей и фазовых углов напряжений при изменении суммарной нагрузки ЭЭС.

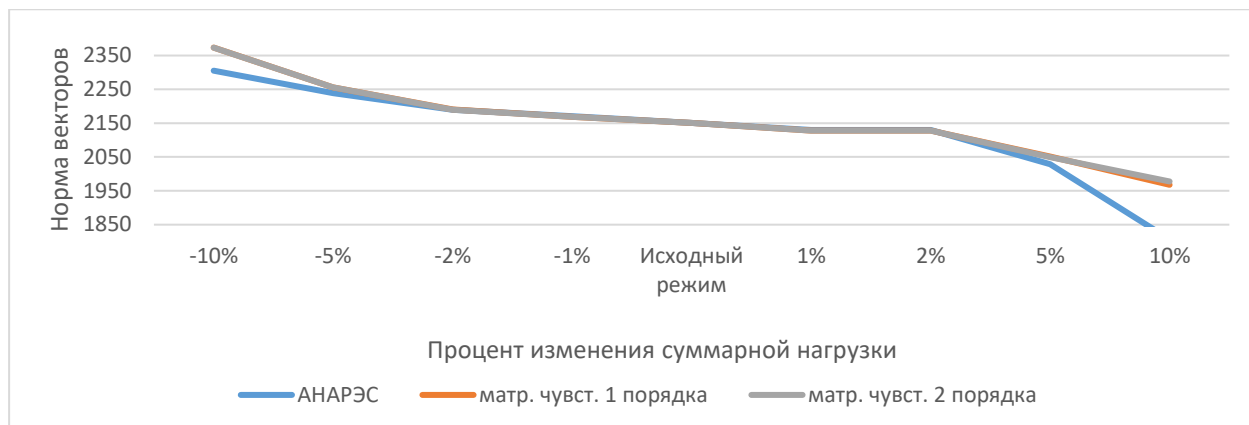


Рисунок 5.9 – Зависимость изменения евклидовой нормы вектора значений модулей напряжений при изменении суммарной нагрузки ЭЭС

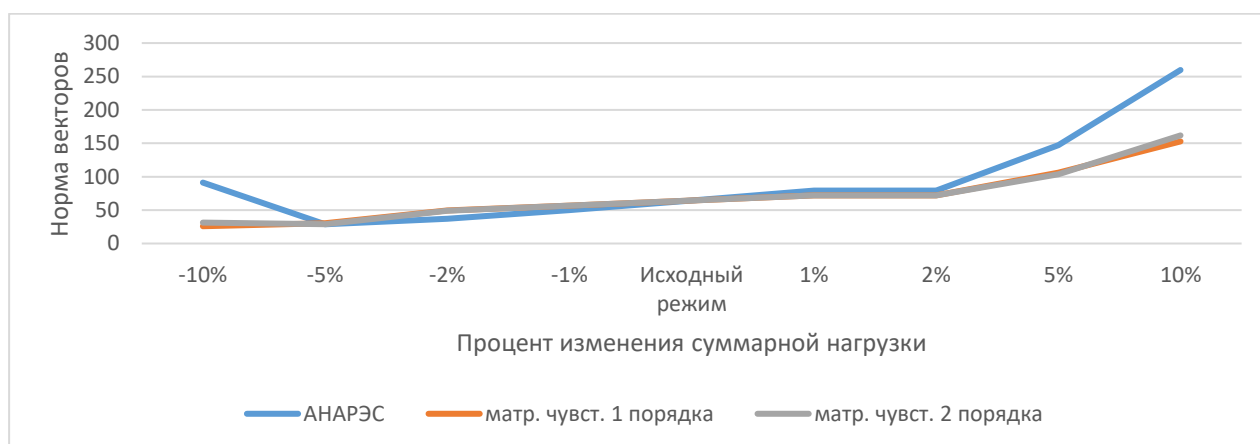


Рисунок 5.10 – Зависимость изменения евклидовой нормы векторов значений фазового угла напряжений при изменении суммарной нагрузки ЭЭС

Как видно из результатов, представленных на Рисунках 5.9 и 5.10, применение матриц чувствительности первого и второго порядков для анализа установившихся режимов ЭЭС после возмущений имеет хорошее совпадение с результатами, полученными в ПВК «АНАРЭС». Можно отметить, что при оценке режимной надёжности ЭЭС рассматривается краткосрочная перспектива управления, для таких периодов, как показывает статистика, изменение уровня потребляемой мощности принимает значение до 3 %. Этот факт подтверждает обоснованность

предлагаемого подхода к анализу установившихся режимов ЭЭС в рамках оценки режимной надёжности. Сравнивая оценки с применением матриц чувствительности первого и второго порядков можно заключить, что применение матриц чувствительности второго порядка в рассматриваемом случае улучшает результат по сравнению с применением матриц чувствительности первого порядка, но улучшения незначительные.

Зависимость изменения напряжения в узлах от изменения проводимости линий электропередачи

Для нахождения $d_{YY}^2 \mathbf{U}$ продифференцируем (5.92) [246]:

$$d^2 \mathbf{U}_Y = -\mathbf{Y}_N^{-1} \mathbf{A} d\tilde{\mathbf{Y}} \mathbf{A}^T \mathbf{Y}_N^{-1} \mathbf{A} \widetilde{\mathbf{A}^T \mathbf{U}_0} d\mathbf{Y}. \quad (5.115)$$

Выделение матрицы чувствительности второго порядка, отражающей изменение напряжений в узлах ЭЭС при изменении проводимостей в ЛЭП пока не представляется возможным, так как функция $\mathbf{U}(\mathbf{Y})$ неявная.

Рассмотрим результаты применения формулы (5.115) для ранее рассмотренных вычислительных экспериментов. Определим вторые дифференциалы зависимости изменения значений напряжения в узлах ЭЭС ($d^2 \mathbf{U}_Y$) от изменения проводимости ЛЭП (Рисунок 5.4) и продемонстрируем результаты в опыте с отключением ЛЭП I. В Таблице 5.29 представлены дифференциалы второго порядка ($d^2 U_{aY}$, $d^2 U_{rY}$), которые получены на основании (5.115), а также значения активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС с учётом второго дифференциала ($U_{ac}^{(2)}$, $U_{rc}^{(2)}$), найденных, используя (5.113).

Таблица 5.29 – Значения дифференциалов второго порядка активных и реактивных напряжений в узлах ЭЭС при отключении ЛЭП I

№ узла	$d^2 U_{aY}$, кВ	$d^2 U_{rY}$, кВ	$U_{ac}^{(2)}$, кВ	$U_{rc}^{(2)}$, кВ
1	0,21	0,31	200,27	-22,89
2	-0,22	-0,34	201,09	-21,68
3	0,03	0,04	220	-1,86
4	-0,07	-0,1	206,79	-14,94
5	0,01	0,01	210,9	-10,69
6	-0,004	-0,005	211,43	-11,08
7	0,005	0,005	211,62	-8,98
8	0	0	220	0

Также, как и для вычислительного эксперимента с отключением генератора 50 МВт в третьем узле для сравнительной оценки значений напряжений полученных путем прямого расчета на ПВК «АНАРЭС» (U_{ac} , U_{rc}), с учётом только первого дифференциала (U_{as} , U_{rs}) и с учётом первого и второго дифференциалов ($U_{as}^{(2)}$, $U_{rs}^{(2)}$), определим евклидовы нормы полученных векторов. Для вектора значений напряжения, полученного на ПВК норма приняла значение равное 554,11; для вектора с учётом первого дифференциала – 554,61; для вектора с учётом первого и второго дифференциалов 554,55. Таким образом, на основании полученных результатов можно заключить, что использование вторых дифференциалов улучшает оценку значений напряжения в узлах ЭЭС.

Зависимость изменения мощности от изменения напряжения в узлах для моделей с декомплексификацией

Рассмотрим задачу определения матриц чувствительности второго порядка установившихся режимов ЭЭС в декартовой системе координат с декомплексификацией. Для нахождения вторых дифференциалов d^2U_P , d^2U_Q необходимо найти соответствующие вторые частные дифференциалы d^2P и d^2Q . Используя (5.106), найдем второй частный дифференциал $d_{U_a^2}^2 P^*$:

$$d_{U_a^2}^2 P = d\left(\frac{\partial P^*}{\partial U_a}\right)dU_a = (\widetilde{G_N dU_a} + \widetilde{dU_a G_N})dU_a. \quad (5.116)$$

Запишем частный дифференциал $(\widetilde{G_N dU_a} + \widetilde{dU_a G_N})dU_a$ в ином виде:

$$\begin{aligned} (\widetilde{G_N dU_a} + \widetilde{dU_a G_N})dU_a = & \left(\begin{bmatrix} G_{11}dU_{a1} + \dots + G_{1n}dU_{an} \\ 0 \\ G_{n1}dU_{a1} + \dots + G_{nn}dU_{an} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} G_{11}dU_{a1} & \dots & G_{1n}dU_{a1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{1n}dU_{an} & \dots & G_{nn}dU_{an} \end{bmatrix} \right) dU_a = \\ & \begin{bmatrix} 2G_{11}dU_{a1} + \dots + G_{1n}dU_{an} & \dots & G_{1n}dU_{a1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{1n}dU_{an} & \dots & G_{n1}dU_{a1} + \dots + 2G_{nn}dU_{an} \end{bmatrix} dU_a = \end{aligned} \quad (5.117)$$

$$\begin{bmatrix} 2(G_{11}dU_{a1}^2 + \dots + G_{1n}dU_{a1}dU_{an}) \\ 2(G_{n1}dU_{an}^2 + \dots + G_{nn}dU_{an}dU_{a1}) \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = 2 \begin{bmatrix} G_{11} \dots G_{1n} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} d\mathbf{U}_a \otimes d\mathbf{U}_a = 2\widetilde{\mathbf{G}}_N d\mathbf{U}_a \otimes d\mathbf{U}_a = 2d\widetilde{\mathbf{U}}_a \mathbf{G} d\mathbf{U}_a,$$

где $\widetilde{\mathbf{G}}_N$ – блочно-диагональная матрица размера $n \times n^2$, состоящая из элементов матрицы активных проводимостей, в которой в i – ой строке начиная с элемента $n(i-1) + 1$ стоит первый элемент i – ой строки этой матрицы.

Используя (5.107) найдем второй частный дифференциал $d_{U_r}^2 \mathbf{P}^*$:

$$d_{U_r}^2 \mathbf{P}^* = d\left(\frac{\partial \mathbf{P}^*}{\partial U_r}\right) d\mathbf{U}_r = (\widetilde{\mathbf{G}}_N d\widetilde{\mathbf{U}}_r + d\widetilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{G}_N) d\mathbf{U}_r. \quad (5.118)$$

Как можно заметить, (5.118) имеет аналогию со (5.117), поэтому проведя аналогичные выкладки с (5.118), получим

$$d_{U_r}^2 \mathbf{P}^* = 2\widetilde{\mathbf{G}}_N d\mathbf{U}_r \otimes d\mathbf{U}_r. \quad (5.119)$$

Запишем смешанный дифференциал $d_{U_a U_r}^2 \mathbf{P}^*$:

$$\begin{aligned} d_{U_a U_r}^2 \mathbf{P}^* &= d\left(\frac{\partial \mathbf{P}^*}{\partial U_a}\right) d\mathbf{U}_r = (\widetilde{d\mathbf{U}}_a \mathbf{B}_N - \mathbf{B}_N \widetilde{d\mathbf{U}}_r) d\mathbf{U}_r = \\ &= \left(\begin{bmatrix} B_{11}dU_{r1} & \dots & B_{1n}dU_{r1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{1n}dU_{r1} & \dots & B_{nn}dU_{rn} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B_{11}dU_{r1} + \dots + B_{1n}dU_{rn} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & B_{n1}dU_{r1} + \dots + B_{nn}dU_{rn} \end{bmatrix} \right) d\mathbf{U}_r = \\ &= \begin{bmatrix} -B_{12}dU_{r2} - \dots - B_{1n}dU_{rn} & \dots & B_{1n}dU_{r1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{1n}dU_{r1} & \dots & B_{n1}dU_{r1} - \dots - B_{nn-1}dU_{rn-1} \end{bmatrix} d\mathbf{U}_r = \mathbf{0}_{n \times 1}. \end{aligned} \quad (5.120)$$

Смешанный частный второй дифференциал $d_{U_a U_r}^2 \mathbf{P}^*$ равен нулевому вектору.

Используя (5.108), найдем второй частный дифференциал $d_{U_a}^2 \mathbf{Q}^*$:

$$d_{U_a}^2 \mathbf{Q}^* = d\left(\frac{\partial \mathbf{Q}^*}{\partial U_a}\right) d\mathbf{U}_a = (-\mathbf{B}_N \widetilde{d\mathbf{U}}_a + \widetilde{d\mathbf{U}}_a \mathbf{B}_N) d\mathbf{U}_a. \quad (5.121)$$

Как можно заметить, (5.121) имеет аналогию с (5.123) и (5.15), поэтому, проведя аналогичные выкладки с (5.129), получим

$$d_{U_a}^2 \mathbf{Q}^* = -2\widetilde{\mathbf{B}}_N d\mathbf{U}_a \otimes d\mathbf{U}_a. \quad (5.122)$$

Используя (5.117), найдем второй частный дифференциал $d_{U_r}^2 \mathbf{Q}^*$:

$$d_{U_r^2}^2 \mathbf{Q}^* = d\left(\frac{\partial \mathbf{Q}^*}{\partial U_r}\right) dU_r = (-\widetilde{\mathbf{B}_N} d\widetilde{\mathbf{U}}_r + d\widetilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{B}_N) dU_r. \quad (5.123)$$

Как можно заметить, (5.123) имеет аналогию с (5.117), (5.118) и (5.119), поэтому, проведя аналогичные выкладки, получим

$$d_{U_r^2}^2 \mathbf{Q}^* = -2\widetilde{\mathbf{B}}_N d\mathbf{U}_r \otimes d\mathbf{U}_r = -2d\widetilde{\mathbf{U}}_r \mathbf{B}_N d\mathbf{U}_r. \quad (5.124)$$

Запишем смешанный дифференциал $d_{U_a U_r}^2 Q^*$:

$$d_{U_a U_r}^2 \mathbf{Q}^* = d\left(\frac{\partial \mathbf{Q}^*}{\partial \mathbf{U}_a}\right) d\mathbf{U}_r = (-\widetilde{\mathbf{B}_N} \widetilde{d\mathbf{U}_a} + \widetilde{d\mathbf{U}_a} \mathbf{B}_N) d\mathbf{U}_r =$$

$$\left(- \begin{bmatrix} B_{11} dU_{a1} & \cdots & B_{1n} dU_{a1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{1n} dU_{a1} & \cdots & B_{nn} dU_{an} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_{11} dU_{a1} + \dots + B_{1n} dU_{an} & \ddots \\ 0 & \ddots \\ 0 & \ddots \\ B_{n1} dU_{a1} + \dots + B_{nn} dU_{an} \end{bmatrix} \right) d\mathbf{U}_r =$$

$$\begin{bmatrix} -B_{12} dU_{a2} - \dots - B_{1n} dU_{an} & \cdots & B_{1n} dU_{a1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{1n} dU_{a1} & \cdots & B_{n1} dU_{a1} - \dots - B_{nn-1} dU_{an-1} \end{bmatrix} d\mathbf{U}_r = \mathbf{0}_{n \times 1}.$$

Смешанный частный второй дифференциал $d_{U_a U_r}^2 Q^*$ равен нулевому вектору.

Запишем вторые дифференциалы d^2P и d^2Q , используя найденные частные дифференциалы:

$$d^2 \mathbf{P} = d_{U_a^2}^2 \mathbf{P} + d_{U_r^2}^2 \mathbf{P}, \quad (5.126)$$

$$d^2\mathbf{Q} = d_{U_a^2}^2\mathbf{Q} + d_{U_r^2}^2\mathbf{Q}. \quad (5.127)$$

Запишем приращения ΔP и ΔQ :

$$\Delta \mathbf{P} = d_{U_a} \mathbf{P} + d_{U_r} \mathbf{P} + \frac{1}{2} (d_{U_a^2}^2 \mathbf{P} + d_{U_r^2}^2 \mathbf{P}), \quad (5.128)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = d_{U_a} \mathbf{Q} + d_{U_r} \mathbf{Q} + \frac{1}{2} (d_{U_a^2}^2 \mathbf{Q} + d_{U_r^2}^2 \mathbf{Q}). \quad (5.129)$$

Элементы второго дифференциала меньше соответствующих элементов первого дифференциала, ориентировочно на три (несколько) порядка. Поэтому в представлении приращений мощности ($\mathbf{P}$ и $\mathbf{Q}$) слагаемым, представляющим второй дифференциал можно пренебречь.

Получение в явном виде матриц чувствительности второго порядка, отражающих изменение напряжения в узлах ЭЭС от изменения мощности пока не представляется возможным.

Для анализа полученных дифференциальных моделей (матриц чувствительности) первого и второго порядка была осуществлена программная реализация методики оценки режимной надёжности на основании метода Монте-Карло. Причем для сравнения результатов оценки с применением дифференциальных моделей для анализа конкретных режимов в рамках методики также реализован итерационный метод Ньютона-Рафсона. Сравнение результатов проведено на примере тестовой 24-узловой схемы IEEE RTS-96 (основные исходные данные представлены в *Приложении E*).

На первом этапе исследований была определена разница временных затрат на проведение оценки при использовании дифференциальных моделей УР ЭЭС и метода Ньютона-Рафсона. Стоит подчеркнуть, что все вычислительные процессы (операции) в методике как с применением дифференциальных моделей, так и в методике с методом Ньютона-Рафсона реализована одинаково, отличием является только сам метод анализа установившихся режимов ЭЭС.

На первом этапе исследований была проведена оценка временных затрат для методики с использованием дифференциальных моделей (матриц чувствительности) и методики с использованием метода Ньютона-Рафсона. На Рисунке 5.9 показано время расчета режимной надёжности 24-узловой схемы IEEE RTS-96 с применением различных подходов для различного числа расчетных состояний.

Как видно из результатов на Рисунке 5.11, время оценки с применением дифференциальных моделей (матриц чувствительности) для данной схемы в среднем на порядок, в десять раз меньше, чем с применением классического метода Ньютона-Рафсона. Это с учётом того факта, что все возможные методы, ускоряющие процесс анализа (распараллеливание счета и т.д.) возможно применить в равной степени к обеим реализациям. При оперативных расчетах такое ускорение процесса оценки режимной надёжности является сверх важным и полезным, так как для выработки управляющих воздействий требуется многократная оценка режимной надёжности ЭЭС. Также были проведены исследования времени счета для 118-узловой тестовой схемы (*Приложение Д*). Для

этой схемы время оценки различается в 30 раз. Таким образом, можно сделать вывод, что очевидный выигрыш по времени счета будет только увеличиваться с увеличением размера и сложности анализируемых ЭЭС.

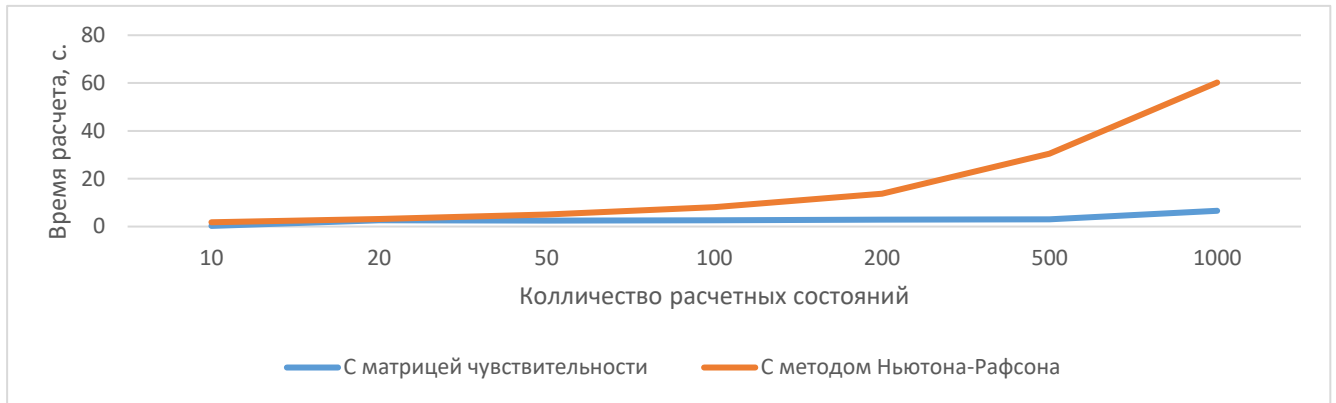


Рисунок 5.11 – Время расчета режимной надёжности 24-узловой схемы IEEE RTS-96

В качестве одного из вычисляемых показателей режимной надёжности является вероятность отклонения модуля напряжения в узлах ЭЭС за допустимые значения. На Рисунках 5.12 – 5.15 представлены результаты по определению такой вероятности для реализации методики оценки режимной надёжности с использованием дифференциальных моделей и метода Ньютона-Рафсона. В качестве допустимых значений отклонения значений модуля напряжения были заданы величины модуля напряжения, которые приняты на уровне $\pm 10\%$ от номинальных значений напряжения. Было проведено четыре вычислительных эксперимента, различающихся значениями аварийности генерирующих агрегатов, которые в каждом вычислительном эксперименте были приняты одинаковыми для всех агрегатов.

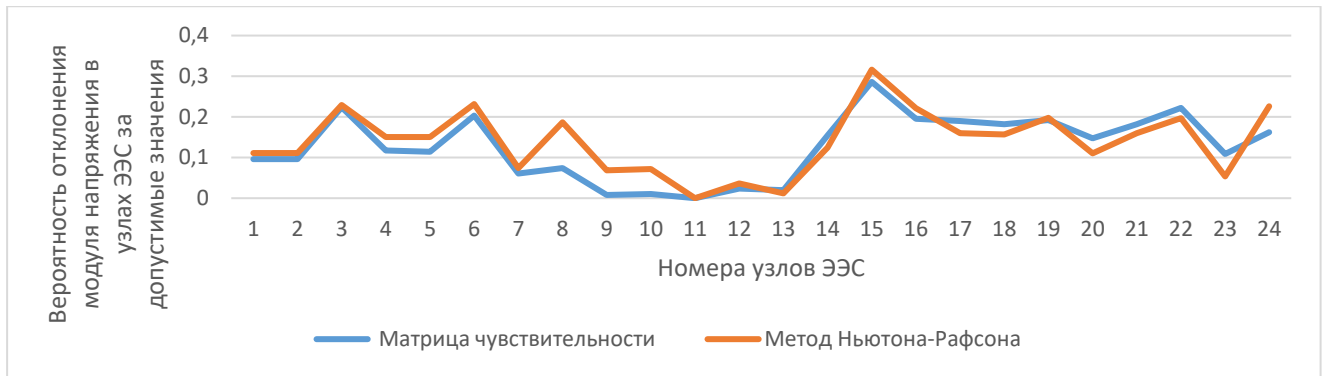


Рисунок 5.12 – Вероятность отклонения модуля напряжения в узлах ЭЭС за допустимые значения для 24-узловой схемы IEEE RTS-96 при аварийности генерирующих агрегатов равной 0,05

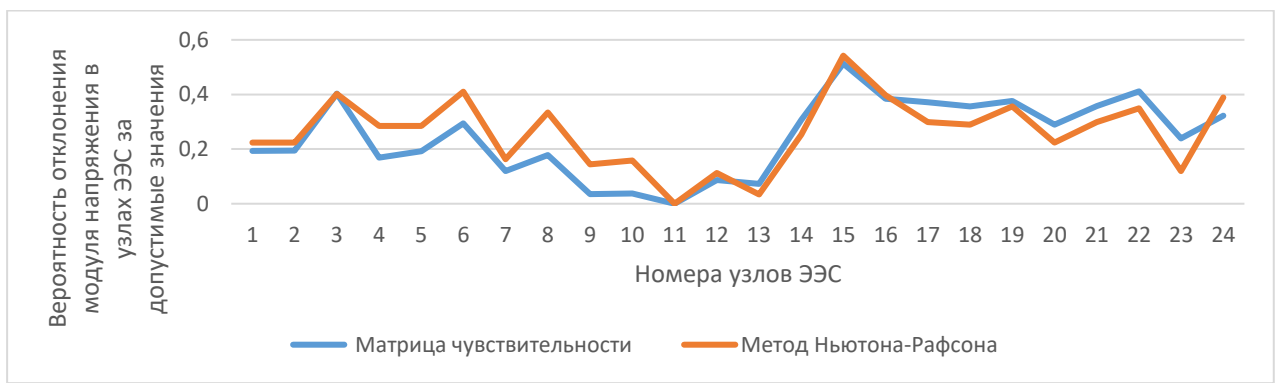


Рисунок 5.13 – Вероятность отклонения модуля напряжения в узлах ЭЭС за допустимые значения для 24-узловой схемы IEEE RTS-96 при аварийности генерирующих агрегатов равной 0,1

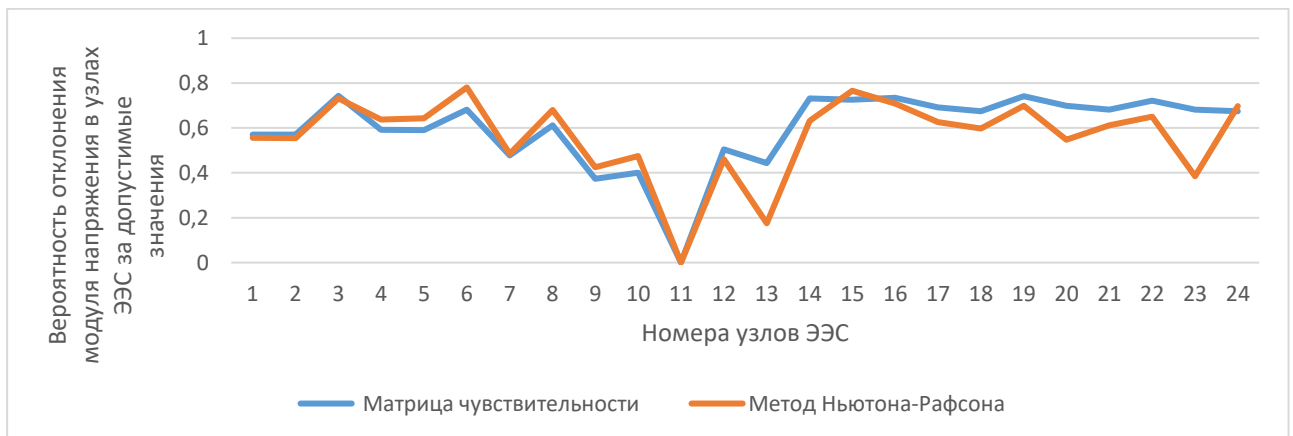


Рисунок 5.14 – Вероятность отклонения модуля напряжения в узлах ЭЭС за допустимые значения для 24-узловой схемы IEEE RTS-96 при аварийности генерирующих агрегатов равной 0,3

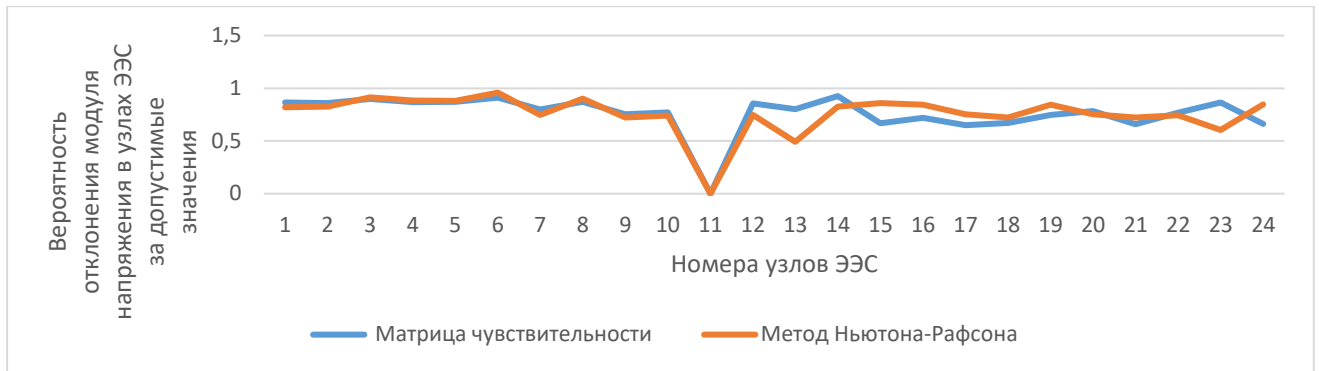


Рисунок 5.15 – Вероятность отклонения модуля напряжения в узлах ЭЭС за допустимые значения для 24-узловой схемы IEEE RTS-96 при аварийности генерирующих агрегатов равной 0,5

Как можно увидеть на Рисунках 5.12-5.15 совпадаемость результатов при применении дифференциальных моделей (матриц чувствительности) и метода Ньютона-Рафсона высокая как на качественном уровне, так и на количественном. На основании результатов по времени оценки и совпадаемости значений показателей режимной надёжности можно сделать вывод о высокой эффективности предлагаемых подходов к оценке режимной надёжности ЭЭС.

5.4.3. Дифференциальные модели первого порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в полярной системе координат

Зависимость изменения напряжения от изменения мощности в узлах

Для вывода дифференциальных моделей первого порядка УР ЭЭС в полярной системе координат сформируем вектор-функции на основании (5.46)-(5.48):

$$f(V, \delta) = \bar{S} - dg(Y_N \tilde{V} e^{j\Theta})V, \quad (5.130)$$

$$f_1(V, \delta) = P - dg(G_N \tilde{V} \cos\Theta - B_N \tilde{V} \sin\Theta)V, \quad (5.131)$$

$$f_2(V, \delta) = Q + dg(G_N \tilde{V} \sin\Theta + B_N \tilde{V} \cos\Theta)V. \quad (5.132)$$

Функции f_1, f_2 дифференцируемы в произвольной точке (V, δ) области определения, так как дифференцируемы функции f_1^i, f_2^i ($i = 1, \dots, n$) в области определения, задающее координатное представление данного отображения. Если функции f_1, f_2 дифференцируемы на множестве E , то эти функции имеют частные

производные по каждой переменной и дифференциалы функций однозначно определяются этими частными производными.

Общий вид дифференциала вектор-функции (5.130) будет следующим

$$d\bar{\mathbf{S}} = \frac{\partial \bar{\mathbf{S}}}{\partial \mathbf{V}} d\mathbf{V} + \frac{\partial \bar{\mathbf{S}}}{\partial \delta} d\delta. \quad (5.133)$$

Чтобы выделить векторы дифференциалов значений модулей и фазовых углов напряжения перепишем (5.133):

$$d\bar{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \bar{\mathbf{S}}}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \bar{\mathbf{S}}}{\partial \delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\mathbf{V} \\ d\delta \end{bmatrix}. \quad (5.134)$$

Матрица чувствительности $\begin{bmatrix} \frac{\partial \bar{\mathbf{S}}}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \bar{\mathbf{S}}}{\partial \delta} \end{bmatrix}$ является прямоугольной, размера $n \times 2n$.

Это условие не позволяет провести операцию обращения и найти матрицу чувствительности, отражающую зависимость изменения напряжений в узлах ЭЭС от изменения мощности. Для преобразования (5.134) выделим действительную и мнимую части вектора $d\bar{\mathbf{S}}$, т.е. по сути нужно провести декомплексификацию дифференциального уравнения (5.134)

$$\begin{bmatrix} dP \\ -dQ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \delta} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\mathbf{V} \\ d\delta \end{bmatrix} = \mathfrak{J}_P \begin{bmatrix} d\mathbf{V} \\ d\delta \end{bmatrix}, \quad (5.135)$$

где $\mathfrak{J}_P$ - $2n \times 2n$ матрица Якоби для модели УР ЭЭС с напряжением, представленным в полярных координатах.

Стоит отметить, что дифференцирование проводится с учётом усечения по базисному узлу, это позволит избежать случая вырожденности матрицы Якоби в точке решения.

Для формирования каждого блока матрицы Якоби продифференцируем (5.131) и (5.132) и найдём соответствующие дифференциалы. Начнём с $d_V \mathbf{P}$.

$$d_V \mathbf{P} = dg(\mathbf{G}d\tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta + \mathbf{B}d\tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta)\mathbf{V} + dg(\mathbf{G}\tilde{\mathbf{V}}\cos\Theta - \mathbf{B}\tilde{\mathbf{V}}\sin\Theta)d\mathbf{V}. \quad (5.136)$$

В (5.136) матрица чувствительности (Якоби) не представлена в явном виде, так как дифференциал $d\tilde{\mathbf{V}}$ находится внутри слагаемых. Для выделения матрицы чувствительности используем следующие соотношения

$$dg(Gd\tilde{V}\cos\Theta)V = \tilde{V}(G\odot\cos\Theta)dV, \quad (5.137)$$

$$dg(Bd\tilde{V}\sin\Theta)V = \tilde{V}(B\odot\sin\Theta)dV, \quad (5.138)$$

которые могут быть проверены подстановкой в индексном виде ($\odot$ - произведение Адамара или покомпонентное произведение матриц [246]).

Перепишем (5.136), используя (5.137), (5.138):

$$d_V P = (\tilde{V}(G\odot\cos\Theta) + \tilde{V}(B\odot\sin\Theta) + dg(G\tilde{V}\cos\Theta - B\tilde{V}\sin\Theta))dV. \quad (5.139)$$

Для примера (Рисунок 5.4, Таблицы 5.6, 5.7) была определена матрица $\frac{\partial P}{\partial V}$ с учётом усечения по базисному узлу, которая является невырожденной, ранг равен 7. Число обусловленности $\frac{\partial P}{\partial V}$ равно 179,8, что отражает достаточно хорошие вычислительные свойства.

Интерпретацией (5.139) является то, что оно описывает линейную зависимость изменения активного тока в узле от изменения модулей напряжения в узлах.

Далее определим частный дифференциал $d_V Q$.

$$\begin{aligned} d_V Q &= -dg(Gd\tilde{V}\sin\Theta + Bd\tilde{V}\cos\Theta)V - dg(G\tilde{V}\sin\Theta - \\ &B\tilde{V}\cos\Theta)dV = dg(Gd\tilde{V}\cos(\Theta + \frac{\pi}{2}) + Bd\tilde{V}\sin(\Theta + \frac{\pi}{2}))V + \\ &dg(G\tilde{V}\cos(\Theta + \frac{\pi}{2}) - B\tilde{V}\sin(\Theta + \frac{\pi}{2}))dV. \end{aligned} \quad (5.140)$$

Используя (5.137), (5.138), получим

$$d_V Q = -(\tilde{V}(G\odot\sin\Theta + B\odot\cos\Theta) - dg(G\tilde{V}\sin\Theta - B\tilde{V}\cos\Theta))dV. \quad (5.141)$$

Для примера (Рисунок 5.4, Таблицы 5.6, 5.7) матрица $\frac{\partial Q}{\partial V}$ является невырожденной, ранг равен 7. Число обусловленности матрицы равно 74, что отражает хорошие вычислительные свойства.

Интерпретацией (5.141) является то, что оно описывает линейную зависимость изменения реактивного тока в узлах от изменения модулей напряжения в узлах ЭЭС.

При более детальном анализе матриц чувствительности $\frac{\partial P}{\partial V}$ и $\frac{\partial Q}{\partial V}$ было замечено, что они состоят из суммы двух матриц, причем одна матрица является сильно разреженной, а вторая диагональной. Более того, эти матрицы имеют диагональное

преобладание, т.е. диагональные элементы существенно больше недиагональных элементов. Структура анализируемых матриц одинаковая, т.е. ненулевые элементы расположены на тех же позициях и совпадает с G_N .

Найдём матрицы чувствительности (Якоби) от P и Q по вектору δ , который является аргументом матричной функции Θ . Определим $d_\delta P$:

$$d_\delta P = dg(-G\tilde{V}\sin\Theta + B\tilde{V}\cos\Theta)\tilde{V}d\delta - \tilde{V}(G \odot \sin\Theta)\tilde{V}d\delta - \tilde{V}(B \odot \cos\Theta)\tilde{V}d\delta. \quad (5.142)$$

Для примера (Рисунок 5.4, Таблицы 5.6, 5.7) матрица $\frac{\partial P}{\partial \delta}$ является невырожденной, ранг равен 7, число обусловленности равно 83.

При анализе матриц $\frac{\partial P}{\partial V}$ и $\frac{\partial P}{\partial \delta}$ было замечено, что элементы матрицы $\frac{\partial P}{\partial V}$ гораздо меньше элементов матрицы $\frac{\partial P}{\partial \delta}$, это может означать, что полный дифференциал $dP \approx d_\delta P$, т.е. на изменение активной мощности решающее влияние оказывает изменение фазовых углов напряжения.

$$\begin{aligned} d_\delta Q = dg(-G\tilde{V}\cos\Theta - B\tilde{V}\sin\Theta)\tilde{V}d\delta + \tilde{V}(G \odot \cos\Theta)\tilde{V}d\delta - \tilde{V}(B \odot \sin\Theta)\tilde{V}d\delta = \\ = -dg(G\tilde{V}\sin(\Theta + \frac{\pi}{2}) - B\tilde{V}\cos(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V}d\delta - (G\tilde{V} \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V}d\delta - (B\tilde{V} \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V}d\delta. \end{aligned} \quad (5.143)$$

Для примера (Рисунок 5.4, Таблицы 5.6, 5.7) матрица $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$ является невырожденной, ранг равен 7, число обусловленности 77.

В общем случае все члены частного дифференциала $d_\delta Q$ взаимокompенсируются, в связи с чем $d_\delta Q$ оказывает незначительное влияние на значение полного дифференциала dQ .

При детальном анализе матрицы чувствительности $\frac{\partial P}{\partial \delta}$ и $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$ замечено, что они состоят из суммы двух матриц, причем одна матрица является сильно разреженной, а вторая диагональной. Более того, все эти матрицы имеют диагональное преобладание, т.е. диагональные элементы существенно больше недиагональных элементов. Структура анализируемых матриц одинаковая и совпадает с матрицей узловых проводимостей.

В общем случае, обращая матрицу Якоби из уравнения (5.135), можно определить приращения модулей и углов напряжения при изменении активной и реактивной мощностей в узлах ЭЭС. Применяя теорему об обратной функции, считая, что матрица Якоби является невырожденной в точке решения, из (5.135) можем записать:

$$\begin{bmatrix} dV \\ d\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} dP \\ -dQ \end{bmatrix} = \mathfrak{J}_P^{-1} \begin{bmatrix} dP \\ -dQ \end{bmatrix}. \quad (5.144)$$

Для рассматриваемого примера ранг $\mathfrak{J}_P$ равен 14, что указывает на её невырожденность, что даёт возможность определить её обратную матрицу $\mathfrak{J}_P^{-1}$ и решить поставленную задачу по определению приращений модулей и фазовых углов напряжения в узлах ЭЭС при изменении активной и реактивной мощностей.

По аналогии с анализом и сопоставлением матриц чувствительности в декартовой системе координат, редуцируем составляющие матрицы Якоби и соответственно составляющие матрицы чувствительности в полярной системе координат. Редукцию проведём по аналогии с редукцией дифференциальных моделей в декартовых координатах по диагональным составляющим. Таким образом, редуцированные матрицы будут выглядеть следующим образом:

$$d_V P^* = \tilde{V}(G \odot \cos \Theta + B \odot \sin \Theta) dV. \quad (5.145)$$

Матрица $\frac{\partial P^*}{\partial V}$ для рассматриваемого примера является невырожденной, ранг равен 7. Число обусловленности равно 97,8, что отражает достаточно хорошие вычислительные свойства.

$$d_V Q^* = \tilde{V}(G \odot \sin \Theta - B \odot \cos \Theta) dV. \quad (5.146)$$

Матрица $\frac{\partial Q^*}{\partial V}$ для рассматриваемого примера является невырожденной, ранг равен 7. Число обусловленности матрицы равно 82,3, что отражает хорошие вычислительные свойства.

$$d_\delta P^* = (-\tilde{V}(G \odot \sin \Theta) \tilde{V} - \tilde{V}(B \odot \cos \Theta) \tilde{V}) d\delta. \quad (5.147)$$

Матрица $\frac{\partial P^*}{\partial \delta}$ для рассматриваемого примера является невырожденной, ранг равен 7. Число обусловленности матрицы равно 86,5, что отражает хорошие вычислительные свойства.

$$d_{\delta}Q^* = \tilde{V}(G \odot \cos\Theta)\tilde{V}d\delta - \tilde{V}(B \odot \sin\Theta)\tilde{V}d\delta. \quad (5.148)$$

Матрица $\frac{\partial Q^*}{\partial \delta}$ для рассматриваемого примера является невырожденной, ранг равен 7. Число обусловленности матрицы равно 103, что отражает хорошие вычислительные свойства.

Объединённая матрица $\mathfrak{Z}^* \left(\frac{\partial P^*}{\partial V}, \frac{\partial Q^*}{\partial V}, \frac{\partial P^*}{\partial \delta}, \frac{\partial Q^*}{\partial \delta} \right)$ является невырожденной, ранг равен 14, что даёт возможность провести операцию обращения и определить матрицу $\mathfrak{Z}_p^{*-1}$, которая является невырожденной, ранг равен 14, число обусловленности 22644.

Для дальнейшего анализа полученных матриц чувствительности, в том числе анализа их применимости при расчете послеаварийных установившихся режимов, проведём ряд вычислительных экспериментов. Вычислительные эксперименты будут дублировать вычислительные эксперименты, которые проводились для демонстрации применения матриц чувствительности для дифференциальных моделей ЭЭС в декартовой системе координат (8-ми узловая схема).

Проведем опыт отключения (отказ) одного из генераторов (50 МВт) в узле № 3. Параметры послеаварийного режима (V_c, δ_c), определённые на ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.30. Также в Таблице 5.30 представлены режимные параметры, полученные в опыте с отключением (отказ) одного из генераторов (50 МВт) в узле № 3, используя матрицу чувствительности (V_s, δ_s).

Таблица 5.30 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС при отказе генерирующего агрегата 50 МВт в 3-м узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима, определённые на ПВК «АНАРЭС» и при использовании матрицы чувствительности

№ узла	V_c , кВ	δ_c	V_s , кВ	δ_s	$ V_c - V_s $, кВ	$ \delta_c - \delta_s $	% V	% δ
1	201,76	-9,42	203,31	-9,42	1,55	0	0,77	0,00
2	202,23	-9,06	203,69	-9,05	1,46	0,01	0,72	0,11
3	220	-3,87	220	-3,92	0	0,05	0	1,29
4	207,37	-6,59	208,93	-6,58	1,56	0,01	0,75	0,15

Продолжение таблицы 5.30

5	211,01	-4,43	212,59	-4,46	1,58	0,03	0,75	0,68
6	211,54	-3,96	212,55	-3,98	1,01	0,02	0,48	0,51
7	211,59	-3,29	212,71	-3,33	1,12	0,04	0,53	1,22
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Как видно из результатов, представленных в Таблице 5.30, модуль разницы между модулями напряжения, определёнными в результате расчета на ПВК «АНАРЭС» и расчета с использованием матрицы чувствительности, во всех узлах имеет небольшое значение относительно абсолютных величин. Относительные величины также имеют небольшие значения, по модулю самое большое отклонение 0,05%, по фазовому углу 1,22%, не считая балансирующий узел. В балансирующем узле отклонение реактивного напряжения составило 1,29%. Большие, по сравнению с активной, относительные отклонения реактивной мощности можно объяснить малой абсолютной величиной значений реактивной мощности. В целом можно заключить, что полученный результат является очень хорошим, погрешность не только не превышает 5%, но и, например, для значения модулей напряжения практически во всех узлах находится в пределах 1%, что при анализе режимной надёжности ЭЭС будет являться приемлемым.

В Таблице 5.31 представлены значения приращений модулей и фазовых углов напряжений в узлах ЭЭС ($\Delta V, \Delta \delta$), а также значения дифференциалов модулей и фазовых углов напряжений в узлах ЭЭС ($dV, d\delta$) при отключении (отказе) генерирующего агрегата 50 МВт в 3-м узле.

Таблица 5.31 – Значения приращений модулей и фазовых углов напряжений в узлах ЭЭС, а также аналогичных значений дифференциалов при отключении (отказе) генерирующего агрегата 50 МВт в 3-м узле

№ узла	ΔV , кВ	$\Delta \delta$	dV , кВ	$d\delta$
1	0,08	-2,96	1,62	-2,96
2	0,09	-2,83	1,54	-2,83
3	0	-3,38	0	-3,45
4	0,07	-2,44	1,64	-2,42
5	-0,16	-1,53	1,42	-1,56
6	-0,17	-0,95	0,83	-0,97
7	-0,22	-0,85	0,89	-0,90
8	0	0	0	0

Для дальнейшего анализа, интерес представляет сравнение результатов, полученных с использованием моделей в декартовой и полярной системах координат. Для этого преобразуем V_s и δ_s из Таблицы 5.30 в U_{as} и U_{rs} . В Таблице 5.32 представлены значения активного и реактивного напряжений, полученные в опыте с отключением генератора 50 МВт в третьем узле при расчете на ПВК «АНАРЭС» (U_{ac} , U_{rc}), при использовании матрицы чувствительности в декартовой системе координат (U_{asd} , U_{rsd}) и при использовании матрицы чувствительности в полярной системе координат (U_{asp} , U_{rsp}).

Таблица 5.33 – Значения активного и реактивного напряжений, полученные в опыте с отключением генератора 50 МВт в третьем узле при расчете на ПВК «АНАРЭС» (U_{ac} , U_{rc}), при использовании матрицы чувствительности в декартовой системе координат (U_{asd} , U_{rsd}) и в полярной системе координат (U_{asp} , U_{rsp})

U_{ac} , кВ	U_{rc} , кВ	U_{asd} , кВ	U_{rsd} , кВ	U_{asp} , кВ	U_{rsp} , кВ
199,05	-33,03	197,48	-32,64	199,03	-33,02
199,72	-31,83	198,27	-31,44	199,71	-31,84
220	-14,83	220	-13,24	220	-14,85
205,99	-23,8	204,41	-23,25	205,99	-23,79
210,38	-16,3	209,31	-15,79	210,38	-16,29
211,04	-14,6	210,44	-14,34	211,03	-14,61
211,24	-12,13	210,68	-11,87	211,24	-12,14
220	0	220	0	220	0

Как можно увидеть из Таблицы 5.33 при поэлементном сравнении полученных значений, матрицы чувствительности в полярной системе координат дают лучшую аппроксимацию решения по сравнению с матрицами чувствительности в декартовой системе координат. Также результат применения матриц чувствительности первого порядка в полярной системе координат даёт очень близкие решения к значениям параметров, полученных на ПВК «АНАРЭС».

По аналогии с анализом для матриц чувствительности в декартовой системе координат, усилим возмущение, проведем опыт отключения двух генераторов (100 МВт) в узле № 3. Параметры послеаварийного режима (V_c , δ_c), определённые в ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.34. Также в Таблице 5.34 представлены

режимные параметры (V_s, δ_s), полученные в опыте с отключением (отказ) двух генераторов (100 МВт) в узле № 3, используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.34 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС при отказе двух генерирующих агрегатов по 50 МВт в 3 узле, полученные при расчете послеаварийного установившегося режима на ПВК «АНАРЭС» и при использовании матрицы чувствительности

№ узла	V_c , кВ	δ_c	V_s , кВ	δ_s	$ V_c - V_s $, кВ	$ \delta_c - \delta_s $	% V	% δ
1	201,76	-12,46	204,93	-12,38	3,17	0,08	1,57	0,62
2	202,22	-11,96	205,23	-11,88	3,01	0,08	1,49	0,69
3	220,00	-7,33	220	-7,38	0	0,05	0	0,68
4	207,28	-9,10	210,57	-9,00	3,29	0,10	1,59	1,05
5	210,64	-6,00	214,01	-6,03	3,37	0,03	1,60	0,45
6	211,19	-4,94	213,39	-4,96	2,20	0,02	1,04	0,46
7	211,20	-4,16	213,6	-4,24	2,40	0,08	1,14	1,85
8	220,00	0,00	220	0	0,00	0,00	0	0

Как видно из результатов, представленных в Таблице 5.34, модуль разницы между модулями напряжения, определёнными в результате расчета в ПВК «АНАРЭС» и расчета с использованием матрицы чувствительности во всех узлах имеет небольшое значение относительно абсолютных величин. Относительные величины также имеют небольшие значения, по модулю самое большое отклонение 1,59%, по фазовому углу 1,85%. Увеличение отклонения по сравнению с предыдущим опытом ожидаемо, так как входное возмущение больше предыдущего в 2 раза. В целом можно заключить, что полученный результат является очень хорошим, погрешность не только не превышает 5%, но и, например, для значения модулей напряжения практически во всех узлах находится в пределах 1%, что при анализе режимной надёжности ЭЭС будет являться приемлемым.

Проведем численный эксперимент с повышением активной и реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %. Параметры послеаварийного режима (V_c, δ_c), определённые в ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.35. Также в Таблице 5.35 представлены режимные параметры (V_s, δ_s), полученные в опыте с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %, используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.35 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 10 %, вычисленные в ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	V_c , кВ	δ_c	V_s , кВ	δ_s	$ V_c - V_s $, кВ	$ \delta_c - \delta_s $	% V	% δ
1	199,57	-8,10	200,48	-8,12	0,91	0,02	0,46	0,25
2	200,09	-7,79	200,97	-7,81	0,88	0,02	0,44	0,29
3	220,00	-1,58	220	-1,49	0,00	0,09	0,00	5,48
4	205,87	-5,35	206,53	-5,37	0,66	0,02	0,32	0,36
5	210,18	-3,68	210,77	-3,70	0,59	0,02	0,28	0,60
6	210,76	-3,61	211,48	-3,65	0,72	0,04	0,34	1,08
7	210,87	-2,95	211,54	-2,99	0,67	0,04	0,32	1,40
8	220,00	0,00	220	0	0,00	0,00	0,00	0

Как видно из Таблицы 5.35 разница между отклонениями значений напряжения при расчете режима в ПВК «АНАРЭС» и на основании матрицы чувствительности незначительная. Для активной составляющей в пределах 0,5%, для реактивной в пределах 1,5%, кроме балансирующего узла.

Проведем численный эксперимент с повышением активной и реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 20 %. Параметры послеаварийного режима (V_c, δ_c), определённые в ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.36. Также в Таблице 5.36 представлены режимные параметры (V_s, δ_s), полученные в опыте с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 20 %, используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.36 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением активной и реактивной потребляемой мощности во всех нагрузочных узлах на 20 %, вычисленные в ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	V_c , кВ	δ_c	V_s , кВ	δ_s	$ V_c - V_s $, кВ	$ \delta_c - \delta_s $	% V	% δ
1	197,37	-9,78	201,39	-9,14	4,01	0,64	2,03	6,54
2	197,97	-9,40	201,79	-8,74	3,82	0,66	1,93	6,99
3	220,00	-2,70	220	-1,91	0,00	0,79	0,00	29,26
4	204,40	-6,58	207,08	-5,87	2,67	0,71	1,31	10,74
5	209,16	-4,47	211,04	-3,90	1,88	0,57	0,90	12,79
6	209,77	-4,23	211,66	-3,79	1,89	0,44	0,90	10,42
7	209,89	-3,48	211,70	-3,11	1,81	0,37	0,86	10,50
8	220,00	0,00	220	0	0,00	0,00	0,00	0

Как видно из Таблицы 5.36 разница между отклонениями значений напряжения при расчете режима в ПВК «АНАРЭС» и на основании матрицы чувствительности незначительная. Для активной составляющей в пределах 1%, для реактивной в пределах 13%.

Проведем опыт с повышением только активной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %. Параметры послеаварийного режима (V_c, δ_c), полученные в ПВК «АНАРЭС», представлены в Таблице 5.37. Также в Таблице 5.37 представлены режимные параметры (V_s, δ_s), полученные в опыте с повышением только активной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, используя матрицу чувствительности.

Как видно из Таблицы 5.37 разница между отклонениями значений напряжения при расчете режима в ПВК «АНАРЭС» и на основании матрицы чувствительности незначительная. Интерес представляет сравнение результата, представленного в Таблице 5.37 с результатом, представленным в Таблице 5.35. По факту результат в Таблице 5.35 получен при более сильном возмущении, но отклонение режимных параметров от значений, полученных на ПВК «АНАРЭС» в Таблице 5.35 менее, чем в Таблице 5.37.

Таблица 5.37 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением только активной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, вычисленные на основании использования ПВК «АНАРЭС» и матрицы чувствительности

№ узла	V_c , кВ	δ_c	V_s , кВ	δ_s	$ V_c - V_s $, кВ	$ \delta_c - \delta_s $	% V	% δ
1	200,74	-8,12	202,9	-7,89	2,15	0,23	1,07	2,82
2	201,24	-7,81	203,29	-7,57	2,05	0,24	1,02	3,07
3	220	-1,56	220	-1,28	0	0,28	0	18,01
4	206,64	-5,38	208,25	-5,09	1,60	0,29	0,77	5,37
5	210,71	-3,70	211,83	-3,46	1,12	0,24	0,53	6,56
6	211,22	-3,63	212,21	-3,44	0,99	0,19	0,46	5,31
7	211,35	-2,98	212,29	-2,81	0,93	0,17	0,44	5,65
8	220	0	220	0	0	0	0	0

По аналогии с предыдущим опытом, проведем опыт с повышением только реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %. Параметры послеаварийного режима (V_c, δ_c), полученные в ПВК «АНАРЭС»,

представлены в Таблице 5.38. Также в Таблице 5.38 представлены режимные параметры (V_s, δ_s) , полученные в опыте с повышением только реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, используя матрицу чувствительности.

Таблица 5.38 – Результаты расчёта послеаварийного установившегося режима ЭЭС с повышением только реактивной потребляемой мощностью во всех нагрузочных узлах на 10 %, вычисленные на ПВК «АНАРЭС» и на основании использования матрицы чувствительности

№ узла	V_c , кВ	δ_c	V_s , кВ	δ_s	$ V_c - V_s $, кВ	$ \delta_c - \delta_s $	% V	% δ
1	200,52	-6,43	198,27	-6,24	2,25	0,19	1,12	3,00
2	201,01	-6,18	198,74	-5,99	2,26	0,19	1,12	3,19
3	220	-0,48	220	-0,26	0	0,23	0	46,76
4	206,52	-4,11	204,20	-3,92	2,31	0,19	1,12	4,76
5	210,65	-2,87	209,68	-2,77	0,97	0,10	0,45	3,50
6	211,26	-2,97	210,51	-2,9	-0,74	0,08	0,35	2,59
7	211,32	-2,39	210,94	-2,36	-0,38	0,04	0,17	1,85
8	220	0	220	0	0	0	0	0

Результат в опыте с изменением только реактивной потребляемой мощности показал достаточно хорошее совпадение режимных параметров со значениями, вычисленными на ПВК «АНАРЭС». Также можно заметить, что разница режимных параметров в этом вычислительном эксперименте больше, чем в эксперименте с одновременным изменением активной и реактивной мощностей на 10%.

Стоит отметить еще один результат, при сравнении результатов расчета послеаварийных УР ЭЭС на основании матриц чувствительности в полярной системе координат с редукцией и без нее лучшие результаты (результаты по значениям модулей и фазовых углов напряжения с меньшей разницей с соответствующими результатами, полученными на ПВК «АНАРЭС») были получены именно с редуцированными матрицами чувствительности.

Подытожив результаты, полученные при применении дифференциальных моделей первого порядка установившихся режимов ЭЭС в полярной системе координат можно сделать вывод, что их применение вполне эффективно при анализе послеаварийных режимов в процессе оценки режимной надёжности ЭЭС.

Дифференциальные модели с напряжением в полярных координатах дают лучшую аппроксимацию, чем аналогичные дифференциальные модели в декартовых координатах (на основании численных экспериментов).

5.4.4. Дифференциальные модели второго порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в полярной системе координат

Зависимость изменения мощности от изменения напряжения в узлах

Определение дифференциалов второго порядка необходимо не только при решении задачи анализа УР ЭЭС методами второго порядка [236,241], но и при анализе самого УР ЭЭС.

На основании (5.145) запишем вторые частные дифференциалы для векторной функции (5.131)

$$\begin{aligned} d_{VV}^2 P &= d\tilde{V}dg(G_N \cos\Theta - B_N \sin\Theta)dV - 2d\tilde{V}(G_N \odot \cos\Theta - \\ &B_N \odot \sin\Theta)dV = 2d\tilde{V}(G_N \odot \cos\Theta - B_N \odot \sin\Theta)dV. \end{aligned} \quad (5.149)$$

Матрицу

$$\frac{\partial_{VV}^2 P}{\partial V \partial V} = 2(G_N \odot \cos\Theta - B_N \odot \sin\Theta), \quad (5.150)$$

которая имеет размер $n \times n$, можно назвать подматрицей матрицы Гессе от правой части (векторной функции) (5.131). Элемент (km) матрицы Гессе имеет вид $2(g_{km} \cos\Theta_{km} - b_{km} \sin\Theta_{km})$, $k, m = 1, \dots, n$. Структура $\frac{\partial_{VV}^2 P}{\partial V \partial V}$ совпадает со структурой G_N

Элементы матрицы (5.150) имеют размерность (См) и, по сути, являются активной и реактивной проводимостями. Свойствами матрицы (5.150) является следующие: невырожденность, полный ранг.

Все выводы относительно $\frac{\partial_{VV}^2 P}{\partial V \partial V}$ относятся и к матрице $\frac{\partial_{VV}^2 Q}{\partial V \partial V}$. Отличием матрицы $\frac{\partial_{VV}^2 P}{\partial V \partial V}$ от $\frac{\partial_{VV}^2 Q}{\partial V \partial V}$ является знак и заменяется Θ на $\Theta + \frac{\pi}{2}$.

$$\begin{aligned}
d_{VV}^2 Q &= 2d\tilde{V}(G_N \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2}) - B_N \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2}))dV \\
&= -2d\tilde{V}(G_N \odot \sin\Theta + B_N \odot \cos\Theta)dV.
\end{aligned} \tag{5.151}$$

Матрицу

$$\frac{\partial_{VV}^2 Q}{\partial V \partial V} = 2(G_N \odot \sin\Theta + B_N \odot \cos\Theta), \tag{5.152}$$

которая имеет размер $n \times n$, назовём подматрицей матрицы Гессе от правой части (векторной функции) (5.141). Элемент (km) матрицы Гессе имеет вид $-g_{km}\sin\Theta_{km} - b_{km}\cos\Theta_{km}$, $k, m = 1, \dots, n$. Стоит отметить, что $d_{VVV}^3 P = \mathbf{0}$ и $d_{VVV}^3 Q = \mathbf{0}$, так как f_1, f_2 – квадратичные формы по V .

Запишем второй дифференциал $d_{\delta\delta}^2 P$, дифференцируя первый $d_{\delta}P$ (5.147)

$$\begin{aligned}
d_{\delta\delta}^2 P &= (-\tilde{V}(G_N \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2})d\tilde{\delta})\tilde{V} - \tilde{V}(B_N \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2})d\tilde{\delta})\tilde{V})d\delta \\
&= (-\tilde{V}(G_N \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V} - \tilde{V}(B_N \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V})d\tilde{\delta}d\delta \\
&= (-\tilde{V}(G_N \odot \cos\Theta)\tilde{V} + \tilde{V}(B_N \odot \sin\Theta)\tilde{V})d\tilde{\delta}d\delta.
\end{aligned} \tag{5.153}$$

Можно определить дифференциалы и более высоких порядков по δ , так как, по сути, дифференцируются тригонометрические функции, а это бесконечно дифференцируемые функции, но в инженерном (физическом) смысле это не имеет смысла, так как значения дифференциалов третьего и больших порядка будут очень малыми величинами, сопоставимыми с погрешностью вычислений.

По аналогии, определим $d_{\delta\delta}^2 Q$, дифференцируя первый дифференциал $d_{\delta}Q$ (5.148):

$$\begin{aligned}
d_{\delta\delta}^2 Q &= (\tilde{V}(G_N \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V} - \tilde{V}(B_N \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2}))\tilde{V})d\tilde{\delta}d\delta \\
&= -(\tilde{V}(G_N \odot \sin\Theta)\tilde{V} + \tilde{V}(B_N \odot \cos\Theta)\tilde{V})d\tilde{\delta}d\delta.
\end{aligned} \tag{5.154}$$

Для определения полного второго дифференциалов отображений f_1, f_2 необходимо определить смешанный частный дифференциал. Для этого продифференцируем $d_{\delta}P$ и $d_{\delta}Q$ по V

$$\begin{aligned}
d_{\delta V}^2 \mathbf{P} &= d_{V\delta}^2 \mathbf{P} \\
&= -(\tilde{V}(\mathbf{G}_N \odot \sin \Theta + \mathbf{G}_N \odot \cos \Theta) d\tilde{V} + \tilde{V}(\mathbf{B}_N \odot \sin \Theta \\
&\quad + \mathbf{B}_N \odot \cos \Theta) d\tilde{V}) d\delta.
\end{aligned} \tag{5.155}$$

Запишем $d_{\delta V}^2 \mathbf{Q}$ используя от $d_{\delta V}^2 \mathbf{P}$

$$\begin{aligned}
d_{\delta V}^2 \mathbf{Q} &= d_{V\delta}^2 \mathbf{Q} \\
&= -(\tilde{V}(\mathbf{G}_N \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2}) + \mathbf{G}_N \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2})) d\tilde{V} \\
&\quad + \tilde{V}(\mathbf{B}_N \odot \sin(\Theta + \frac{\pi}{2}) + \mathbf{B}_N \odot \cos(\Theta + \frac{\pi}{2})) d\tilde{V}) d\delta \\
&= (\tilde{V}(\mathbf{G}_N \odot \cos \Theta - \mathbf{G}_N \odot \sin \Theta) d\tilde{V} + \tilde{V}(\mathbf{B}_N \odot \cos \Theta \\
&\quad - \mathbf{B}_N \odot \sin \Theta) d\tilde{V}) d\delta.
\end{aligned} \tag{5.156}$$

В итоге полные дифференциалы $d^2 \mathbf{P}$ и $d^2 \mathbf{Q}$ запишем следующим образом

$$d^2 \mathbf{P} = d_{VV}^2 \mathbf{P} + 2d_{V\delta}^2 \mathbf{P} + d_{\delta\delta}^2 \mathbf{P},$$

$$d^2 \mathbf{Q} = d_{VV}^2 \mathbf{Q} + 2d_{V\delta}^2 \mathbf{Q} + d_{\delta\delta}^2 \mathbf{Q}.$$

Тогда

$$\mathbf{P} \approx \mathbf{P}_0 + d_V \mathbf{P} + d_\delta \mathbf{P} + \frac{1}{2} d^2 \mathbf{P},$$

$$\mathbf{Q} \approx \mathbf{Q}_0 + d_V \mathbf{Q} + d_\delta \mathbf{Q} + \frac{1}{2} d^2 \mathbf{Q}.$$

Зависимость изменения напряжения в узлах от изменения проводимостей линий электропередачи

Для определения дифференциальных моделей первого порядка установившихся режимов ЭЭС в полярной системе координат, описывающих зависимость изменения напряжения в узлах от изменения проводимостей линий электропередачи необходимо продифференцировать (5.137), (5.138) по $V, \delta, \mathbf{G}_N, \mathbf{B}_N$. Для чего необходимо воспользоваться теоремой о неявной функции. Для определения частных дифференциалов по V, δ воспользуемся соотношениями (5.145)-(5.148). В итоге получим:

$$\frac{\partial f_1}{\partial V} = \tilde{V}(G_N \odot \cos \Theta + B_N \odot \sin \Theta), \quad (5.157)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial V} = \tilde{V}(G_N \odot \sin \Theta - B_N \odot \cos \Theta), \quad (5.158)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial \delta} = -\tilde{V}(G_N \odot \sin \Theta)\tilde{V} - \tilde{V}(B_N \odot \cos \Theta)\tilde{V}, \quad (5.159)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial \delta} = \tilde{V}(G_N \odot \cos \Theta)\tilde{V} - \tilde{V}(B_N \odot \sin \Theta)\tilde{V}. \quad (5.160)$$

Далее найдём частные дифференциалы (5.131), (5.132) по G_N и B_N . Ввиду того, что выделение векторов G и B из G_N и B_N проблематично, определим частные дифференциалы с расположением dG_N и dB_N внутри сомножителей:

$$\partial_{G_N B_N} f_1 = dg(dG_N \tilde{V} \cos \Theta - dB_N \tilde{V} \sin \Theta)V, \quad (5.161)$$

$$\partial_{G_N B_N} f_2 = dg(dG_N \tilde{V} \sin \Theta + dB_N \tilde{V} \cos \Theta)V. \quad (5.162)$$

где $dG_N = Ad\tilde{G}A^T$ и $dB_N = Ad\tilde{B}A^T$.

Для определения дифференциалов модулей и фазовых углов напряжения в узлах ЭЭС при изменении активных и реактивных проводимостей ЛЭП будем решать систему линейных уравнений следующего вида

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial V} & \frac{\partial f_2}{\partial V} \\ \frac{\partial f_1}{\partial \delta} & \frac{\partial f_2}{\partial \delta} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} dV \\ d\delta \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \partial_{G_N B_N} f_1 \\ \partial_{G_N B_N} f_2 \end{pmatrix}. \quad (5.163)$$

При анализе результатов по применению (5.163), на основании вычислительных экспериментов, выявлено, что результат вычисления дифференциалов dV и $d\delta$ дает аппроксимацию более грубую, чем применение аналогичных дифференциальных моделей в декартовой системе координат.

5.5. Применение дифференциальных моделей для анализа режимной надёжности электроэнергетических систем

В предыдущих разделах отражены результаты по получению матриц чувствительности первого и второго порядков, отражающие линейную и квадратичную зависимости изменения одних параметров модели УР ЭЭС от других. Приоритетным направлением анализа режимной надёжности является

исследование функциональных зависимостей изменения напряжения в узлах ЭЭС от вариаций мощности (генерации и нагрузки) и изменений проводимостей линий электропередачи. Указанные зависимости позволяют количественно оценить влияние ключевых возмущающих факторов, таких как отказы генерирующего оборудования, стохастические колебания нагрузки потребителей и аварийные отключения элементов сети. В экспериментальной части работы представлены результаты применения матриц чувствительности для моделирования и оценки послеаварийных установившихся режимов. Полученные данные демонстрируют эффективность данного подхода, который может быть интегрирован в общую методику вероятностной оценки режимной надёжности ЭЭС, основанную на методе Монте-Карло, для повышения её точности и вычислительной эффективности. Помимо рассмотренного представленного применения матриц чувствительности возможны и другие варианты. Далее представим некоторые из них.

5.5.1. Применение дифференциальных моделей (матриц чувствительности) для оценки режимной надёжности электроэнергетических систем по методу (критерию) $N-i$

Как отмечено выше, одним из самых распространённых методов оценки режимной надёжности является детерминистический метод на основании критерия $N-1$ [96,223,284]. Используя матрицы чувствительности возможно провести оценку режимов, к примеру, при отключении всех ЛЭП за одну итерацию. Для этого необходимо провести операцию умножения матрицы чувствительности на диагональную матрицу, на диагонали которой расположены анализируемые возмущения, т.е. значения проводимостей ЛЭП с противоположным знаком. Будем называть такие матрицы – матрицами возмущений. В случае с анализом отказов в сетевой части, события могут представлять сложные зависимости, так как в конкретной ЛЭП могут отказывать разные элементы, приводящие к разным

возмущающим событиям. В таких случаях матрицы возмущений будут формироваться таким образом, чтобы отразить все возможные возмущения, которые можно отразить, добавляя соответствующее количеству возмущений количество дополнительных столбцов. Ниже представлено выражение для определения приращений напряжений в узлах ЭЭС на возмущения:

$$d_Y \mathbf{U} = \frac{dU}{dY} dY, \quad (5.164)$$

где $\frac{dU}{dY}$ – $n \times m$ матрица чувствительности, отражающая изменение значений напряжения в узлах ЭЭС от изменения проводимости сетевых элементов; $dY = \begin{bmatrix} dY_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & dY_m \end{bmatrix}$ – $m \times \sum_{i=1}^k m_i$ матрица возмущений проводимостей ЛЭП (в такой конструкции этой матрицы возможно учесть изменение проводимости ЛЭП в зависимости от отказов различных элементов, если такая информация предварительно имеется); $d_Y \mathbf{U}$ – $n \times \sum_{i=1}^k m_i$ результирующая матрица приращений напряжений в узлах ЭЭС, каждый столбец которой отражает результат конкретного возмущения, например, dY_i размера $1 \times m_i$, где m_i – количество возмущений i – той ЛЭП.

Такая же логика присутствует при анализе отказов генерирующих агрегатов.

$$d_{\bar{S}} \mathbf{U} = \frac{dU}{d\bar{S}} d\bar{S}, \quad (5.165)$$

где $\frac{dU}{d\bar{S}}$ – $n \times n$ матрица чувствительности, отражающая зависимость изменения значений напряжений в узлах ЭЭС от изменения мощности в узлах; $d\bar{S} = \begin{bmatrix} d\bar{S}_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & d\bar{S}_n \end{bmatrix}$ – $n \times \sum_{i=1}^l n_i$ матрица возмущений мощностей (генераторов или потребителей); $d_{\bar{S}} \mathbf{U}$ – $n \times \sum_{i=1}^k n_i$ результирующая матрица приращений напряжений в узлах ЭЭС, каждый столбец которой отражает результат конкретного возмущения, например, $d\bar{S}_i$ размера $1 \times n_i$, где m_i – количество возмущений i – том узле.

Возможен и другой путь одновременного анализа отказов нескольких разнородных элементов, например, ЛЭП и генераторов. Для этого необходимо провести «горизонтальное» объединение матриц чувствительности, отражающих изменение напряжения в узлах ЭЭС от изменения проводимости ЛЭП и мощности в узлах ЭЭС. Формирование матрицы возмущений будет проводиться путем «вертикального» объединения матриц возмущения проводимостей и возмущения мощностей.

$$\left[\frac{dU}{dY} \quad \frac{dU}{d\bar{S}} \right] \times \begin{bmatrix} dY & 0 \\ 0 & d\bar{S} \end{bmatrix} = [d_Y U \quad d_{\bar{S}} U], \quad (5.166)$$

где $\left[\frac{dU}{dY} \quad \frac{dU}{d\bar{S}} \right] - n \times (m + n)$ результирующая матрица чувствительности; $\begin{bmatrix} dY & 0 \\ 0 & d\bar{S} \end{bmatrix} - (m + n) \times (\sum_{i=1}^k m_i + \sum_{i=1}^l n_i)$ блочно-диагональная матрица возмущений проводимостей ЛЭП и возмущений мощностей в узлах; $[d_Y U \quad d_{\bar{S}} U] - n \times \sum_{i=1}^k m_i + \sum_{i=1}^l n_i$ результирующая матрица приращений напряжений в узлах ЭЭС, каждый столбец которой отражает результат конкретного возмущения.

Аналогичная ситуация будет и при оценке режимной надёжности по критерию $N-2$ и далее. Количество столбцов в таких матрицах будет равным количеству анализируемых возмущений при анализе однородных возмущений, например, только отказы ЛЭП или только отказы генерирующих агрегатов. Причем в каждом анализируемом случае будет присутствовать определённая логика формирования возмущения. Так, например, при анализе отказа двух генераторов, находящихся в одном узле, результирующее возмущение будет представлять суммарную мощность этих агрегатов. При анализе ситуаций с одновременным отключением и генерирующего источника, и сетевого элемента необходимо будет провести суммирование результатов отдельного отключения каждого из них.

Результирующий алгоритм оценки режимной надёжности ЭЭС на основании критерия $N-i$ будет включаться следующую последовательность действий:

- 1) Формирование матриц чувствительности УР ЭЭС.
- 2) Формирование матриц возмущений.

3) Определение приращений значений напряжений в узлах ЭЭС при реализации возмущений, путём перемножение соответствующих матриц чувствительности и возмущений.

4) Определение значений напряжения в узлах ЭЭС при возмущениях.

5) Статистический анализ и интерпретация результатов.

На примере, представленном на Рисунке 5.4 (Таблицы 5.6 и 5.7), проведём оценку режимной надёжности ЭЭС по критерию $N-1$ с анализом отказов всех ЛЭП. Оценку будем проводить используя матрицу чувствительности первого порядка в декартовой системе координат $\frac{dU}{dY}$. Матрица возмущений ΔY представлена в виде Таблицы 5.39.

Таблица 5.39 – Матрица возмущений, эквивалентных отключению ЛЭП ЭЭС

Отказ ЛЭП№1	Отказ ЛЭП№2	Отказ ЛЭП№3	Отказ ЛЭП№4	Отказ ЛЭП№5	Отказ ЛЭП№6	Отказ ЛЭП№7	Отказ ЛЭП№8	Отказ ЛЭП№9	Отказ ЛЭП№10
-0,00942+ j0,0292	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-0,00193 + j0,0080	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-0,00211+ j0,00912	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-0,00314+ j0,00973	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-0,00755+ j0,02642	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-0,00207+ j0,00886	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-0,01313+ j0,04127	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-0,01211+ j0,03979	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-0,01039+ j0,03709	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,01+ j0,03

Результирующая матрица значений напряжений в узлах ЭЭС при реализации возмущений (отказов ЛЭП), представлена в виде Таблицы 5.40.

Таблица 5.40 – Матрица значений напряжений в узлах ЭЭС при реализации возмущений (отказов ЛЭП)

	Отказ ЛЭП№ 1	Отказ ЛЭП №2	Отказ ЛЭП№ 3	Отказ ЛЭП№ 4	Отказ ЛЭП №5	Отказ ЛЭП №6	Отказ ЛЭП №7	Отказ ЛЭП№ 8	Отказ ЛЭП№ 9	Отказ ЛЭП№1 0
Узел №1	200,03- j22,89	189,19- j32,73	198,5- j24,57	198,65- j26,09	205,16- j21,41	198,62- j24,14	200,13- j22,59	200,4- j22,69	200,4- j22,69	198,79- j26,23
Узел №2	201,04- j21,61	192,98- j31,04	198,66- j24,51	199,19- j25,29	205,71- j20,6	199,17- j23,33	200,68- j21,79	200,95- j21,89	200,95- j21,89	199,34- j25,42
Узел №3	220- j1,83	221,18 +j0,23	220,38- j1,08	220- j1,83	226,49 +j2,48	218,89- j2,38	220- j1,83	220- j1,83	217,97- j6,83	218,38- j5,36
Узел №4	206,75- j14,99	203,49- j15,88	207,89- j12,75	201,54- j20,92	208,48- j11,97	204,63- j16,89	206,75- j14,99	206,75- j14,99	204,72- j20	205,13- j18,53
Узел №5	210,82- j10,97	210,9- j10,68	211,29- j9,93	210,9- j10,68	209,17- j13,7	210,9- j10,68	210,63- j10,58	210,82- j11,44	208,87- j15,68	209,28- j14,21
Узел №6	211,43- j11,08	211,43- j11,08	211,81- j10,33	210,55- j12,78	209,69- j14,11	211,43- j11,08	211,43- j11,08	211,43- j11,08	209,39- j16,08	209,81- j14,61
Узел №7	211,62- j8,98	212,8- j6,92	212- j8,23	211,62- j8,98	209,89- j12	211,62- j8,98	211,35- j8,88	212,46- j8,3	211,62- j8,98	204,86- j14,43
Узел №8	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220

Используя значения активных и реактивных напряжений из Таблицы 5.40, определим модули напряжения в узлах ЭЭС при реализации возмущений (Таблица 5.41).

Таблица 5.41 – Значения модулей напряжения в узлах ЭЭС

№ узла	Отказ ЛЭП №1	Отказ ЛЭП №2	Отказ ЛЭП №3	Отказ ЛЭП №4	Отказ ЛЭП №5	Отказ ЛЭП №6	Отказ ЛЭП №7	Отказ ЛЭП №8	Отказ ЛЭП №9	Отказ ЛЭП№ 10
1	201	192	200	200	206	200	201	202	202	200
2	202	195	200	200	206	200	202	202	202	200
3	220	221	220	220	226	218	220	220	218	218
4	207	204	208	202	208	205	207	207	205	205
5	211	211	211	211	209	211	210	211	209	209
6	211	211	212	210	210	211	211	211	210	210
7	211	212	212	211	210	211	211	212	211	205
8	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220

Воспользуемся (5.14) для определения вероятности отклонения напряжения за допустимые значения в узлах ЭЭС. Для каждой рассматриваемой ЭЭС допустимые значения должны задаваться на основании предварительного обоснования, прежде всего, по условиям устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. Для рассматриваемого примера $U_{\text{нормMIN}}$ примем

на уровне 205 кВ, а $U_{\text{нормМАХ}}$ на уровне 235 кВ. В Таблице 5.42 представлены значения вероятности отклонения напряжения в узлах ЭЭС.

Таблица 5.42 – Вероятности отклонения напряжения в узлах ЭЭС (в опытах с отключением всех ЛЭП ЭЭС)

	Узел№1	Узел№2	Узел№3	Узел№4	Узел№5	Узел№6	Узел№7	Узел№8
$P_j^{\text{ОН}}$	0,9	0,9	0	0,2	0	0	0	0

Вызывает интерес определить те же значения вероятностей, но для значений модулей напряжения, определённых в ПВК «АНАРЭС». В Таблице 5.43 представлены значения этих вероятностей).

Таблица 5.43 – Вероятности отклонения напряжения в узлах ЭЭС, определённых в ПВК (в опытах с отключением всех ЛЭП ЭЭС)

	Узел№1	Узел№2	Узел№3	Узел№4	Узел№5	Узел№6	Узел№7	Узел№8
$P_j^{\text{ОН}}$	1	1	0	0,5	0,2	0,1	0,1	0

Как видно из сравнения результатов в Таблицах 5.42 и 5.43 оценка режимной надёжности ЭЭС с использованием матриц чувствительности является «мягче», чем оценка с использованием ПВК «АНАРЭС». В обоих рассмотренных случаях качественно результаты оценки режимной надёжности совпадают. Наименее надёжными являются 1 и 2 узлы. Это означает, что при управлении ЭЭС посредством реализации управляющих воздействий необходимо в первую очередь реализовать управляющие воздействия, направленные на повышения уровней напряжения в 1 и 2 узлах.

5.5.2. Непосредственное использование матриц чувствительности для оценки режимной надёжности электроэнергетических систем

При анализе режимной надёжности важно определить не только элементы ЭЭС, которые наиболее сильно «ощущают» реакцию при различных возмущениях, но и элементы, отказ или возмущение которых приводит к максимальному эффекту для оставшейся части ЭЭС. Качественный анализ по определению и дальнейшему

ранжированию и первых, и вторых элементов можно провести на основании непосредственного анализа матриц чувствительности УР ЭЭС. Результаты по исследованию подобных задач представлены, например, в [221,285,286]. В этих работах для решения поставленной задачи предлагается использовать математические аппараты сингулярного и спектрального анализа, а также методы вероятностного нелинейного потокораспределения.

По сути, матрицы чувствительности состоят из коэффициентов, отражающих линейную (первого порядка) или квадратичную (второго порядка) зависимость изменения одних режимных параметров от других. Каждая строка матрицы чувствительности состоит из коэффициентов, показывающих степень влияния выходного параметра, в рассматриваемом случае – напряжения, от изменения входного параметра проводимости ЛЭП или мощности в узле. Таким образом, при суммировании всех коэффициентов в каждой строке матрицы чувствительности будет определен интегральный коэффициент влияния возмущений в системе на конкретный узел. Стоит отметить, что возможно определение коэффициентов влияния для активной и реактивной частей, а также для модуля и фазового угла, причем, при определении для активной и реактивной частей необходимо взять эти части по модулю для исключения взаимоуничтожения коэффициентов в случае их разного знака. Вектор-строка, размера $1 \times m$, состоящий из интегральных коэффициентов влияния возмущений в системе на значения напряжения в конкретном узле $\frac{dU}{\sum Y}$ на примере влияния отключения ЛЭП (определение влияния изменения мощностей в узлах ЭЭС на значение узловых напряжений будет аналогичным)

$$\frac{dU}{\sum Y} = i \frac{dU}{dY}, \quad (5.167)$$

где i - $1 \times n$ единичный вектор.

Для определения элемента, возмущение которого оказывает наибольшее воздействие на режимные параметры ЭЭС, необходимо провести суммирование всех коэффициентов каждого столбца матрицы чувствительности. Таким образом, вектор состоящий из коэффициентов влияния каждого элемента системы на

интегральный эффект изменения напряжений в узлах для всей ЭЭС $\frac{\sum U}{dY}$, размера $n \times 1$, будет определяться следующим образом

$$\frac{\sum U}{dY} = \frac{dU}{dY} i. \quad (5.168)$$

Для полноты анализа получаемых коэффициентов необходимо соотнести каждый к максимальному из них.

Определим интегральные коэффициенты влияния возмущений в ЭЭС на значения напряжений в узлах ЭЭС для примера, представленного на Рисунке 5.4 (Таблицы 5.6 и 5.7). Интегральные коэффициенты будем вычислять при использовании модулей коэффициентов. Проанализируем влияние изменения проводимостей ЛЭП на значения напряжений в узлах ЭЭС. В Таблице 5.44 представлены интегральные коэффициенты $\left(\frac{dU}{\sum Y}\right)_k, k = 1, \dots, n$, полученные суммированием коэффициентов в строках матрицы $\frac{dU}{dY}$.

Таблица 5.44 – Интегральные коэффициенты влияния возмущений в ЭЭС на значения напряжений в конкретных узлах (опыты с отключением всех ЛЭП ЭЭС)

№ узла	1	2	3	4	5	6	7	8
$\left(\frac{dU}{\sum Y}\right)_k$	3042	2774	1059	2146	514	666	810	403
Отношение к максимальному значению (3042)	1	0,91	0,35	0,71	0,17	0,22	0,27	0,13

Из Таблицы 5.44 видно, наиболее чувствительным узлом к возмущениям в сетевой части ЭЭС является первый узел. Также высокую чувствительность имеет второй и четвёртый узлы. Полученные оценки коррелируют с оценками в Таблицах 5.42 и 5.43. На практике такие оценки могут означать, что в узлах с наибольшим значением оценки необходимо реализовать мероприятия по стабилизации напряжения.

Как можно видеть из Таблицы 5.45, максимально влияющей ЛЭП на значения напряжений в узлах ЭЭС является ЛЭП №2 между 1 и 3 узлами. Также достаточно сильное влияние на ЭЭС оказывают ЛЭП № 3, 4 и 5. При оперативном управлении

ЭЭС для повышения уровня режимной надёжности ЭЭС это означает, что требуется обратить особое внимание и реализовать управляющие воздействия в первую очередь именно на этих ЛЭП.

Таблица 5.45 – Коэффициенты влияния каждого элемента системы на интегральный эффект изменения напряжений в узлах для всей ЭЭС (опыты с отключением всех ЛЭП ЭЭС)

№ ЛЭП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\left(\frac{\sum U}{dY}\right)_k$	33	4247	1376	1891	1277	950	26	44	560	1011
Отношение к максимальному значению	0,01	1	0,32	0,45	0,30	0,22	0,01	0,01	0,13	0,24

5.6. Оптимизация режимной надёжности электроэнергетических систем

К основным задачам при управлении ЭЭС относятся надёжная поставка электроэнергии и мощности потребителям путём обеспечения баланса производства и потребления электрической энергии и поддержания требуемого уровня резервирования генерирующей и сетевой частей для обеспечения баланса мощности, а также недопущение развития системных аварий. Для выполнения этих задач в ЭЭС реализованы системы оперативного-диспетчерского управления. Оперативно-диспетчерское управление осуществляет управление во всех режимах функционирования ЭЭС. Задачи оценки и обеспечения режимной надёжности являются актуальными и востребованными при управлении всеми режимами ЭЭС. К тому же, при управлении ЭЭС задачи обеспечения надёжности, направленные на предотвращение возникновения и ликвидацию аварийных ситуаций в ЭЭС, являются приоритетными перед задачами обеспечения экономической эффективности [23]. Это обусловлено, прежде всего, тем что ущерб разных видов в случае реализации аварийных ситуаций в энергосистемах на порядки выше возможной экономии энергоресурса.

При управлении нормальными режимами ЭЭС требуется оценивать режимную надёжность и анализировать близость показателей режимной надёжности к пороговым значениям с целью выявления и устранения «слабых мест» ЭЭС, которые могут привести к развитию аварий, а также выявлению узлов, которые являются наиболее чувствительными к возможным возмущениям в ЭЭС с целью определения комплекса управляющих воздействий по снижению этой чувствительности. На этом этапе управления ЭЭС инструменты оценки и оптимизации режимной надёжности могут применяться в нескольких направлениях: в качестве «помощника» диспетчера для выработки рекомендаций (управляющих воздействий) по повышению надёжности для их дальнейшей реализации диспетчером; в качестве поддержки автоматического управления ЭЭС путем формирования команд в рамках существующих в ЭЭС систем автоматического управления; в качестве системы адаптивных рекомендаций потребителям по снижению уровня потребления электрической мощности (см. главу №2).

При управлении послеаварийными (утяжелёнными) режимами задачи оценки и оптимизации режимной надёжности актуализируются. Это происходит из-за возрастания вероятности развития системных аварий с нарушением надёжности электроснабжения большого количества потребителей, нарушением требований обеспечения безопасности и возможным повреждением большого числа энергетических объектов. Время для принятия решений диспетчером в послеаварийных режимах уменьшается, возрастает потребность перераспределения функций по реализации управляющих воздействий в пользу противоаварийной автоматики (ПАА). Это обстоятельство формирует требования для интеграции решений задачи оптимизации режимной надёжности по управляющим воздействиям в алгоритмы работы ПАА с конечной целью перехода к нормальному установившемуся режиму. Управляющие воздействия по обеспечению режимной надёжности могут быть интегрированы на разных эшелонах противоаварийного управления (ПАУ). При эшелонированной системе

ПАУ решения по выработке управляющих воздействий резервируются на каждом эшелоне управления, что повышает Надёжность всего процесса управления.

По сути предлагаемые алгоритмы выработки управляющих воздействий при управлении и нормальными, и послеаварийными (утяжелёнными) режимами являются адаптивными, т.е. эти алгоритмы реализуют выбор управляющих воздействий в темпе процесса изменения режимов энергосистемы. Такой принцип принято называть 1ДО, в отличие от алгоритмов принципа 2ДО, которые предусматривают выполнение предварительных расчетов аварийных событий и процессов, их хранение и использование в зависимости от реальных схемно-режимных условий в энергосистеме. Также при управлении энергосистемой интерес представляют оценки, выполненные предварительно для прогнозируемых режимов потребления и прогнозируемых значений аварийности энергетического оборудования по складывающимся внешним и внутренним условиям их функционирования.

Задачи оценки и оптимизации режимной надёжности носят глобальный, централизованный характер для ЭЭС, так как анализируется влияние возможных возмущений (отказов) на всю ЭЭС и выработка управляющих воздействий также должна опираться на глобальные критерии обеспечения режимной надёжности. В настоящее время в ЕЭС России в Объединённых энергосистемах реализованы централизованные системы противоаварийного управления (ЦСПА). Принцип действий ЦСПА полностью согласуется с решениями оптимизации режимной надёжности. В рамках выработки этих решений проводится глубокий схемно-режимный анализ состояния ЭЭС с моделированием вероятных возмущений для текущего состояния.

Итак, содержательную постановку задачи оптимизации режимной надёжности ЭЭС сформулируем следующим образом: *на основании оценки значений показателей режимной надёжности ЭЭС необходимо из имеющегося набора управляющих воздействий, которые могут быть направлены на повышение уровня режимной надёжности ЭЭС и надёжности электроснабжения потребителей выбрать максимально эффективный набор управляющих*

воздействий, реализация которых приведёт к повышению уровня режимной надёжности до нормативных значений показателей режимной надёжности или максимально возможному значению.

В рамках управления ЭЭС для обеспечения максимального или заданного уровня режимной надёжности ключевую роль имеет доступный набор управляющих воздействий. В общем случае это могут быть следующие управляющие воздействия [287]:

- воздействия, направленные на генерирующую часть ЭЭС: отключение и включение резервных генераторов электрических станций, кратковременная или длительная разгрузка турбинного оборудования, автоматическая загрузка генераторов, электрическое торможение генераторов, ограничение мощности ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей;
- воздействия, направленные на сетевую часть ЭЭС;
- воздействия, направленные на управление потребителями электроэнергии: отключение нагрузки, рекомендации по снижению уровня потребления.

Как уже отмечено, в качестве целевой функции при определении оптимального набора управляющих воздействий при обеспечении режимной надёжности ЭЭС могут выступать функции, в которых отражены либо стремление максимизировать уровень режимной надёжности в рамках реализации необходимых управляющих воздействий при заданном их наборе, либо минимизировать количество управляющих воздействий для достижения требуемого уровня режимной надёжности по определённым заранее критериям. В любом рассматриваемом случае задача имеет дискретный характер, при её решении необходимо определить набор управляющих воздействий.

В результате может быть сформулирована математическая постановка задачи оптимизации режимной надёжности ЭЭС, опираясь на показатели, предлагаемые при её оценке, а именно как минимизация набора управляющих воздействий для обеспечения нормативного уровня показателей режимной надёжности:

Целевая функция при решении такой задачи будет записана следующим образом:

$$\sum_{k=1}^n x_k \rightarrow \min, \quad (5.169)$$

учитывая ограничения

$$x_k \in G, \quad (5.170)$$

$$P\{R_i(x_k, \xi) \geq R_i^{\text{норм}}\}, \xi \geq \alpha_i, i = 1, \dots, I, 0 \leq \alpha_i \leq 1, \quad (5.171)$$

где: x_k – k -ое управляющее воздействие; R_i – фактическое значение показателя режимной надёжности ЭЭС, определяемое при использовании предлагаемой методики оценки режимной надёжности на основании метода Монте-Карло; G – множество состояний ЭЭС при реализации управляющих воздействий; $R_i^{\text{норм}}$ – нормируемое значение показателя режимной надёжности ЭЭС; ξ – случайная составляющая, отражающая вероятностную основу оценки режимной надёжности ЭЭС.

5.7. Выводы по главе 5

1. Оценка режимной (оперативной) надёжности электроэнергетических систем важна при оперативном (он-лайн) управлении, а также при решении некоторых задач проектирования развития (оф-лайн). Для оценки режимной надёжности современных электроэнергетических систем разработана и впервые предложена автором методика основанная на методе Монте-Карло. Методика позволяет проводить более глубокую оценку режимной надёжности, по сравнению с методиками, основанными на детерминированных критериях.

2. Одной из основополагающих вычислительных процедур в методике оценки режимной надёжности электроэнергетических систем является анализ режимов расчётных состояний. В работе представлены новые формы векторно-матричных интегральных моделей электроэнергетических систем (отличные от существующих) в форме балансов мощности в декартовой (прямоугольной) и полярной системах координат, на основании которых проводится анализ

установившихся режимов и статической устойчивости электроэнергетических систем.

3. Задача анализа установившихся режимов ЭЭС сводится к решению системы уравнений, описывающих баланс активной и реактивной мощностей. Однако, из-за квадратичных зависимостей в этих уравнениях, решение может быть неединственным. В данном исследовании выявлена связь между размерностью задачи (количеством узлов) и возможным числом решений её нелинейных уравнений. Для определения единственного физически реализуемого решения предложены новые виды математических моделей определения установившихся режимов электроэнергетических систем. Основная цель – минимизация нормы вектора потерь мощности при передаче по линиям электропередачи. В качестве функциональных ограничений используются классические уравнения баланса мощности, а прямые ограничения задаются неравенствами, определяющими допустимые диапазоны изменения переменных. Результаты вычислительных экспериментов подтвердили, что предложенные модели минимизации нормы потерь мощности обеспечивает устойчивую сходимость к корректному физическому решению в задачах анализа установившихся режимов электроэнергетических систем.

4. Для ускорения и углубления анализа установившихся режимов электроэнергетических систем на основании интегральных моделей впервые автором определены различные дифференциальные модели в векторно-матричном виде. Основной целью определения дифференциальных моделей являлось получение линейных и нелинейных зависимостей, отражающих изменение мощности в узлах системы и проводимости линий электропередачи на значения напряжений в узлах системы. Таким образом, были определены следующие дифференциальные модели:

4.1. Дифференциальные модели первого порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности в декартовой системе координат, по сути формирующие матрицу Якоби. Эти дифференциальные модели определены в комплексном и декомплексифицированном видах.

Экспериментальные исследования применения найденных дифференциальных моделей для анализа послеаварийных установившихся режимов электроэнергетических систем показали качественные и количественные совпадения получаемых оценок со значениями таких оценок, полученные в ПВК расчета установившихся режимов ЭЭС.

4.2. Дифференциальные модели второго порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности в декартовой системе координат, по сути формирующие матрицу Гессе. Экспериментальные исследования этих моделей при применении к решаемой задаче позволили улучшить оценку параметров установившегося режима электроэнергетической системы и приблизить её к эталонному расчету, полученному на промышленном программном комплексе.

4.3. Дифференциальные модели первого порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности в полярной системе координат. Эти модели, также как и дифференциальные модели в декартовой системе координат, формируют матрицу Якоби. Экспериментальные исследования этих моделей показали большую точность при анализе установившихся режимов электроэнергетических систем по сравнению с аналогичными моделями в декартовой системе координат.

4.4. Дифференциальные модели второго порядка установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности в полярной системе координат, по сути формирующие матрицу Гессе.

5. Разработаны методы оценки режимной надёжности электроэнергетических систем, основанные на непосредственном анализе дифференциальных моделей установившихся режимов электроэнергетических систем. Эти методы позволяют оценивать режимную надёжность по критерию N-1 одну итерацию, а также выявлять элементы электроэнергетических систем, отказ которых приводит к максимальному интегральному эффекту на системы и узлы, которые наиболее чувствительны к отказам элементов в системе.

6. Сформулирована задача оптимизации режимной надёжности электроэнергетических систем и использованием, предлагаемых показателей режимной надёжности.

ГЛАВА 6. Формирование принципов создания цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем

6.1. Предпосылки развития цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем

Внутренние и внешние факторы, оказывающие влияние на функционирование современных ЭЭС требуют адаптации механизмов управления энергосистемами.

В современных условиях одним из эффективных механизмов управления системной надёжностью может быть создание систем управления, которые интегрируют все механизмы обеспечения системной надёжности ЭЭС. Это можно сделать, используя в практике управления системной надёжностью решений, основанных на цифровизации процессов управления. Подобная цифровая система управления должна стать основой для реализации процессов по сбору и обработке данных о функционировании ЭЭС, характеризующих их надёжность; анализу системной надёжности ЭЭС на всех этапах управления ими; выработке решений по обеспечению системной надёжности и в которой могут быть эффективно использованы все методические наработки, представленные в этой диссертации. К слову сказать, идея создания подобных систем не нова (см., например, [185]), она является логичным следствием при стремлении к автоматизации процесса управления ЭЭС. В современных условиях цифровизации процесса управления ЭЭС направление создания цифровых платформ, интегрирующих различные инструменты управления, становится особенно актуальной. В настоящей главе рассматриваются принципы создания таких платформ исходя из современных реалий развития цифровых и информационных технологий.

Стимулирование внедрения цифровых технологий в российской энергетике обусловлено не только внутренними потребностями в повышении эффективности и надёжности, но и формированием внешних правовых и институциональных предпосылок. В настоящее время принят ряд нормативно-правовых актов,

регламентирующих процессы цифровизации в управлении энергетическим комплексом [288,289]. Ключевыми документами в данной области являются Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» и Указ Президента Российской Федерации от 21 июля 2020 г. № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года». В рамках их реализации разработана национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации», на основе которой Минэнерго России инициировало ведомственный проект «Цифровая энергетика». Параллельно ведущие энергетические компании приняли корпоративные стратегии цифровизации. В частности, ПАО «Россети» утвердило Концепцию «Цифровая трансформация 2030» [290]. В государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» реализуется «Единая цифровая стратегия Росатома». Активным инноватором в процессе цифровой трансформации является АО «СО ЕЭС», который активно реализует программы по реализации таких цифровых направлений, как: систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) и централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА), а также многие другие проекты.

Цифровые системы управления позволяют максимально использовать потенциал управляемости ЭЭС и их объектами, который в текущих решениях в значительной степени не использован, так как на данный момент множество данных о надёжности ЭЭС и их оборудования не собирается и не обрабатывается. Стоит отметить, что всё же некоторые данные о надёжности ЭЭС и энергооборудования собираются, но не получают дальнейшей обработки и эффективного использования, из-за сложности таких процессов и сложности дальнейшей интерпретации результатов.

Что касается специализированного инструментария для сбора и обработки данных о надёжности, то в этом направлении существуют большие пробелы как в методическом плане, так и в плане интеграции решений в текущие процессы управления надёжностью ЭЭС. Разработка и интеграция цифровых решений по управлению системной надёжностью будет являться существенным шагом на пути

к полноценной цифровой трансформации электроэнергетики с целью повышения надёжности энергосистем по нескольким причинам [291-293]. Во-первых, эти решения повышают единство управляемости, позволяя собирать, анализировать и обмениваться данными между различными организациями и устройствами, начиная от мелкого энергооборудования и заканчивая крупными энергетическими объединениями, при этом создавая промышленные экосистемы. В добавок ко всему, такие потоки информации потенциально могут стимулировать развитие инноваций, путем предоставления возможности научным организациям развивать методические и программные решения задач обеспечения системной надёжности ЭЭС. Во-вторых, цифровые решения открывают потенциал для быстрой и широкой коммерциализации инноваций через цифровые рынки, объединяя пользователей и разработчиков и, тем самым, облегчая распространение и использование дополнительных приложений в энергетических компаниях.

В складывающихся условиях эффективным инструментом реализации цифровой повестки для задач обеспечения системной надёжности ЭЭС может стать реализация цифровых платформ обеспечения системной надёжности. На основе цифровой платформы появляется возможность решения задач обеспечения системной надёжности на более высоком и качественном уровне по сравнению с существующими методами и подходами [294,295].

6.2. Понятие и принципы работы цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем

Как отмечено ранее, управление системной надёжностью ЭЭС для её максимизации или обеспечения нормативного уровня требует создания специализированного инструментария, реализующего потенциал цифровых технологий. Перспективным решением является разработка цифровых платформ.

Таким образом, в рамках данного исследования цифровая платформа определяется как программное многоагентное пространство, обеспечивающее взаимодействующим агентам (пользователям, энергоустановкам) доступ к продуктам, услугам и ресурсам, предоставляемым другими участниками системы. Ключевой целью данной организационной формы является минимизация операционных издержек при обеспечении надёжности ЭЭС и энергооборудования. Активное внедрение подобных технологических решений в энергетическом секторе отражено в научной литературе [296,297], где представлен обзор соответствующих практик. В настоящее время можно выделить несколько типов цифровых платформ, классифицируемых по целевому назначению и решаемым задачам:

- *рыночные*. Большинство из рассматриваемых цифровых платформ ориентировано на организацию и функционирование розничных рынков электроэнергии;
- *технические*. Функциональное назначение данных платформ преимущественно связано с организацией систем централизованного управления режимами потребления активной и реактивной мощности;
- *инвестиционные*. Функциональное назначение данного класса платформ связано с созданием инфраструктуры для инвестирования в строительство объектов энергетической инфраструктуры.

Развитие концепции цифровых платформ для энергетического сектора наблюдается и в Российской Федерации. В качестве примера можно привести исследование [298], где изложены методические основы платформы для решения комплекса задач в области интеллектуального управления распределенными энергоресурсами.

Цифровая платформа управления системной надёжностью ЭЭС определяется как программное многоагентное пространство, предназначенное для вовлечения всех субъектов ЭЭС (управляющих, генерирующих, сетевых, ремонтных компаний и потребителей) в деятельность по обеспечению надёжности. Платформа обеспечивает взаимовыгодное взаимодействие агентов с целью максимизации

уровня системной надёжности и поддержания надёжности электроснабжения на требуемом уровне. При этом управление надёжностью трактуется в широком смысле и охватывает все её составляющие: балансовую (перспективную), плановую и режимную (оперативную). Укрупненная структура платформы и схема взаимодействия представлены на Рисунке 6.1.



Рисунок 6.1 – Укрупнённая структура цифровой платформы управления системной надёжностью электроэнергетических систем

На Рисунке 6.1 информационные потоки отображены стрелками. Поскольку цифровые платформы данного типа функционируют на основе инфраструктурных систем (в данном случае — ЭЭС), эффективное решение задач обеспечения их системной надёжности требует обязательного моделирования этой инфраструктуры. Адекватное моделирование, в свою очередь, может быть обеспечено только при условии непосредственного управления данным процессом со стороны организации, осуществляющей оперативное управление ЭЭС.

Принцип функционирования цифровой платформы основан на непрерывной передаче данных со средств измерения и диагностики, установленных на элементах ЭЭС, на серверы платформы. На серверах осуществляется обработка и накопление данных для их дальнейшего использования при решении задач управления системной надёжностью. На основе поступающей информации формируется

актуальная модель ЭЭС, а также строятся прогнозные модели на перспективу. Необходимо отметить, что в существующих энергосистемах отдельные функции по сбору и обработке данных о надёжности оборудования уже реализованы.

Архитектура цифровой платформы включает два ключевых модуля: цифровой двойник и цифровая тень.

Цифровой двойник представляет собой виртуальную копию физического объекта, которая, получая от него данные, с высокой точностью моделирует его параметры и протекающие процессы, а также формирует управляющие команды для обратного воздействия. Основу цифрового двойника составляют математические модели ЭЭС, детально учитывающие специфику моделируемого объекта и его компонентов. Эти модели позволяют формализовать постановку задач управления надёжностью на различных этапах. Например, в рамках анализа аварийных режимов решаются задачи выявления дефицитов мощности, тогда как при моделировании нормальных режимов оцениваются экономические показатели.

Цифровая тень представляет собой структурированный массив данных о функционировании объекта, фиксирующий прямые и обратные связи между его внутренними параметрами, внешними воздействиями и результирующим поведением в различных режимах. Ключевым принципом формирования цифровой тени является сбор исключительно релевантных данных и их глубокая фильтрация на этапах сбора, обработки и накопления в специализированных базах. Данный подход направлен на оптимизацию объема информации при одновременном повышении её практической ценности.

Функциональной основой цифровых двойников и теней служит комплекс специализированных вычислительных инструментов, обеспечивающих полный цикл работ с данными: от сбора и хранения информации о функционировании сетей до генерации управляющих воздействий, направленных на максимизацию надёжности электроснабжения в изменяющихся условиях эксплуатации. Наряду с классическими математическими методами, для решения данных задач все активнее применяются методы искусственного интеллекта ИИ. Их использование особенно перспективно для задач, решение которых традиционными методами

затруднено, например, ввиду высокой вычислительной сложности. В то же время, решения, полученные с помощью ИИ, часто не обладают свойством доказуемой оптимальности, что обуславливает необходимость их строгой верификации. Данное требование особенно критично в электроэнергетике, где ошибка в управлении, особенно в оперативном режиме, может привести к значительным технологическим и экономическим последствиям и усугублению аварийной ситуации.

Управление системной надёжностью ЭЭС базируется на результатах её комплексной оценки, которая должна проводиться с применением специализированных методов и соответствующего программного обеспечения. Получаемые показатели надёжности служат основой для формирования управляющих воздействий, направленных на оптимизацию её уровня. Состав решаемых задач и принципы реализации решений варьируются в зависимости от этапа управления (перспективное, плановое, оперативное), что находит отражение в функциональности цифровой платформы.

Система управления режимной надёжностью предусматривает формирование следующих обратных связей:

1. *Диспетчерское управление.* Данный подход представляет собой традиционный метод воздействия на ЭЭС. В рамках предлагаемой концепции предполагается его автоматизация посредством создания системы дистанционного управления коммутационными аппаратами.

2. *Непосредственное управление объектами ЭЭС.* В рамках системы управления системной надёжностью предполагается автоматизация части управляющих команд для обеспечения максимального уровня надёжности. Архитектура платформы реализует принцип замкнутого автоматического управления, при котором результаты онлайн-оценки надёжности, полученные вычислительным ядром, напрямую транслируются в управляющие воздействия на коммутационное оборудование ЭЭС. Таким образом, формируется цикл: «расчёт метрик надёжности → генерация команд → исполнение», что минимизирует задержки и исключает субъективный человеческий фактор. Одним из направлений

такого автоматизированного управления является создание систем локальной автоматики отключения нагрузки, функционально аналогичных существующей специальной автоматике. Для их реализации требуется предварительное определение объемов отключаемой мощности, что может быть обеспечено заключением соответствующих договоров с потребителями. При прогнозировании или фактическом достижении порогового значения аварийного критерия такая автоматика осуществляет отключение заданного объема нагрузки.

3. *Управление через потребителей электроэнергии.* Активизация участия потребителей электроэнергии, особенно в контуре оперативного управления, представляет собой перспективный инструмент повышения системной надёжности. Реализация данного подхода требует разработки удобных и адаптированных для пользователей средств визуализации текущего состояния надёжности электроснабжения. Подобные средства, реализованные в виде мобильных приложений, могут информировать потребителей о рисках ограничения энергоснабжения. В условиях возникновения напряжённых режимов в ЭЭС (например, перегрузки элементов) ключевую роль играет принцип адаптивного управления спросом. Для его реализации потребителям в режиме, близком к реальному времени, должны предоставляться сигналы (оповещения), содержащие информацию о состоянии сети. Это позволяет потребителям провести ревизию и ранжирование своих нагрузок по критичности и принять участие в сглаживании пиков или предотвращении аварийных отключений. Основная идея подхода заключается в предоставлении потребителю выбора: снизить потребляемую мощность для разгрузки сети и минимизации риска аварийного отключения либо сохранить текущий режим потребления, повышая тем самым риск системной аварии и сопутствующего экономического ущерба. Если потребитель обладает возможностями не только снижения потребления, но и генерации или отдачи накопленной энергии (при наличии технической возможности в ЭЭС), сигналы от цифровой платформы должны стимулировать и эти виды активности. Важно отметить, что такое приложение не должно осуществлять непосредственное управление режимами потребления, а выполняет

исключительно информационные функции, что минимизирует уязвимость системы перед киберугрозами.

Цифровая платформа управления системной надёжностью ЭЭС представляет собой комплексный инструмент, позволяющий осуществлять как задачи оценки, так и задачи синтеза в рамках планирования работы и проектирования развития энергосистем. Ключевыми преимуществами такого подхода являются встроенная оптимизация информационных потоков и возможность проведения глубокой аналитической обработки исходных данных, что повышает обоснованность принимаемых проектных и эксплуатационных решений.

Проведенный анализ позволяет заключить, что цифровая платформа является инструментом сквозной поддержки процессов управления надёжностью ЭЭС. В рамках оперативного управления её ключевые функции включают решение следующих задач:

- прогнозирование эксплуатационных параметров энергооборудования, определяющих его надёжность.
- оценка надёжности текущего режима ЭЭС с визуализацией результатов на интегрированной панели управления.
- оптимизация режимов работы ЭЭС в предаварийных, аварийных и послеаварийных состояниях.
- адаптивная настройка устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) посредством перерасчета уставок в соответствии с актуальной конфигурацией и параметрами сети.
- формирование рекомендаций для диспетчерского персонала по выбору управляющих воздействий.

Планирование работы ЭЭС:

- прогнозирование параметров энергооборудования, влияющих на надёжность (в плановом периоде).
- оценка надёжности ЭЭС на предстоящие 24 часа (суточное опережение).
- корректировка графиков планово-предупредительного ремонта энергооборудования.

- формирование рекомендаций для диспетчерского персонала по планируемым управляющим воздействиям.
- выработка рекомендаций для потребителей по оптимизации режимов потребления, генерации и использования накопленной электроэнергии.
- определение и разработка мероприятий по устранению системных "узких мест" в ЭЭС.

Основными решаемыми задачами при проектировании развития ЭЭС будут:

- обоснование уровней резервов всех видов;
- оценка эффективности интеграции энергетических объектов в ЭЭС.

6.3. Основные требования к организации работы цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем

Интеграция цифровых платформ управления надёжностью в энергоинфраструктуру является стратегической инициативой, сопряжённой с организационно-технической сложностью и необходимостью консолидации широкого круга заинтересованных лиц. Успех такой инициативы критически зависит от чёткой целевой установки. В случае энергосистем таковой служит поиск оптимального баланса между двумя ключевыми критериями: гарантией заданного уровня надёжности электроснабжения и экономической эффективностью принимаемых технических и инвестиционных решений. Важно осознавать, что наряду с ожидаемыми выгодами процесс внедрения порождает специфические риски (например, киберугрозы, некорректность моделей), способные нивелировать положительный эффект и ухудшить итоговые показатели. Это может быть связано с недостаточной проработкой требований к работе платформ и не учётом факторов, влияющих на их надёжность. Разработка и эксплуатация цифровых платформ должны соответствовать следующим ключевым требованиям:

1. *Адаптивность.* Требование адаптивности и технологической открытости. Цифровая платформа должна обладать способностью к быстрой адаптации в

условиях технологических изменений и интеграции новых решений без ущерба для целостности системы. Критическим условием для этого является её построение на основе открытых стандартов. Учёт эволюции энергосистем и моделей взаимодействия. Стремительное развитие энергетических технологий и появление новых форм функционирования энергооборудования обуславливают необходимость учёта новой специфики в системах управления. Параллельно эволюционирует модель взаимоотношений между субъектами энергорынка (компаниями, потребителями), возникают новые механизмы взаимодействия и классы услуг. Архитектура цифровой платформы должна быть ориентирована на поддержку данной динамики.

2. Непрерывность. Процесс сбора и обработки данных о надёжности ЭЭС и их оборудования и решения задач по анализу и синтезу системной надёжности требует постоянства. Это обусловлено, прежде всего, стремлением к учёту специфики надёжности работы ЭЭС за ретроспективный период при обработке данных и выработкой оперативных управляющих воздействий при обеспечении режимной надёжности ЭЭС.

3. Преемственность. Функционирование цифровой платформы управления надёжностью требует реализации трех взаимосвязанных процессов: непрерывный сбор и обработка оперативных данных; расчет ключевых показателей системной надёжности; формирование управляющих воздействий и рекомендаций. Эффективность платформы напрямую зависит от качества и своевременности выполнения этих задач, что обуславливает необходимость обработки значительных объемов данных в режиме, близком к реальному времени. Все перечисленные процессы являются высокоресурсоемкими. Практическая реализация таких систем предъявляет жёсткие требования к вычислительной архитектуре: необходимы высокопроизводительные алгоритмы, способные обрабатывать сложные модели в приемлемое время, и специализированное программное обеспечение, гарантирующее не только скорость, но и смысловую наглядность визуализации многомерных результатов. Удовлетворить эти требования возможно только за счёт формирования современного

технологического стека, интегрирующего распределённые облачные вычисления для масштабирования, инструменты Big Data для работы с гетерогенными потоками информации и методы искусственного интеллекта для оптимизации расчётов и выявления скрытых зависимостей.

4. Параллельность. Архитектура цифровой платформы должна обеспечивать параллельное выполнение всего технологического цикла – от сбора данных до формирования управляющих воздействий. В процессе её функционирования одновременно осуществляются следующие группы процессов: сбор и обработка исходных данных, оценка и оптимизация надёжности ЭЭС, взаимодействие с заинтересованными сторонами и управление энергетическим оборудованием. Реализация большинства из указанных процессов требует закладки специализированных функциональных возможностей на этапе проектирования платформы.

4. Безопасность. Обеспечение кибербезопасности представляет собой один из ключевых императивов при разработке цифровой платформы управления надёжностью. Поскольку платформа функционирует в составе глобальных систем передачи данных и осуществляет управление ЭЭС в критических режимах, её уязвимость может привести к катастрофическому обострению ситуаций, связанных с надёжностью электроснабжения. В связи с этим, архитектура платформы должна быть основана на принципах максимальной защищённости от несанкционированного вмешательства, предполагающих реализацию строгих мер противодействия как внешним, так и внутренним угрозам.

5. Клиентоориентированность. Ключевым принципом интеграции цифровых платформ в ЭЭС является обеспечение равного и беспрепятственного доступа для потребителей, а также предоставление им интуитивно понятных сервисов. Поскольку потребители выступают активными агентами в ЭЭС, платформа должна стимулировать их к участию в обеспечении системной надёжности. Данная задача решается через реализацию двух основных механизмов:

- прямое информирование. Создание сервисов, которые в режиме, близком к реальному времени, предоставляют потребителям доступную и лаконичную

информацию о состоянии энергосистемы. Это формирует у них стимул к добровольному снижению энергопотребления в периоды пиковых нагрузок и повышенных рисков.

- договорные отношения. Заблаговременное заключение с потребителями специальных договоров, регламентирующих условия ограничения электроснабжения в заранее определенные «рисковые» периоды. Данный механизм обеспечивает правовую основу для управления спросом и повышает предсказуемость работы системы.

6.4. Программная реализация цифровой платформы в части разработки модуля оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем

Программная и практическая реализация цифровых платформ управления системной надёжностью ЭЭС является интеллектуально-, трудо- и времязатратным процессом. Подобная реализация возможна только при конструктивном взаимодействии организациями, которые осуществляют непосредственное управление ЭЭС и научно-исследовательских организаций, занимающихся методической проработкой вопросов обеспечения системной надёжности на всех этапах управления ЭЭС. Покажем реализацию модельной части цифровой платформы на примере модуля оценки балансовой надёжности ЭЭС.

Переход от концептуальной имитационной модели к инструменту для инженерной практики требует её реализации в виде специализированного программного комплекса. Такой комплекс должен быть спроектирован как целостная среда, выполняющая три ключевые функции: (1) высокоточное вычислительное ядро для моделирования процесса; (2) модуль управления данными для импорта, обработки, хранения и экспорта входных и выходных наборов; (3) интуитивный графический интерфейс, обеспечивающий эффективное взаимодействие пользователя с моделью без необходимости углубления в её программный код.

Разработка программного комплекса сопряжена с решением двух взаимосвязанных проблем: выбора архитектурных решений, определяющих структуру системы [299], и обеспечения её долгосрочной эволюции (расширяемости, масштабируемости) при минимизации будущих затрат. При этом степень реализации этих требований должна определяться целесообразностью по отношению к решаемым задачам, чтобы исключить избыточное усложнение архитектуры и явление оверинжиниринга.

Далее приводится описание архитектуры и функциональной структуры программного комплекса, разработанного для оценки балансовой надёжности ЭЭС.

Подходы к разработке архитектуры программного комплекса

Архитектура программного комплекса, являясь ключевым компонентом системной архитектуры, проектируется на основе соответствующей имитационной модели предметной области. Фундаментальным принципом построения такой архитектуры выступает модульная декомпозиция, которая разделяет систему на слабосвязанные функциональные блоки. Данный подход обеспечивает возможность независимого развития и масштабирования отдельных компонентов, повышая общую гибкость системы. Для реализации этого принципа применяются различные архитектурные паттерны проектирования, выбор которых обусловлен спецификой решаемых задач и контекстом применения. Несмотря на разнообразие паттернов, их объединяет общая цель — создание системы максимально независимых и кооперирующихся функциональных модулей.

Процесс декомпозиции носит итеративный характер. На первом уровне приложение разделяется на ключевые функциональные подсистемы с применением соответствующих архитектурных паттернов (например, многоуровневой архитектуры или чистой архитектуры). Ключевым результатом этого этапа является достижение разделения ответственности, а именно — чёткая изоляция бизнес-логики (предметной области) от слоя представления (интерфейса пользователя). Это создаёт основу для независимой разработки, тестирования и эволюции каждой части системы.

1. Представление (Пользовательский интерфейс). Данный компонент архитектуры выступает в качестве единой точки взаимодействия пользователя с вычислительным ядром системы, реализуя полный цикл работы: от подготовки данных до анализа результатов. Его ключевые обязанности структурированы следующим образом: Управление конфигурацией модели: предоставление интерфейсов для задания, редактирования и валидации исходных параметров моделируемой системы; оркестрация вычислительных процессов: интерактивный выбор алгоритмов, настройка точности и управление запуском/остановкой расчётов; визуализация и экспорт данных: преобразование численных результатов в графики, диаграммы и интерактивные схемы с возможностью вывода в стандартные форматы; аналитическая обработка: выполнение статистического анализа, сравнение сценариев и генерация сводных отчётов для поддержки принятия решений.

2. Бизнес-логика. Данный компонент инкапсулирует ключевые функциональные требования предметной области и координирует взаимодействие всех элементов системы. К его основным обязанностям относятся: реализация алгоритмов решения целевых задач (в данном случае — оценка надёжности методом Монте-Карло); управление процессами обработки информации; определение принципов взаимодействия с пользовательским интерфейсом; организация логики работы с данными, включая их валидацию, преобразование и передачу между модулями.

На втором этапе применяется метод функциональной декомпозиции, в рамках которого каждая подсистема последовательно расчленяется на модули. Этот процесс представляет собой перевод высокоуровневых требований в набор конкретных, семантически целостных подзадач, решение которых может быть реализовано и протестировано изолированно. Поскольку каждый модуль инкапсулирует логику для одной такой подзадачи, ключевым метрическим критерием качества декомпозиции становится максимально достижимая степень функциональной независимости и слабой связанности между модулями.

Наиболее распространенной парадигмой для модульной декомпозиции в современной практике остается объектно-ориентированное программирование (ООП) [300]. Принципы структурной организации в ООП базируются на глубоком анализе предметной области, что является необходимым условием для эффективного управления моделью и обеспечения модульности. Независимость результирующих модулей (классов) достигается за счет следующих фундаментальных принципов подхода:

- Инкапсуляция – механизм, ограничивающий прямой доступ к внутренним данным и реализации методов класса, обеспечивая взаимодействие с объектом исключительно через строго определённый публичный интерфейс. Данный принцип неразрывно связан с абстракцией, которая позволяет оперировать объектами на концептуальном уровне, игнорируя детали их внутреннего устройства.

- Абстракция – это методология проектирования, при которой объект моделируется с использованием минимального, но достаточного набора атрибутов и поведения, релевантных конкретному контексту или решаемой задаче. Ключевой принцип заключается в выделении существенных характеристик объекта при одновременном игнорировании нерелевантных деталей его реализации.

- Полиморфизм – свойство системы, обеспечивающее возможность обработки объектов различных типов через единый интерфейс базового класса без учёта информации о их конкретной реализации. Данный механизм реализуется посредством наследования, которое устанавливает иерархию классов и позволяет производным классам переопределять методы родительского класса.

- Наследование – механизм объектно-ориентированного программирования, позволяющий производному классу (потомку) заимствовать структуру данных и поведение базового класса (предка), расширяя или модифицируя их. Данный принцип обеспечивает создание иерархий классов, способствуя повторному использованию кода и логической организации программных сущностей.

Архитектура программного комплекса

Реализация рассмотренных принципов объектно-ориентированного проектирования при разработке программного комплекса обусловила формирование архитектуры, представленной на Рисунке 6.2:

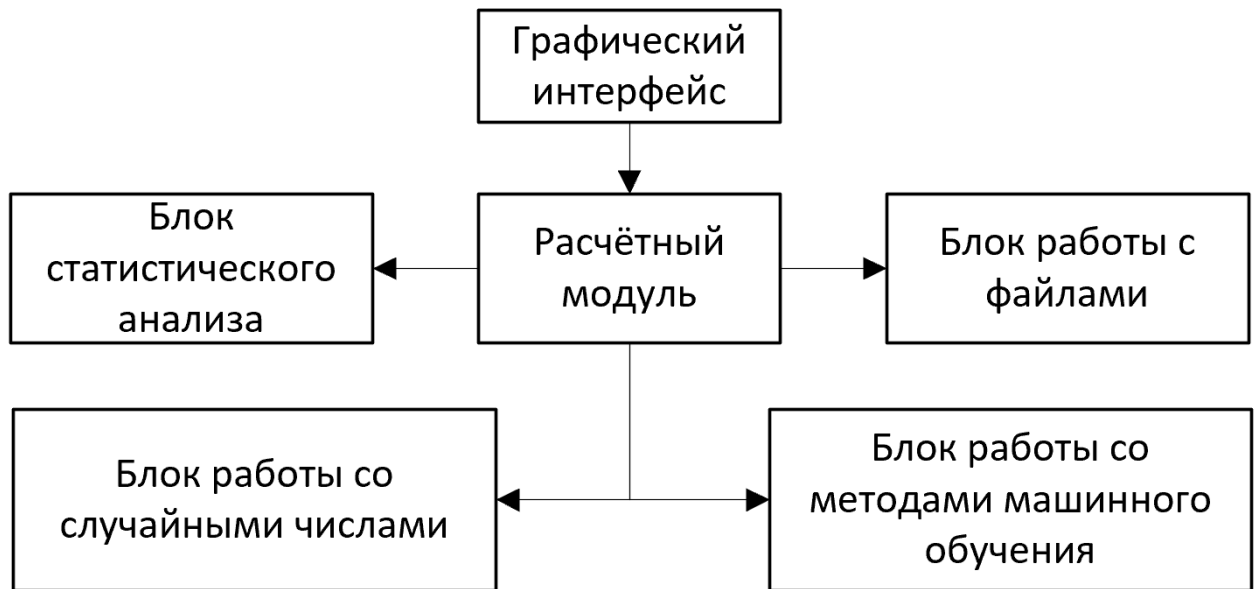


Рисунок 6.2 – Архитектура программного комплекса оценки балансовой надёжности ЭЭС

Архитектура комплекса требует более детального рассмотрения. Ниже приводится анализ ключевых компонентов и их взаимодействия:

1) Модуль пользовательского интерфейса. На текущем этапе разработки реализован прототип графического интерфейса, обеспечивающий следующий базовый функционал: выбор конфигурации схемы ЭЭС для проведения расчетов; настройку параметров моделирования; визуализацию исходных данных и результатов анализа. Интерфейсная часть системы, иллюстрирующая описанные возможности, представлена на Рисунке 6.3.

The screenshot shows a window titled 'Надёжность' (Reliability) with two tabs: 'Расчёт' (Calculation) and 'Утилиты' (Utilities). The 'Расчёт' tab is active, displaying various input fields and dropdown menus for configuring a calculation. The fields include:

- Путь до схемы: C:/MyFiles/ИСЭМ/Project/Program/Data/CUI
- Задача: Оценка дефицита
- Период расчёта (начало): 02.01.2022
- Период расчёта (окончание): 15.01.2022
- Число разыгрываний в час: 100
- Точность расчёта [0, 1]: 0.05
- Метод разыгрывания: ЛПт
- Метод оптимизации: NLP
- Учёт ремонтов: Добавление к нагрузке
- Метод расчёта: Стандартный
- Учёт линий: По ПС линий
- Путь до полной схемы: (empty field)
- Методика использования ML: довой расчёт - мультирегрессия
- Метод машинного обучения: RF-Class
- Размер обучающей выборки: 30

At the bottom, there are two checkboxes: 'Выгрузить схему' (Export scheme) and 'Выполнить срезы каждые 50' (Perform slices every 50), both currently unchecked. A 'Выполнить расчёт' (Perform calculation) button is located at the bottom right.

Рисунок 6.3 – Вид внешнего интерфейса параметров моделирования в программном комплексе оценки балансовой надёжности ЭЭС

2) **Расчётный модуль.** Данный компонент реализует ядро вычислительной логики комплекса, обеспечивая: параметризацию и управление имитационной моделью ЭЭС; алгоритмическую реализацию методов оценки балансовой надёжности; координацию вычислительных процессов. Функциональность модуля включает решение задач вероятностного анализа сходимости параметров надёжности, оценки дефицитных состояний и верификации результатов. Блок-схема алгоритма расчета представлена на Рисунке 6.4.

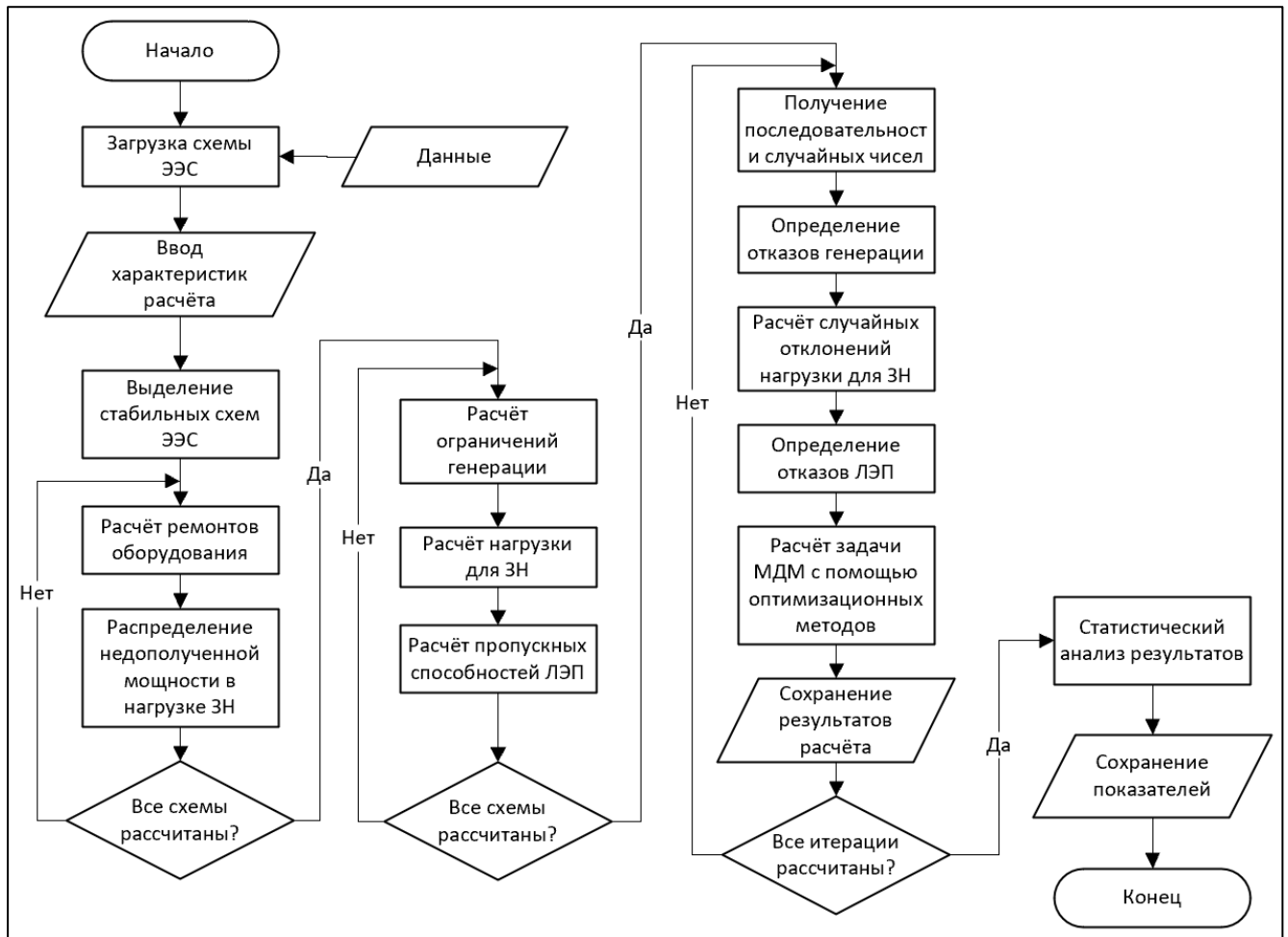


Рисунок 6.4 – Алгоритм решения задачи оценки балансовой надёжности ЭЭС

Архитектура модуля построена на принципах объектно-ориентированной декомпозиции имитационной модели ЭЭС, включающей следующие ключевые сущности: классы генерации и нагрузки; модели сетевых элементов; алгоритмы оценки состояний системы. Структура данных и взаимосвязи между объектами визуализированы на диаграмме классов (Рисунок 6.5), отражающей статическую архитектуру программного комплекса.

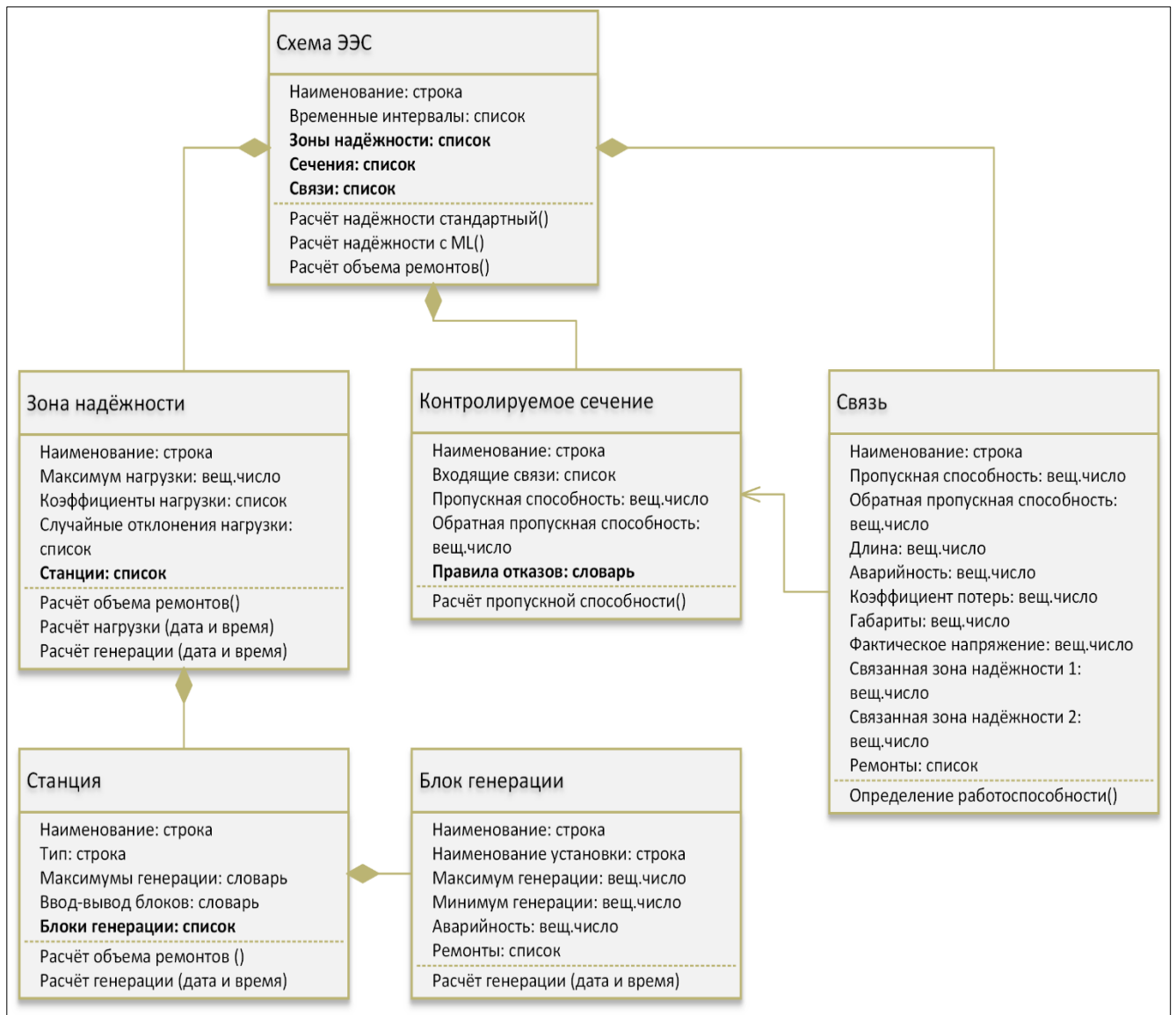


Рисунок 6.5 – Диаграмма классов имитационной модели в программном комплексе оценки балансовой надёжности ЭЭС

Представленная схема демонстрирует строгое соответствие объектной модели программного комплекса физической структуре предметной области. Архитектура системы реализует принцип минимальной достаточности данных, включая исключительно те параметры, которые необходимы для корректного расчета показателей балансовой надёжности в заданном временном интервале.

3) Модуль работы с файлами. Данный компонент реализует функции управления данными в файловой системе, обеспечивая: импорт и верификацию исходных схем ЭЭС; экспорт параметров моделирования и результатов расчетов; сериализацию/десериализацию объектов модели. Архитектура модуля

поддерживает работу с различными форматами данных (JSON, XML, CSV) и включает механизмы обработки ошибок ввода-вывода.

4) Модуль генерации случайных чисел. Данный компонент реализует функции генерации квазислучайных последовательностей, обеспечивая: формирование равномерно распределенных случайных величин; поддержку различных методов генерации случайных чисел; управление seed-значениями для воспроизводимости результатов. Архитектура модуля обеспечивает интегрирование с расчетными алгоритмами и поддерживает требования к статистической достоверности моделирования.

5) Модуль работы с методами машинного обучения. Данный компонент реализует алгоритмы интеллектуального анализа данных и прогнозирования, обеспечивая: выбор и настройку моделей машинного обучения; обработку и селекцию признаков для обучения; валидацию и оценку качества прогнозов. Архитектура модуля поддерживает интеграцию с расчетными процедурами для оптимизации параметров надёжности на основе исторических данных и прогнозных сценариев.

6) Модуль статистического анализа данных. Данный компонент реализует функции постобработки и интерпретации результатов моделирования, обеспечивая: статистический анализ выходных данных расчетного модуля; вычисление показателей балансовой надёжности для различных временных горизонтов; генерацию графических представлений результатов (диаграммы, временные ряды, распределения). Архитектура модуля поддерживает экспорт результатов в различные форматы и обеспечивает сопоставимость анализа для разных сценариев моделирования.

6.5. Определение оптимального уровня резервирования генерирующей мощности в Единой энергосистеме России

Представленный методический аппарат оценки и оптимизации балансовой надёжности ЭЭС реализован в виде программного обеспечения [301-305] в рамках создания цифровой платформы управления системной надёжностью ЭЭС. Разработанное методическое и программное обеспечение позволяет проводить оценку и оптимизацию ЭЭС большой размерности, таких как Единая энергосистема (ЕЭС) России.

Для условий развития ЕЭС России на уровне 2022 года в соответствии с [306] была проведена оптимизация балансовой надёжности в части оптимизации резервов генерирующей мощности. Исследуемая система на момент проведения исследований имела разбалансировку по уровням резерва генерирующей мощности в разных частях, поэтому задача заключалась в определении оптимальных значений резервов генерирующей мощности с учётом вывода в одних частях ЕЭС лишней генерирующей мощности и ввода в других недостающей. Стоит отметить, что в настоящее время ситуация во многих частях ЕЭС России принципиально изменилась, ввиду непланируемого повышения нагрузки и по факту в настоящий момент перспективные схемы развития ЕЭС России дефицитны и для них требуется обоснование уровня резервирования генерирующей мощности.

6.5.1. Кластеризация Единой энергосистемы России на зоны надёжности и основные исходных данных

В соответствии с методикой кластеризации на основании контролируемых сечений была проведена кластеризация ЕЭС России на зоны надёжности. На Рисунке 6.6 представлена карта-схема ЕЭС России с выделенными зонами надёжности.

В Таблице 6.1 представлены данные по балансу мощности ЕЭС России на час совмещённого максимума потребления мощности 2022 года для исходного варианта анализа.

Таблица 6.1 – Баланс мощности в ЕЭС России на уровне 2022 года (исходный вариант)

Установленная мощность, МВт	236442
Ограничения установленной мощности, МВт	18341
Располагаемая мощность, МВт	218101
Совмещённый максимум потребления мощности y_{30} , МВт	165202
Резерв генерирующей мощности, МВт	52899
Коэффициент резервирования, %	32,0
Ремонтный резерв, МВт / %	15202 / 9,2
Оперативный резерв, МВт / %	37697 / 22,8

В Таблице 6.1 представлена величина генерирующей мощности, находящаяся в плановых и неплановых ремонтах в час совмещённого максимума потребления мощности ЕЭС России, эта величина получена при расчетах балансовой надёжности ЕЭС России. Как видно из результата данная величина в исходном варианте составляет 9,2 % от совмещенного максимума потребления мощности. Соответственно величина оперативного резерва в исходном варианте составляет 22,8 % от совмещенного максимума потребления мощности. Коэффициент резервирования генерирующей мощности для ЕЭС России равен 0,32.

В Таблицах 6.2-6.8 представлена сводная информация о параметрах генерирующих агрегатов в ОЭС, составляющих ЕЭС России.

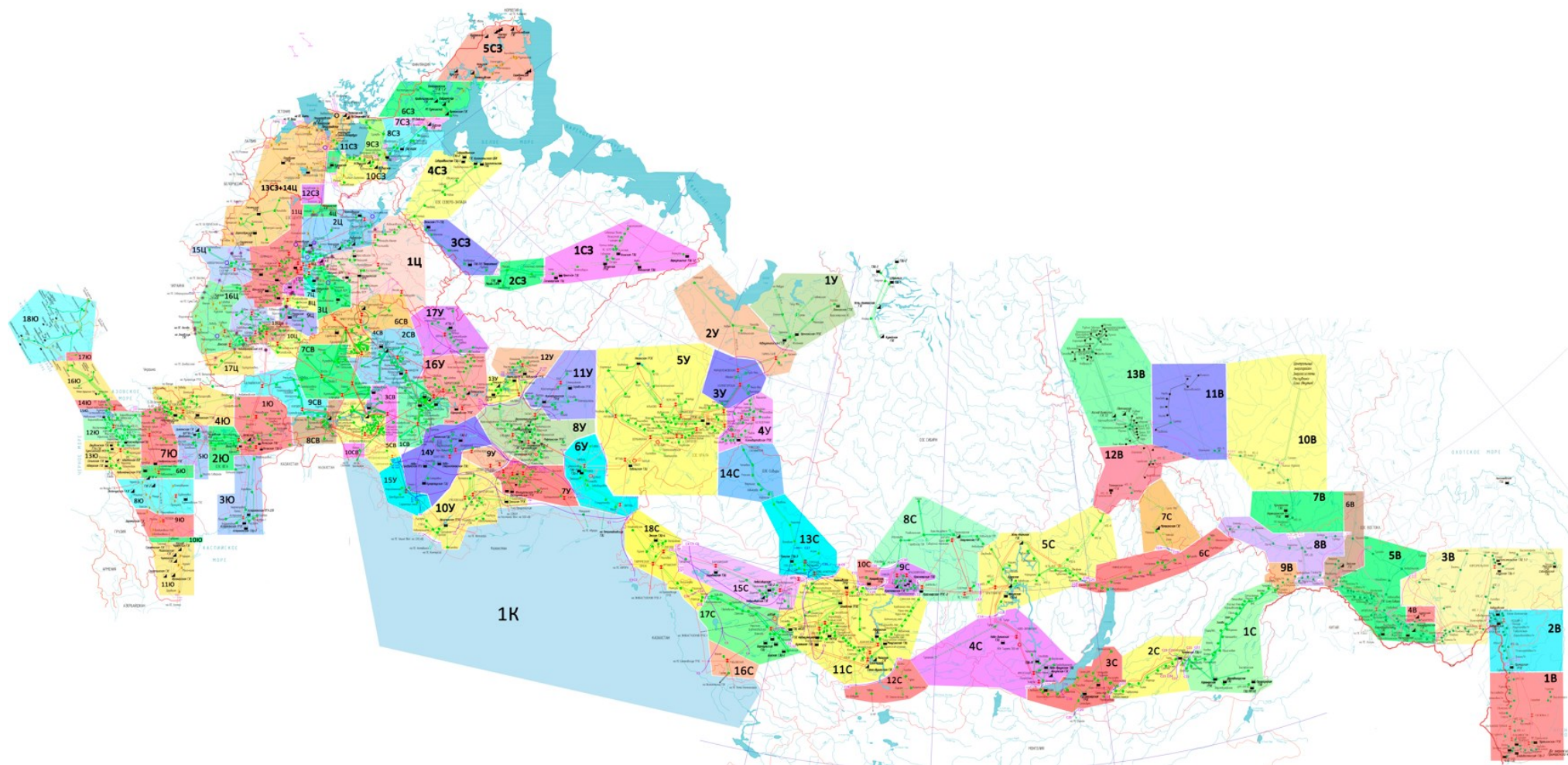


Рисунок 6.6 – Карта-схема ЕЭС России с выделенными зонами надёжности

Таблица 6.2 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Северо-Запада

Тип элек трос танц ии	Количес т во агрегатов (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонт			Средние ремонт			Текущие ремонт			Аварийность		
				мин	макс	сред.	мин	макс	сред.	мин	макс	сред	мин	макс	сред
АЭС	8	2010 - 2010	151 - 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00130	0,00780	0,00406
	7	2010 - 2010	451 и выше	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00030	0,00640	0,00214
ГЭС	62	1926 - 2016	0 - 25	3,7	5,2	4,7	0	0	0	5	8,7	7,4	0,00010	0,11480	0,01061
	49	1952 - 2014	26 - 70	3,7	28	5,9	0	0	0	5	11,3	8,1	0,00040	0,06740	0,00733
	1	1984 - 1984	71 - 150	4,7	4,7	4,7	0	0	0	7,5	7,5	7,5	0,01270	0,01270	0,01270
ТЭС	66	1945 - 2014	0 - 25	0	71,5	7,2	0	0	0	3,2	109,8	13,5	0,00020	0,18900	0,02544
	67	1951 - 2016	26 - 70	0	33,7	6,6	0	0	0	3	50,6	7,9	0,00020	0,08340	0,01373
	35	1976 - 2013	71 - 150	3,5	19,6	8,1	0	3,2	2,2	4,8	29,4	8,1	0,00020	0,06210	0,01381
	20	2010 - 2012	151 - 250	8,2	27,3	12,9	0	6,3	3,6	5,4	41	19,9	0,00080	0,05600	0,01538
	7	2010 - 2012	251 - 450	0	9,8	7	0	4,2	3	18,7	57	29,3	0,00130	0,00560	0,00291
	5	2010 - 2010	451 и выше	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00090	0,00940	0,00530

Таблица 6.3 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Центра

Тип элек трос танц ии	Количес тво агрегато в (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонт			Средние ремонты			Текущие ремонты			Аварийность		
				мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
АЭС	8	2010 - 2010	151 - 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00090	0,00320	0,00155
	15	2010 - 2016	451 и выше	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00030	0,02480	0,00528
ГЭС	8	2010 - 2010	26 - 70	5,8	5,8	5,8	0	0	0	11,3	11,3	11,3	0,00040	0,01320	0,00574
ТЭС	86	1953 - 2011	0 - 25	0	67,3	7,3	0	0	0	0	101	10,2	0,00020	0,11210	0,01168
	85	1953 - 2012	26 - 70	0	48,1	9,2	0	0	0	0	72,1	11,6	0,00020	0,10430	0,01128
	84	1977 - 2014	71 - 150	0	121,5	11,6	0	3,2	1,7	0	182,3	12,7	0,00020	0,04000	0,00555
	32	2010 - 2010	151 - 250	12,3	36,6	13,4	0	6,3	5,3	14,5	54,9	17,5	0,00190	0,06070	0,01518
	30	2010 - 2010	251 - 450	0	17	13,0	0	6,8	6,1	0	25,5	17,6	0,00010	0,04990	0,01049
	3	2010 - 2010	451 и выше	20,4	26,4	22,4	9	14,3	12,5	19,5	54,7	42,9	0,00900	0,01830	0,01383

Таблица 6.4 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Средней Волги

Тип электр останц ии	Количес тво агрегатов (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонт			Средние ремонты			Текущие ремонты			Аварийность		
				мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
АЭС	4	1985 - 1993	451 и выше	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00180	0,01320	0,00645
ГЭС	1	2015 - 2015	0 - 25	4,2	4,2	4,2	0	0	0	6,5	6,5	6,5	0,00270	0,00270	0,00270
	32	1967 - 2016	26 - 70	4,2	5,2	4,5	0	0	0	6,5	8,7	7,05	0,00010	0,01130	0,00183
	52	1979 - 2010	71 - 150	4,2	5,8	4,8	0	0	0	6,5	11,3	8,4	0,00010	0,02740	0,00440
ТЭС	35	1942 - 2010	0 - 25	0	58,1	8,6	0	0	0	0	87,2	11,8	0,00040	0,14000	0,01386
	62	1952 - 2014	26 - 70	4,2	7,2	6,4	0	0	0	4,8	7,5	6,8	0,00010	0,05120	0,00977
	83	1965 - 2015	71 - 150	5	56	9,1	0	3,4	2,4	1,8	84,1	8,2	0,00020	0,05500	0,00949
	16	1963 - 2014	151 - 250	8,4	15,6	10,9	0	6,3	4,4	5,4	23,3	11,6	0,00040	0,01700	0,00488

Таблица 6.5 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Юга

Тип электростанции	Количество агрегатов (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонты			Средние ремонты			Текущие ремонты			Аварийность		
				мин	макс	сред	мин	макс	сред.	мин	макс	сред.	мин	макс	сред
АЭС	6	1968 - 1969	0 - 25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00020	0,00710	0,00138
	2	2015 - 2015	26 - 70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00810	0,01000	0,00905
	2	1999 - 2002	71 - 150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01800	0,03400	0,02600
	3	2001 - 2015	451 и выше	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00150	0,02190	0,00980
ГЭС	57	1934 - 2016	0 - 25	3,7	5,2	3,8	0	0	0	3,3	8,7	5,9	0,00020	0,08860	0,01654
	18	1952 - 2015	26 - 70	3,7	5,2	4,5	0	0	0	5,7	7,5	6,5	0,00020	0,03320	0,00457
	24	1985 - 2010	71 - 150	5,2	5,8	5,75	0	0	0	8,7	11,3	11,1	0,00030	0,07000	0,00917
	8	1974 - 2010	151 - 250	4,7	4,7	4,7	0	0	0	7,5	7,5	7,5	0,00140	0,06320	0,02811
ТЭС	49	1950 - 2015	0 - 25	1,3	31,4	4,5	0	0	0	2	47,1	6,3	0,00010	0,13600	0,01182
	34	1958 - 2015	26 - 70	1,8	38,5	8,2	0	0	0	2,6	57,7	11,8	0,00070	0,05000	0,01951
	27	1966 - 2013	71 - 150	3,2	41,2	9,5	0	4,8	2,6	4,8	61,8	10,4	0,00780	0,05610	0,02380
	12	1970 - 2010	151 - 250	3,2	9,5	6,4	0	4,8	2,4	4,8	15,8	10,3	0,00150	0,02000	0,01460
	18	1975 - 2016	251 - 450	4,5	14,6	13,1	0	6,8	5,9	6,7	21,9	18,0	0,00150	0,05010	0,01914

Таблица 6.6 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Урала

Тип электростанции	Количество агрегатов (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонты			Средние ремонты			Текущие ремонты			Аварийность		
				мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
АЭС	3	1980 - 1980	151 - 250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,05000	0,05000	0,05000
	1	2015 - 2015	451 и выше	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02280	0,02280	0,02280
ГЭС	30	1958 - 2015	0 - 25	3,7	5,2	4,9	0	0	0	5,7	8,7	8,1	0	0,05000	0,02551
	4	1959 - 1960	26 - 70	5,2	5,2	5,2	0	0	0	8,7	8,7	8,7	0,00060	0,00900	0,00610
	10	1961 - 2010	71 - 150	5,8	5,8	5,8	0	0	0	11,3	11,3	11,3	0,00040	0,00190	0,00095
ТЭС	82	1939 - 2015	0 - 25	0	106,8	11,9	0	0	0	0	160,2	17,3	0,00001	0,28080	0,02987
	88	1954 - 2016	26 - 70	4,6	42,1	7,9	0	0	0	4	63,1	9,4	0,00010	0,08150	0,01285
	56	1956 - 2015	71 - 150	3,2	12,7	7,7	0	4,8	2,8	1,8	19,1	6,0	0,00010	0,10780	0,01361
	43	1972 - 2016	151 - 250	1,8	36,8	10,9	0	6,3	3,3	2,7	55,2	14,2	0,00010	0,10240	0,02667

Таблица 6.7 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Сибири

Тип электростанции	Количество агрегатов (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонты			Средние ремонты			Текущие ремонты			Аварийность		
				мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
ГЭС	5	1961 - 2010	0 - 25	2,4	4,2	3,84	0	0	0	3,2	6,5	5,84	0,00060	0,03700	0,01322
	6	1957 - 2016	26 - 70	5,8	5,8	5,8	0	0	0	11,3	11,3	11,3	0,00060	0,01160	0,00333
	11	1956 - 1985	71 - 150	4,2	5,2	4,9	0	0	0	6,5	8,7	8,1	0,00001	0,01510	0,00455
	34	1961 - 1979	151 - 250	6,2	6,2	6,2	0	0	0	13	13	13	0,00001	0,02600	0,00350
	9	2012 - 2014	251 - 450	6,2	6,2	6,2	0	0	0	13	13	13	0,00010	0,02430	0,00463
	22	1967 - 2014	451 и выше	6,2	6,2	6,2	0	0	0	13	13	13	0,00001	0,00970	0,00158
ТЭС	102	1942 - 2013	0 - 25	2,4	14,3	3,6	0	8,3	0,1	0	5,6	3,6	0,00001	0,10030	0,01540
	88	1951 - 2014	26 - 70	3,8	72,3	7,1	0	3,2	0,1	0	7,5	6,1	0,00001	0,21010	0,02478
	81	1954 - 2015	71 - 150	5	21	7,7	0	4,8	2,5	0	15,8	6,5	0,00010	0,19710	0,03153
	35	1975 - 2015	151 - 250	8,4	12,3	11,3	3,4	6,3	5,6	5,4	15,8	13,1	0,00030	0,11720	0,03184
	4	1968 - 2015	451 и выше	17,9	20,4	19,7	10	14,3	13,2	20	54,7	46,0	0,03290	0,87710	0,27370

Таблица 6.8 – Характеристика генерирующих агрегатов ОЭС Востока

Тип электростанции	Количество агрегатов (шт.)	Диапазон годов ввода	Диапазоны установленной мощности агрегатов, МВт	Капитальные ремонты			Средние ремонты			Текущие ремонты			Аварийность		
				мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	макс	сред
ГЭС	11	1967 - 2008	71 - 150	4,7	5,2	4,8	0	0	0	7,5	8,7	7,8	0,00500	0,00500	0,00500
	6	1975 - 1980	151 - 250	6,2	6,2	6,2	0	0	0	13	13	13	0,00010	0,00760	0,00306
	6	2003 - 2007	251 - 450	6,2	6,2	6,2	0	0	0	13	13	13	0,00110	0,02500	0,00808
ТЭС	43	1950 - 2014	0 - 25	2,4	17,8	4,7	0	0	0	3,2	26,7	6,5	0,00010	0,09590	0,01379
	23	1955 - 2005	26 - 70	5	27,7	10,5	0	2,4	0,1	5,4	41,5	13,9	0,00010	0,02000	0,01012
	21	1966 - 2016	71 - 150	5,2	8	7,2	0	3,2	2,6	4,8	7,2	5,1	0,00020	0,04330	0,01171
	14	1980 - 2006	151 - 250	8,2	12,3	9,4	3,4	6,3	4,5	5,4	16,7	12,8	0,00080	0,03820	0,01571

В Таблице 6.9 представлены результаты оценки балансовой надёжности исходного варианта развития ЕЭС России на уровне 2022 года.

Таблица 6.9 – Вероятность бездефицитной работы в зонах надёжности ЕЭС России на уровне 2022 года

№	Название зоны надёжности	Индекс зоны надёжности	x_{30} , МВт	Вероятность бездефицитной работы
	ЕЭС России		218100,8	
1	Воркута	1СЗ	1978,0	0,9999
2	Сыктывкар	2СЗ	517,0	0,9999
3	Вельск	3СЗ	390,8	0,9999
4	Северодвинск	4СЗ	940,9	0,9997
5	Кольский	5СЗ	3391,2	0,9999
6	Белый Порог	6СЗ	190,2	0,9999
7	Выг	7СЗ	151,5	0,9999
8	КЦБК	8СЗ	226,4	0,9955
9	Петрозаводск	9СЗ	254,0	0,9999
10	Подпорожье	10СЗ	377,8	0,9999
11	Киришская	11СЗ	2555,0	0,9999
12	Окуловская	12СЗ	0	0,9999
13	Северо-Западная	13СЗ	14660,9	0,9999
14	Золотое кольцо	1Ц	5814,3	0,9999
15	Верхняя Волга	2Ц	3719,4	0,9999
16	Владимирская	3Ц	595,0	0,9999
17	Калининская	4Ц	4000,0	0,9999
18	Загорская	5Ц	1199,8	0,9999
19	Трубино	6Ц	0	0,9999
20	Северо-восток МО	7Ц	4542,5	0,9999
21	Михайлов	8Ц	670,3	0,9999
22	Юг Рязани	9Ц	3275,4	0,9999
23	Тамбовская	10Ц	235,0	0,9999
24	Центральная	11Ц	11527,8	0,9999
25	Каширская	12Ц	447,7	0,9999
26	Липецкая	13Ц	827,0	0,9999
27	Западная	15Ц	485,0	0,9999
28	Запад ЧЧР	16Ц	6457,5	0,9999
29	Лиски	17Ц	0	0,9999
30	Волжская	1Ю	3403,9	0,9999
31	Южная (Ю)	2Ю	522,0	0,9999
32	Астрахань	3Ю	972,0	0,9999
33	Ростов	4Ю	640,1	0,9968
34	Цимлянская	5Ю	4700,4	0,9999
35	Невинномысск	6Ю	1687,5	0,9999
36	Тихорецк	7Ю	2467,5	0,9999
37	Будённовск	8Ю	643,5	0,9999

Продолжение таблицы 6.9

38	Моздок	9Ю	109,5	0,9999
39	Грозный	10Ю	0	0,9999
40	Дагестан	11Ю	2226,5	0,9999
41	Кубань	12Ю	1072,1	0,9998
42	Адыгея	13Ю	904,4	0,9999
43	Тамань	14Ю	0	0,9999
44	Бужора	15Ю	0	0,9999
45	Феодосия	16Ю	20,0	0,9999
46	Насосная	17Ю	0	0,9999
47	Крым	18Ю	2424,6	0,9999
48	Камская	1СВ	5516,7	0,9999
49	Республиканская	2СВ	3233,8	0,9999
50	Черемшанская	3СВ	2194,7	0,9999
51	Осиновка	4СВ	0,0	0,9999
52	Самарская	5СВ	3829,8	0,9999
53	Нижегородская	6СВ	2736,8	0,9999
54	Пензенская	7СВ	1144,7	0,9999
55	Саратовская восточная	8СВ	5916,2	0,9999
56	Саратовская западная	9СВ	608,0	0,9999
57	Южная	10СВ	0	0,9999
58	Уренгой	1У	1019,8	0,9989
59	Тарко-Сале	2У	193,7	0,9995
60	Холмогорская	3У	130,9	0,9999
61	Белозерная	4У	2039,2	0,9999
62	Сургут	5У	12206,1	0,9999
63	Тюмень	6У	1492,4	0,9999
64	Курган	7У	4741,9	0,9999
65	Свердловская	8У	8808,5	0,9999
66	Златоуст	9У	0	0,9999
67	Магнитогорская	10У	4576,6	0,9999
68	БАЗ	11У	913,4	0,9999
69	Северная	12У	1185,6	0,9998
70	Пермская	13У	5158,0	0,9999
71	Бекетово	14У	3912,5	0,9999
72	Газовая	15У	222,1	0,9999
73	Удмуртская	16У	3773,1	0,9999
74	Вятка	17У	935,0	0,9999
75	Казахстан	1К	0	0,9999
76	Харанорская ГРЭС	1С	1043,3	0,9999
77	Читинская ТЭЦ-1	2С	464,8	0,9999
78	Улан-Удэ	3С	1477,2	0,9999
79	Иркутская	4С	3388,7	0,9999
80	Братская ГЭС	5С	7300,3	0,9999
81	БАМ	6С	0	0,9999
82	Мамаканская ГЭС	7С	12,7	0,9996
83	Озерная	8С	2768,4	0,9999
84	Красноярская	9С	3264,8	0,9999

Продолжение таблицы 6.9

85	Назаровская ГРЭС	10С	1654,1	0,9999
86	Кузбасс	11С	10887,1	0,9999
87	Тыва	12С	17,0	0,9996
88	Томская	13С	716,2	0,9999
89	Вертикос	14С	0	0,9999
90	Новосибирская	15С	2663,5	0,9999
91	Рубцовская	16С	0	0,9999
92	Барнаульская	17С	1307,0	0,9999
93	Омская	18С	1579,1	0,9999
94	Владивосток	1В	1817,4	0,9999
95	Приморская	2В	2597,5	0,9999
96	Хабаровская	3В	987,0	0,9999
97	Бурейская	4В	2010,0	0,9999
98	Амур	5В	893,7	0,9999
99	Зейская	6В	1330,0	0,9999
100	Нерюнгри	7В	612,9	0,9999
101	Тында	8В	0	0,9999
102	Семиозёрная	9В	0	0,9987
103	Якутия	10В	585,5	0,9999
104	Олёкминск	11В	0	0,9999
105	Талакан	12В	135,0	0,9999
106	Вилуйск	13В	873,7	0,9999

В исходном варианте вероятность бездефицитной работы практически во всех зонах надёжности превышает 0,999 (принятое нормативное значение). В нескольких зонах надёжности вероятность бездефицитной работы приняла значения ниже, чем нормативное значение 0,999, это такие зоны надёжности, как: КЦБК (8СЗ) - 0,9955; Ростов (4Ю) - 0,9968; Уренгой (1У) - 0,9989; Семиозёрная (9В) - 0,9987. Данный результат показывает, что несмотря на высокие резервы генерирующей мощности в ЕЭС России остаются энергорайоны с относительно низкой надёжностью, что указывает на наличие «узких» мест в энергосистеме. Можно отметить, что, хотя, вероятность бездефицитной работы в представленных зонах надёжности ниже 0,999, все же её значения находятся на достаточно высоком уровне и являются приемлемыми для удовлетворения потребностей потребителей электроэнергии.

6.5.2. Определение оптимального уровня резерва генерирующих мощностей для варианта обеспечения нормативного значения балансовой надёжности в ЕЭС России с учётом ввода и вывода генерирующих агрегатов

По предлагаемым методикам оценки и оптимизации балансовой надёжности ЭЭС с использованием программного инструментария были проведены исследования по достижению нормативных уровней вероятности бездефицитной работы в зонах надёжности ЕЭС России с учётом вводов и выводов генерирующих мощностей. Характер расчетов заключался в возможности ввода генерирующих агрегатов в зонах надёжности, где показатель балансовой надёжности принимали значение ниже принятого норматива и вывода генерирующих агрегатов, где показатели балансовой надёжности принимали значение выше принятого норматива. Следует отметить, что было проанализировано три варианта, соответствующие разным уровням нормативного значения вероятности бездефицитной работы: 0,999; 0,996; 0,987. В зонах надёжности с вероятностью бездефицитной работы, превышающей норматив, выводились генерирующие агрегаты с наибольшим коэффициентом неготовности, а в зонах надёжности, в которых значение вероятности бездефицитной работы было ниже норматива, вводились дополнительные генерирующие агрегаты. В Таблице 6.10 представлены характеристики генерирующих агрегатов, предназначенные для ввода.

Таблица 6.10 – Характеристики генерирующих агрегатов, предназначенные для ввода

№	Располагаемая мощность генерирующего агрегата, МВт	Норматив на проведение текущих ремонтов генерирующего агрегата, час	Норматив на проведение средних ремонтов генерирующего агрегата, час	Норматив на проведение капитальных ремонтов генерирующего агрегата, час	Аварийность
1	100	8,0	3,2	4,8	0,02
2	50	7,2	0,0	7,0	0,02
3	20	4,8	0,0	3,6	0,02

В Таблице 6.11 представлены данные по балансу мощности ЕЭС России на час совмещённого максимума потребления мощности 2022 года для варианта обеспечения нормативного уровня вероятности бездефицитной работы с учётом вводов и выводов генерирующей мощности.

Таблица 6.11 – Баланс мощности в ЕЭС России на уровне 2022 года (с вводами и выводами генерирующих мощностей)

Нормативное значение ВБР	0,999	0,996	0,987
Располагаемая мощность, МВт	183296	181141	177657
Совмещённый максимум потребления мощности, МВт	165202	165202	165202
Резерв генерирующей мощности, МВт	18094	15939	12455
Коэффициент резервирования, %	10,9	9,7	7,5
Ремонтный резерв МВт / %	9304 / 5,6	9289 / 5,6	9141 / 5,6
Оперативный резерв МВт / %	8790 / 5,3	6650 / 4,0	3214 / 1,9

После проведения расчетов, в которых осуществлялись ввод и вывод генерирующих мощностей (перераспределение резерва генерирующей мощности в энергосистеме), было определено, что для обеспечения вероятности бездефицитной работы в зонах надёжности ЕЭС России на уровне 0,999 достаточно 183296 МВт располагаемой мощности. Стоит отметить, что суммарная величина выведенной генерирующей мощности в ЕЭС России составила 19120 МВт. Суммарная величина выведенной генерирующей мощности составила 53925 МВт. Для варианта обеспечения вероятности бездефицитной работы на уровне 0,999 необходимо 183296 МВт располагаемой мощности в ЕЭС России, величина резервной мощности равна 18094 МВт. При этом величина генерирующей мощности, находящейся в плановых и неплановых ремонтах в час совмещённого максимума потребления мощности (ремонтный резерв) равна 9304 МВт, что составляет 5,6 % от совмещённого максимума потребления мощности и 5,1 % от располагаемой мощности ЕЭС России. Оперативный резерв равен 8790 МВт, что составляет 5,3 % от совмещённого максимума потребления мощности и 4,8 % от располагаемой мощности ЕЭС России. Для обеспечения вероятности

бездефицитной работы на уровне 0,996 достаточно 181141 МВт располагаемой мощности, из которой 15939 МВт является резервами различных видов. При этом 9289 МВт относятся к ремонтному резерву, а 6650 МВт к оперативному резерву. Для обеспечения вероятности бездефицитной работы на уровне 0,987 достаточно 177657 МВт располагаемой мощности, из которой 12455 МВт является резервами различных видов. При этом 9141 МВт относятся к ремонтному резерву, а 3214 МВт к оперативному резерву.

6.6. Выводы по главе 6

1. Повышение уровня системной надёжности электроэнергетических систем возможно на основе проработки теоретических основ и реализации в энергосистемах цифровых платформ, направленных на сбор, обработку и хранение необходимой информации о надёжности энергетического оборудования и режимах работы энергосистем, прогнозировании параметров, касающихся надёжности энергосистем и их оборудования, оценку системной надёжности и решение задач синтеза системной надёжности.

2. Перечислены разные способы взаимодействия цифровой платформы с объектами и субъектами электроэнергетики на различных этапах управления. При оперативном оправлении предлагается реализовать функции: помощник диспетчера, непосредственное автоматизированное управление энергосистемами, а также сигналы потребителям электроэнергии о риске развития аварий в сетях. При решении задач планирования работы и проектирования развития выработка непосредственных результатов решения конкретных задач синтеза системной надёжности на этих этапах.

3. Сформулированы принципы организации работы цифровых платформ управления системной надёжности: адаптивность, непрерывность, преемственность, параллельность, безопасность, клиентоориентированность.

4. Представлено описание программной реализации цифровой платформы в направлении разработки модуля оценки балансовой надёжности электроэнергетических систем.

5. Для состояния Единой энергосистемы России на 2022 год проведена оптимизация балансовой надёжности и сформирован перечень мероприятий по вводу в работу дополнительных и выводу из работы «лишних» генерирующих агрегатов для достижения нормативных уровней балансовой надёжности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследований, представленные в настоящей диссертационной работе, направлены на решение задач анализа и обеспечения системной надёжности электроэнергетических систем на всех временных этапах управления: при перспективном проектировании развития; планировании работы и оперативном управлении. Для перечисленных этапов управления системной надёжностью предложена декомпозиция этого свойства на соответствующие этим этапам составляющие. Показано, что при перспективном проектировании развития необходимо использовать балансовую (перспективную) надёжность; при планировании работы – плановую надёжность; при оперативном управлении – режимную (оперативную) надёжность. Задачи обеспечения системной надёжности на всех этапах управления электроэнергетическими системами могут быть разделены на два основных класса: задачи анализа (оценки) и задачи обеспечения (оптимизации, синтеза). Различные задачи обеспечения системной надёжности на всех этапах управления электроэнергетическими системами являются содержательно и методически ёмкими и многие из них имеют продолжительную историю решения. В настоящей диссертационной работе рассмотрены те задачи, которые, по мнению автора, нуждаются в более глубокой проработке в соответствии с требованиями, возникающими при управлении системной надёжностью современными и будущими электроэнергетическими системами, и требованиями предъявляемыми современными потребителями электроэнергии.

Для оценки всех видов системной надёжности предлагается использовать методики, основанные на методе Монте-Карло. Такой подход позволяет проводить более корректную оценку по сравнению с детерминированными методами, избежать вычислительных проблем при анализе систем большой размерности, присущих вероятностным аналитическим методам, а также

учитывать случайные события и процессы, влияющие на системную надёжность и надёжность электроснабжения потребителей.

При оценке системной надёжности важной задачей является задача анализа режимов электроэнергетических систем. Для каждого вида системной надёжности на всех этапах управления электроэнергетическими системами эта задача имеет свою специфику, характеризующуюся временным горизонтом и, в связи с этим, неопределённостью и полнотой исходных данных. В работе представлены результаты исследований, касающиеся специфики решения подобных задач на всех временных этапах управления электроэнергетическими системами.

При решении задач синтеза или оптимизации системной надёжности формируются наборы управляющих воздействий и решений по достижению оптимального или нормативного уровня системной надёжности. В диссертационной работе рассмотрена часть из большого набора таких задач и предложены методы и алгоритмы для их решения. Предлагаемые математические постановки таких задач, методов и алгоритмов их решения универсальны и, при соответствующей адаптации, могут быть применены для решения подобных нерассмотренных задач.

Основными результатами настоящей диссертационной работы являются следующие:

1. Расширены методические основы системной надёжности с добавлением в перечень её составляющих «плановой надёжности ЭЭС», результаты оценки которой используются для решения задач планирования работы (режимов и балансов) электроэнергетических систем.

2. Разработаны методы повышения вычислительной эффективности методики оценки системной надёжности на основании метода Монте-Карло, путём использования квазислучайных последовательностей чисел. В рамках работы исследованы различные генераторы псевдослучайных и квазислучайных чисел. Для повышения вычислительной эффективности

методики, предложено использование генераторов квазислучайных чисел, а именно, ЛПт-последовательности (последовательности Соболя).

3. Разработан алгоритм учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанный на формировании соответствующих рядов распределения поставки первичных энергоресурсов. Актуальность этой задачи возрастает при оценке балансовой надёжности современных электроэнергетических систем в том числе из-за необходимости учёта активности возобновляемых ресурсов на возобновляемых источниках энергии, которые получают всё большее внедрение в электроэнергетические системы.

4. На основе анализа существующих методов моделирования плановых ремонтов энергетического оборудования при оценке балансовой надёжности ЭЭС и выделения их недостатков, предложен новый метод моделирования, основанный на определении вероятности вывода энергетического оборудования в плановые ремонты и использования этой вероятности при формировании случайных состояний электроэнергетических систем.

5. На основании анализа существующих моделей минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем и их недостатков, предложено усовершенствование такой модели, в направлении учёта потерь мощности в квадратичной форме при её передаче и сетевых коэффициентов, отражающих степень загрузки конкретных линий электропередачи от изменения мощности в зонах надёжности. Сделанное усовершенствование направлено на корректное определение значений дефицитов мощности в электроэнергетических системах.

6. Разработаны методы оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанные на: последовательном решении вспомогательной задачи покрытия графика нагрузки с минимальными затратами на производство электроэнергии и ввод дополнительного энергетического оборудования; применении двойственных оценок

генерирующего и сетевого оборудования; применении алгоритма марковской цепи Монте-Карло.

7. Для анализа плановой надёжности электроэнергетических систем предложена методика её оценки, основанная на последовательном методе Монте-Карло. В основу методики заложено моделирование набора случайных процессов функционирования энергосистемы за определённый период времени, что позволяет проводить корректный учёт отказов и восстановлений элементов, функционирования накопителей энергии и гидроэлектростанций.

8. Для решения задачи формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования при планировании работы электроэнергетических систем адаптирован алгоритм марковской цепи Монте-Карло. Основой алгоритма является эвристический метод отжига. В алгоритме последовательно формируется траектория формирования графика ремонтов энергетического оборудования при переборе возможных вариантов вывода в ремонт энергетического оборудования.

9. Разработана методология исследования долгосрочных режимов энергетических систем с большой долей гидроэлектростанций и рассмотрен пример её применения к задаче определения вероятности холостых сбросов на гидроэлектростанциях в энергосистемах. Методология включает в себя взаимосвязанную работу системы моделей, в которой решаются такие задачи, как: моделирование долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища ГЭС в вероятностной форме; моделирование водохозяйственной системы; моделирование режимов ГЭС и каскадов ГЭС и моделирование функционирования ЭЭС.

10. Для оценки режимной надёжности современных электроэнергетических систем разработана методика основанная на методе Монте-Карло. Разработанная методика позволяет проводить более глубокую оценку режимной надёжности, по сравнению с методиками, основанными на детерминированных критериях, что имеет важное значение при оперативном (он-лайн) управлении.

11. В работе представлены новые виды векторно-матричных интегральных моделей электроэнергетических систем в форме балансов мощности в декартовой (прямоугольной) и полярной системах координат, на основании которых проводится анализ установившихся режимов и статической устойчивости.

12. При решении задачи анализа установившихся режимов электроэнергетических систем в виде системы уравнений баланса мощности возникает более одного решения, так как система уравнений состоит из квадратичных уравнений. В работе определена зависимость количества числа решений от размерности решаемой задачи. Для нахождения единственного, физически реализуемого решения предложена задача оптимизации с целевой функцией нормы вектора потерь мощности при её передаче по линиям, в которой функциональными ограничениями являются уравнения установившихся режимов электроэнергетических систем в виде баланса мощности в узлах, а прямыми – ограничения-неравенства на переменные. В ходе экспериментальных исследований показано, что сформированная модель минимизации нормы вектора потерь мощности при её передаче по линиям приводит к физически реализуемому результату при решении задач анализа установившихся режимов электроэнергетических систем.

13. Разработаны дифференциальные модели установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности для получения линейных и нелинейных зависимостей, отражающих изменение мощности в узлах системы и проводимости линий электропередачи на значения напряжений в узлах системы.

14. Разработаны методы оценки режимной надёжности электроэнергетических систем, основанные на непосредственном анализе дифференциальных моделей установившихся режимов электроэнергетических систем. Эти методы позволяют оценивать режимную надёжность по критерию $N-1$ за одну итерацию, а также выявлять элементы электроэнергетических систем, отказ которых приводит к максимальному

интегральному эффекту на системы и узлы, которые наиболее чувствительны к отказам элементов в системе.

15. Разработаны принципы создания цифровых платформ, направленных на сбор, обработку и хранение необходимой информации о надёжности энергетического оборудования и режимах работы энергосистем, прогнозировании параметров, касающихся надёжности энергосистем и их оборудования, оценку системной надёжности и решение задач синтеза системной надёжности. В рамках реализации цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем предложены различные способы взаимодействия цифровой платформы с объектами и субъектами электроэнергетики на различных этапах управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЕК	– Ангаро-Енисейский каскад
АЭС	– атомная электростанция
БН	– балансовая надёжность
Био-ТЭЦ	– био-теплоэлектроцентраль
ВВП	– внутренний валовой продукт
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВЭС	– ветровая электростанция
ВБР	– вероятность бездефицитной работы
ВХС	– водохозяйственная система
ГСС	– газоснабжающая система
ГТУ	– газотурбинная установка
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция
ГКСЧ	– генератор квазислучайных чисел
ГПСЧ	– генератор псевдослучайных чисел
ГЭС	– гидроэлектростанция
ЕЭС	– Единая энергосистема
ЗН	– зона надёжности
КПД	– коэффициент полезного действия
КЭС	– конденсационная электростанция
ЛЭП	– линия электропередачи
МДП	– максимально допустимый переток активной мощности
м.о.	– математическое ожидание
МС	– межзонная связь
ОДУ	– Объединённое диспетчерское управление
ОЭС	– объединённая энергосистема
ПГУ	– парогазовая установка
ПБН	– показатель балансовой надёжности

ПВК	– программно-вычислительный комплекс
ПАУ	– противоаварийное управление
ПАА	– противоаварийная автоматика
РМ	– расчетная модель
РЗА	– релейная защита и автоматика
СМЗУ	– система мониторинга запасов устойчивости
СНЭ	– система накопления энергии
СЭС	– солнечная электростанция
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УР	– установившийся режим
ФНС РФ	– Федеральная налоговая служба Российской Федерации
ЦСПА	– централизованная система противоаварийной автоматики
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭЭС	– электроэнергетическая система
ENTSO-E	– Европейская ассоциация сотрудничества операторов систем передачи электроэнергии
EUE	– м.о. недоотпуска электроэнергии
ENS	– непоставленная электроэнергия
FACTS	– гибкая система передачи переменного тока
LOLE	– среднее число дней дефицита мощности в год
LOLH	– среднее число часов дефицита мощности в год
LOLP	– вероятность возникновения дефицита мощности
RUE	– относительная величина недопоставленной энергии
SCADA	– диспетчерское управление и сбор данных
VOLL	– ущерб от недопоставки электроэнергии
WAMS	– система мониторинга переходных режимов

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воропай, Н.И. Два энергетических коллапса — в штате Техас, США, и в Приморском крае, Россия / Н.И. Воропай, Д.С. Крупенёв, С.В. Подковальников, С.М. Сендеров // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2021. - № 4 (67). - С. 166-174.
2. Busby, J. W. Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas / Busby, J. W., Baker K. and other // Energy Research & Social Science. - 2021. - № 77.
3. 9 August 2019 power outage report. - 2020. - 50 p.
4. Preliminary root cause analysis. Mid-August 2020 heat storm. - 2020. - 127 p.
5. Отчет по расследованию аварии в ЕЭС России, произошедшей 25.05.2005. - ОАО РАО «ЕЭС России».
6. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 27.12.2024) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/.
7. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28.08.2023 № 690 "Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии"

[Электронный ресурс]. - Режим доступа:
<https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/408251989/>

8. Воропай, Н.И. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике / Н.И. Воропай, Г.Ф. Ковалев, Ю.Н. Кучеров и др. - М.: ООО ИД "ЭНЕРГИЯ", 2013. - 304 с.

9. Назарычев, А.Н., Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения: учебное пособие / А.Н. Назарычев, Д.С. Крупенёв. - Новосибирск: Наука, 2020. - 224 с.

10. Российский статистический ежегодник. 2023: Стат.сб. - Росстат.— Р76 М., 2023. - 701 с.

11. Репетюк, С.В. Экспертно-аналитическая записка: «Электросетевой комплекс Российской Федерации анализ состояния и организационная структура» / С.В. Репетюк, Ю.В. Шеваль. - Институт экономики естественных монополий РАНХиГС. - 2020. 37 с.

12. Наумов, И.В. Повреждаемость электрических сетей в Российской Федерации: теоретические обобщения (монография) / Наумов И.В. – Иркутск, Издательство ИрГАУ имени А.А. Ежевского, 2025. – 221 с.

13. Silvestre, M. L. D. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures / M. L. D. Silvestre, S. Favuzza, E. R. Sanseverino, G. Zizzo // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - № 93. - 2018. p. 483-498.

14. Wu, Y. Digitalization and decentralization driving transactive energy Internet: Key technologies and infrastructures / Wu Y., Wu Y., Guerrero J. M., Vasquez J. C. // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. - Volume 126. - Part A. - 2021.

15. Воропай, Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем / Н.И. Воропай // Электричество. - 2020. - № 7. - с. 12-21.

16. Бухгольц, Б.М. Smart Grids - основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински: пер. с англ.: науч. ред. перевода

Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев; под общ. ред. Н.И. Воропая. - М.: Издательский дом МЭИ, 2017. - 461 с.

17. Fotia, M. Decentralized blockchain-based consensus for Optimal Power Flow solutions / M. Fotia, C. Mavromatis, M. Vavalis // *Applied Energy*. - Volume 283, 2021.

18. Воропай, Н.И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // *Известия РАН. Энергетика*, 2014. - № 1. - с. 64–73.

19. Santoro, D. Local Power Distribution – A Review of Nanogrid Architectures, Control Strategies, and Converters / D. Santoro, N. Delmonte, and other // *Sustainability*, 2023. - № 15(3). <https://doi.org/10.3390/su15032759>.

20. Egenhofer, C. The Future of the European Power Market / C. Egenhofer, F. Genoese, P. Graichen, M. Hogan, C. Redl, M. Steigenberger, G. Weale // *Intereconomics*. - 2015. - Volume 50. - pp. 176–197.

21. Винокуров, Е. Ю. Общий электроэнергетический рынок СНГ как инструмент экономического развития и региональной интеграции / Е. Ю. Винокуров // *Евразийская экономическая интеграция*. - №1. - 2008. - с. 54-74.

22. Илюшин, П.В. Обеспечение надёжного электроснабжения электроприемников потребителей от собственной распределенной генерации: проблемные вопросы и способы их решения / П.В. Илюшин // *iPolytech Journal*. – 2022. - №26(4). – с. 640-656.

23. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 35-ФЗ [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/

24. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 21.02.2025) "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/

25. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л.А. Мелентьев. - М.: Наука, 1979. - 415 с.
26. Руденко, Ю. Н. Надёжность систем энергетики / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. - 2-е изд., перераб. и доп. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние., 1989. - 328 с.
27. Надёжность систем энергетики. Терминология. - М.: Наука, 1980.
28. Надёжность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов. - М: ИАЦ «Энергия», 2007. - 192 с.
29. Папков, Б.В. Надёжность и эффективность современного электроснабжения / Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.В. Куликов. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
30. IEC 60050-192: International electrotechnical vocabulary – Part 192: Dependability [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/index?openform&part=192>
31. Krupenev, D. The impact of the process of transformation of power systems on ensuring their reliability / D. Krupenev. - AIP Conf. Proc. Rudenko International Conference “Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems”. - 2023.
32. Крупенёв, Д.С. О плановой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв. - В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 95-го заседания Международного научного семинара. Отв. редактор В.А. Стенников. Иркутск, 2023. - С. 111-116.
33. Ковалев, Г.Ф. Надёжность систем электроэнергетики / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. - Новосибирск.: Наука, 2015. – 224 с.
34. Morison, K. Power system security assessment / K. Morison, Lei Wang, P. Kundur // IEEE Power and Energy Magazine. -Volume: 2. - Issue: 5. - Page(s): 30 – 39.

35. Крупенёв, Д.С. Развитие методических основ анализа системной надёжности современных электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв // Надёжность и безопасность энергетики. – 2024. - Т. 17. - № 2. - С. 98-105.
36. NERC's 2021 Summer Reliability Assessment, 2021. - 49 p.
37. Billinton, R. Reliability Evaluation of Power Systems. (2nd ed.) / R. Billinton, R. Allan. - Plenum Press, 1996.
38. Krupenev, D. Improvement in the computational efficiency of a technique for assessing the reliability of electric power systems based on the Monte Carlo method / D. Krupenev, D. Boyarkin, D. Iakubovskii // Reliability Engineering and System Safety. - Vol.204. - 2020.
39. Krupenev, Dmitry S. Development of a methodology for assessing the adequacy of electric power systems / Dmitry S. Krupenev, Denis A. Boyarkin, Dmitrii V. Iakubovskii // Global Energy Interconnection, 2022. - Volume 5. - p. 543-551.
40. World Energy Outlook. International Energy Agency. – 2024. - 398 p. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
41. Волков, Г.А. Оптимизация надёжности электроэнергетических систем / Г.А. Волков - М.: Наука, 1986. -120 с.
42. Krupenev, D.S. A reliability optimization algorithm with average dual estimates for electric power systems / D.S. Krupenev, S.M. Perzhabinsky // Automation and Remote Control. - Vol.78. - №12. - 2017. - p. 2241-2247.
43. Беляев, Н.А. Учёт критерия балансовой надёжности при оптимизации перспективной структуры энергосистемы / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С.Чудный. - В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. в 2-х книгах. Ответственный редактор Воропай Н.И, 2019. - с. 46-53.
44. Руденко, Ю.Н. Надёжность и резервирование в электроэнергетических системах / Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов - Изд-во «Наука» Сибирское отделение, 1974. - 262 стр.

45. Чукреев, Ю.Я. Модели обеспечения надёжности электроэнергетических систем / Ю.Я. Чукреев - Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. - 176 с.
46. Папков, Б.В. Основы теории систем для электроэнергетиков / Б.В. Папков, А.Л. Куликов. – Н.Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2011. – 456 с.
47. Крупенёв, Д.С. Направления развития методики оценки балансовой надёжности современных электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Энергетик. - 2022. - № 4. - С. 47-52.
48. Ковалёв, Г.Ф. Системная надёжность ЕЭС России на уровне 2030 г / Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева // Электрические станции. - 2011. - № 2. - С. 44-47.
49. Probabilistic Adequacy and Measures. Technical Reference Report Final. – NERC, 2018.
50. Mid-term Adequacy Forecast Executive Summary. - ENTSO-E, 2020, p. 18.
51. Крупенёв, Д.С. Кластеризация электроэнергетических систем на зоны надёжности при оценке балансовой надёжности. Часть 1 / Д.С. Крупенёв, Н.А. Беляев, Д.А. Бояркин // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2024. - № 1. - С. 12-21.
52. Крупенёв, Д.С. Кластеризация электроэнергетических систем на зоны надёжности при оценке балансовой надёжности. Часть 2 / Д.С. Крупенёв, Н.А. Беляев, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2024. - № 2. - С. 34-44.
53. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 года № 630 "Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические

указания по устойчивости энергосистем" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/542630877>

54. Беляев, Н.А. Разработка моделей электроэнергетических систем для анализа надёжности обеспечения баланса мощности / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Электрические станции. - 2015. - № 11. - С. 47–53.

55. Постановление Правительства РФ от 30.12.2022 № 2556 "Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/

56. Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_416587/

57. Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 "Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/orders/pr1286_061222me.pdf

58. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.04.2021 № 321 "Об установлении нормативного уровня балансовой надёжности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации" [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202108040016>

59. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. Изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.

60. Мандель, И. Д. Кластерный анализ / И. Д. Мандель. - М.: Финансы и статистика, 1988. - 176 с.
61. MacQueen, J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations / J. MacQueen. - In Proc. 5th Berkeley Symp. On Math. Statistics and Probability, 1967. - C.281-297.
62. Arindam, Sarkar Graph Clustering: A Review / Arindam Sarkar. - Srikumar Ramalingam, 2020.
63. Kaufman, L. Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis (1 ed.) / L. Kaufman, P.J.Rousseeuw. - New York: John Wiley, 1990.
64. Blondel, V. D. Fast unfolding of communities in large networks / V. D. Blondel, J.-L. Guillaume, R. Lambiotte, E. J. Stat. Lefebvre // Mech. Theory Exp., 2008. - № 6.
65. Newman, M. E. J. Finding and evaluating community structure in networks / M. E. J. Newman and M. Girvan // Phys. Rev.. - 2004. - № E 69.
66. Орлов, А.О. О свойствах модулярности и актуальных корректировках алгоритма Блонделя / А.О. Орлов, А.А. Чеповский // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. - 2017. - №3.
67. Metropolis, N. Equation of State Calculations by Fast Computer Machines / N. Metropolis, A. W. Rosenbluth, M. N. Rosenbluth, A. H. Teller, E. Teller // J. Chemical Physics. - 1953. - № 21. - P. 1087-1092.
68. Lancichinetti, A. Community detection algorithms: A comparative analysis / A. Lancichinetti, S. Fortunato // Phys. Rev. - 2009. - № E 80.
69. Traag, V.A. From Louvain to Leiden: guaranteeing well-connected communities / V.A. Traag, L. Waltman, N.J. van Eck // Sci Rep. - 2019. - № 9(5233).
70. «Методические указания по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций». Приложение №4 к Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников ОРЭМ. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/market_regulations/nuclear.pdf

71. Guo, Ruishen Capacity configuration and economic analysis of integrated wind–solar–thermal–storage generation system based on concentrated solar power plant /Ruishen Guo, Dongqiang Lei and other // Case Studies in Thermal Engineering, 2024. -Volume 59.

72. Wei, Yujia An interdisciplinary literature review of floating solar power plants / Yujia Wei, Danial Khojasteh and other // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2025. - Volume 209.

73. Чукреев, Ю.Я. Характеристики режима электропотребления применительно к задачам балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев, В.С. Чупров // В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, 2017. - с. 328-337.

74. Соболев, И. М. Метод Монте-Карло / И. М. Соболев. - Из-во М: Наука, 1968. - с. 312.

75. Чукреев, Ю.Я. Модели формирования случайных состояний генерирующей мощности в задачах обеспечения балансовой надёжности электроэнергетических систем при планировании их развития / Ю.Я. Чукреев // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021. – С. 373-382.

76. Манов Н.А., Слободян Ю.В., Чукреев Ю.Я. Комплекс моделей исследования надёжности многоузловых электроэнергетических систем произвольной конфигурации / Н.А. Манов, Ю.В. Слободян, Ю.Я. Чукреев // Анализ и оптимизация надёжности объединенных энергосистем при проектировании и эксплуатации. Тезисы докладов конференции. – Фрунзе: КирНИОЭ, 1985. - С. 22-25.

77. Kolmogoroff, A.N. Sulla determinazione empirica di una legge di distribuzione / A.N. Kolmogoroff // Giornale dell' Istituto Italiano degli Attuari, 1933. - Vol. 4. - № 1. - P. 83-91.

78. Крупенёв, Д.С. Формирование случайных состояний электроэнергетических систем при оценке их надёжности методом статистических испытаний / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Надёжность и безопасность энергетики. - 2017г. – №1. – С.33-41.

79. Сендеров, С.М. Надёжность топливо- и энергоснабжения потребителей с позиции обеспечения энергетической безопасности / С.М. Сендеров, В.И. Рабчук и др. - Рос. акад. наук, Сиб. от-ние, ИСЭМ. Новосибирск: СО РАН, 2022. - 132 с.

80. Надёжность систем газо- и нефтеснабжения / Под ред. М.Г. Сухарева. - М.: Недра, 1994.

81. Krupenev, D. Modeling the interconnected operation of energy systems for energy security study in today's context / D. Krupenev, N. Pyatkova // Reliability: Theory & Applications. – 2024. - Т. 19. - № 3 (79). - С. 554-566.

82. Krupenev, Dmitry Assessment of Electric Power System Adequacy Considering Reliability of Gas Supply to Power Plants / Dmitry Krupenev, Gennady Kovalev, Tatyana Dzyubina // Energy Systems Research. - 2018. - Vol 1. - No 1. - P. 21–28.

83. Дзюбина, Т.В. Методы учёта надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при анализе надёжности электроэнергетических систем / Т.В. Дзюбина, Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв // iPolytech Journal. - 2022. - Т. 26. - № 2. - С. 245-259.

84. Krupenev, Dmitry Assessment of Power System Adequacy with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems / Dmitry Krupenev // E3S Web of Conferences. - 2018. - № 58.

85. Крупенев, Д.С. Оценка надёжности электроэнергетических систем с ветровыми электростанциями / Д.С. Крупенев, С.М. Пержабинский // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2017. - № 2. - С. 39-47.

86. Чукреев, Ю.Я. Влияние возобновляемых источников энергии на оценку и обеспечение балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю.Я. Чукреев // В сборнике: Методические

вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 94-го заседания Международного научного семинара. Иркутск. - 2022. - С. 240-249.

87. Алексеев, П.А. Коэффициент аварийности – показатель аварийности в электроэнергетике. Методика расчета / П.А. Алексеев. - Презентация ОА «СО ЕЭС», 2017.

88. Крупенёв, Д.С. Исследование влияния аварийности энергетического оборудования на показатели балансовой надёжности и величину оперативного резерва электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский и др. // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 92-го заседания семинара. В 3-х книгах. - 2020. - С. 149-158.

89. Абдурахманов, А.М. Еще раз о характеристиках надёжности элементов электрических сетей / А.М. Абдурахманов, С.В. Глушкин, В.В. Плотников, А.В. Шунтов // В сб. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 69. Надёжность развивающихся систем энергетики. Книга 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. - 2018. - Стр. 38-48.

90. Непомнящий, В.А. Надёжность оборудования энергосистем / В.А. Непомнящий - М.: Изд-во журнала «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2013. - 196 с.

91. Ершевич, В.В. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов, Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро - М: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.

92. Приказ Минэнерго России от 25 октября 2017 г, № 1013 «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_294177/

93. ГОСТ Р 57285-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы.

Оперативно-диспетчерское управление. Порядок подготовки заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, относящегося к объектам диспетчеризации. Нормы и требования». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200142462>

94. Постановление Правительства РФ от 26 июля 2007 г, N 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации». [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://base.garant.ru/191582/>

95. Kovalev, G.F. Reliability of Power Systems / G.F. Kovalev, L.M. Lebedeva. – Springer, 2019. - 237 p.

96. Ковалев, Г.Ф. Расчеты надёжности тестовой схемы ЭЭС / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева // Известия АН. Энергетика. - 1996. - № 1. - с. 23-32.

97. Ковалев, Г.Ф. Модель оценки надёжности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева // Электричество. - 2000. - 11. - С. 17–24.

98. Ковалев, Г.Ф. Комплекс моделей оптимизации режимов расчетных состояний при оценке надёжности электроэнергетических систем / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000. - 74 с.

99. Обоскалов, В.П. Алгоритмические аспекты расчета вероятностных показателей дефицита мощности в задаче балансовой надёжности ОЭС / В. П. Обоскалов // Известия РАН. Энергетика. - 2020. - №2.- с. 59-74.

100. Дикин, И.И. Итеративное решение задач для математического программирования (алгоритмы метода внутренних точек) / И.И. Дикин, В.И. Зоркальцев. – Новосибирск: Наука, 1980. – 143 с.

101. Зоркальцев, В.И. Обоснование алгоритмов внутренних точек для задач оптимизации с нелинейными ограничениями / В.И. Зоркальцев, С.М. Пержабинский // Сиб. журн. вычисл. Математики. - 2013. - Т. 16. - No 1. - С. 27–38.

102. Ли, В. Вероятностное планирование системы передачи электроэнергии / Венянь Ли. - Москва, 2016. – 308 с.
103. Зоркальцев, В.И. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетических систем / В.И. Зоркальцев, Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. - Препринт. Иркутск. ИСЭМ СО РАН, 2000. - С. 17–22.
104. Iakubovskiy, D.V. An Analysis of Shortage Minimization Models to Assess Power System Adequacy / D.V. Iakubovskiy, D.S. Krupenev, D.A. Boyarkin // Energy Systems Research. - 2018. - Vol.1. - No.3. - P.25-32.
105. Iakubovskii, D. A model for power shortage minimization in electric power systems given constraints on controlled sections / D. Iakubovskii, D. Krupenev, N. Komendantova, D. Boyarkin // Energy Reports. - 2021. - № 7, pp. 4577–4586.
106. Якубовский, Д.В. Модель минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем с учётом ограничений по контролируемым сечениям / Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин // Системы анализа и обработки данных. - 2021. – № 2 (82). – С. 95–120.
107. Якубовский, Д.В. Применение двухэтапной оптимизации в модели потокораспределения при оценке балансовой надёжности ЭЭС / Д.В. Якубовский, Д.А. Бояркин, Д.С. Крупенев // Информационные и математические технологии в науке и управлении. - 2019. - № 1 (13). - С: 85-95.
108. Чукреев, Ю.Я. Особенности применения матрицы сетевых коэффициентов для оценки показателя балансовой надёжности территориальных зон электроэнергетической системы / Ю.Я. Чукреев // Февральские чтения ППС Сыктывкарского лесного института- научное электронное издание. – Сыктывкар. - 2014.
109. Чукреев, Ю.Я. Особенности оценки показателей балансовой надёжности при перспективном развитии ЕЭС России / Ю.Я. Чукреев // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып.65. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. - 2015. - с. 430-439.

110. Беляев, Н.А. Расчет показателей балансовой надёжности с учётом переменной топологии электрической сети / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Электричество. - 2016. - № 4. - С. 4-10.
111. Беляев, Н.А. Разработка моделей электроэнергетических систем для анализа надёжности обеспечения баланса мощности / Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Электрические станции. - 2015. - № 11 (1012). - С. 47-53.
112. Крупенёв, Д.С. Исследование математических моделей минимизации дефицита мощности с квадратичными потерями в линиях электропередачи и с использованием сетевых коэффициентов (коэффициентов чувствительности) / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы 93-его заседания семинара. В 2-х книгах. - 2022. - С. 149-158.
113. Krupenev, D. Research of mathematical models for minimizing power shortage with quadratic losses in power lines and with using network coefficients (sensitivity coefficients) / D. Krupenev, D. Boyarkin, D. Iakubovskii // В сборнике: E3S Web of Conferences. - 2020.
114. Li, W. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods and Applications / W. Li. - Piscataway, NJ: IEEE Press, 2005. –325 p.
115. Storn, R. Differential evolution - a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces / R. Storn, K. Price // Journal of Global Optimization. - 1997. - № 11 (4). – pp. 341–359.
116. Price, K. Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization / K. Price, R. Storn, J. Lampinen. - Springer, 2005.
117. Chakraborty, Uday K. Advances in Differential Evolution / Chakraborty Uday K. - Springer, 2008.
118. Opara, K. Comparison of mutation strategies in Differential Evolution – A probabilistic perspective / Karol Opara, Arabas J. // Swarm and Evolutionary Computation. - 2018. - Volume 39. - Pages 53-69.

119. Abbasa, Q. The analysis, identification and measures to remove inconsistencies from differential evolution mutation variants / Qamar Abbasa, Jamil Ahmadb, Hajira Jabeenc // Computer Science. - 2017.

120. Iakubovskii, D. Determination of an effective implementation of the differential evolution method to power shortage minimization / D. Iakubovskii, D. Krupenev, N. Komendantova, D. Boyarkin. - 7th IEEE International Symposium on Systems Engineering, 2021.

121. Boyarkin, D. Application the differential evolution for solving the problem of minimizing the power shortage of electric power systems / D. Boyarkin, D. Krupenev, D. Iakubovskii. - 2019 International conference of young scientists on energy systems research, 2019.

122. Якубовский, Д.В. Коррекция элементов мутантных векторов метода дифференциальной эволюции при решении задачи минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем / Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин // iPolytech Journal. - 2024. - Т. 28. - № 1. - С. 124-138.

123. Boyarkin, D. Multi-output regression in electric power systems adequacy assessment using monte-carlo method / D. Boyarkin, D. Krupenev, D. Iakubovskii. - SIBIRCON 2019 - International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences, Proceedings, 2019.

124. Бояркин, Д.А. Использование методов машинного обучения при оценке надёжности электроэнергетических систем методом Монте-Карло / Д.А. Бояркин, Д.С. Крупенев, Д.В. Якубовский // Вестник ЮУрГУ. Серия «Математическое моделирование и программирование». - 2018. - Т.11. - №4. 2018. - С.146-153.

125. Бояркин, Д.А. Использование методов машинного обучения для определения дефицитов мощности электроэнергетических систем / Д.А. Бояркин, Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский // Информационные и математические технологии в науке и управлении. - 2018. - № 4 (12). - С. 61-69.

126. Boyarkin, D. Machine learning in electric power systems adequacy assessment using Monte-Carlo method / D. Boyarkin, D. Krupenev, D. Iakubovskiy, D. Sidorov. - 2017 International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2017.

127. Nair, G. D. Y, N. G. Covariate Shift: A Review and Analysis on Classifiers / G. D. Y, N. G. Nair, P. Satpathy and J. Christopher. - 2019 Global Conference for Advancement in Technology (GCAT), 2019. - pp. 1-6.

128. Schneider, A Linear regression analysis: part 14 of a series on evaluation of scientific publications / Schneider A, Hommel G, Blettner M. - Dtsch Arztebl Int, 2010.

129. Peng, J. An Introduction to Logistic Regression / Analysis and Reporting / Peng J., Lee K., Ingersoll G. // Journal of Educational Research. - 2002. - № 96. - P. 3-14.

130. Barber, D. Bayesian Reasoning and Machine Learning / Barber D. - Cambridge University Press, 2012.

131. Shoham, Y. The AI Index 2018 Annual Report / Y. Shoham, R. Perrault, E. Brynjolfsson, J. Clark, J. Manyika, J. Carlos Niebles, T. Lyons, J. Etchemendy, B. Grosz and Z. Bauer. - AI Index Steering Committee, Human-Centered AI Initiative, Stanford University, Stanford, CA, 2018.

132. Opitz, D. Popular ensemble methods: An empirical study / D. Opitz Maclin R. // Journal of Artificial Intelligence Research. - 1999. - № 11. - p.169–198.

133. Беркинблит, М. Б. Нейронные сети / М. Б. Беркинблит. - М.: МИРОС и ВЗМШ РАО, 1993. - 96 с.

134. Туфанов, В.А. Программа анализа надёжности объединённых энергосистем / В.А. Туфанов, А.М. Орлов, Ю.Я. Чукреев // Структура генерирующих мощностей и режимы работы энергосистем. – М.: Энергоиздат. - 1981. – с. 65-69.

135. Чукреев, Ю.Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надёжности электроэнергетических систем / Ю.Я. Чукреев // Известия РАН. Энергетика. - 2012. - № 6. - с. 27–37.

136. Крупенев, Д.С. Задача оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенев, С.М. Пержабинский - В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики, 2013. - С. 462-469.
137. Krupenev, D.S. Adequacy optimization in long-term expansion planning of electric power systems / D.S. Krupenev, S.M. Perzhabinsky. - IYCE 2013 - 4th International Youth Conference on Energy, 2013.
138. Надёжность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
139. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2003 N 281 "Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем". [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256346/
140. Резервы мощности в электроэнергетических системах стран - членов СЭВ. Методы исследования / Ю.Н. Руденко, М.Н. Розанов, Г.Ф. Ковалев и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1988. – 150 с.
141. Розанов, М.Н. Об оптимальном резервировании в электроэнергетических системах / М.Н. Розанов // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР. - 1975. – Вып. 8. – С. 29–41.
142. Розанов, М.Н. Надёжность электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. – М.: Энергия, 1974. – 176 с.
143. Cha, Junmin Reliability evaluation for interconnection planning in north east Asia / Junmin Cha, Jaeseok Choi // International Journal of Innovative Computing, Information and Control. - 2009. – Vol.5. – №5. – Pp. 1295–1311.
144. Волков, Г.А. Модели оптимизации надёжности ЭЭС / Г.А. Волков // Надёжность при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем. - 1999. – Иркутск: СЭИ. – С. 44–52.
145. Скиданов, Н.И. Модель оптимизации надёжности в ОЭС на основе метода деформируемого многогранника / Н.И. Скиданов // Исследование и

расчеты надёжности на этапах проектирования и эксплуатации: тез. докл. респ. сем. - 1978. - С. 30–32.

146. Крупенев, Д.С. Алгоритм оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенев, С.М. Пержабинский // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2014. - № 2. - С. 96-106.

147. Крупенев, Д.С. Исследование балансовой надёжности и обоснование резервов генерирующей мощности перспективных схем развития электроэнергетических систем / Д.С. Крупенев, Г.Ф. Ковалев, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский, Л.М. Лебедева // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2020. - № 6 (63). - С. 40-44.

148. Маркович, И. М. Режимы энергетических систем / И. М. Маркович. - М.: Наука, 1986. - 252 с.

149. Приказ Минэнерго России от 10.04.2023 N 231 "Об установлении нормативного уровня балансовой надёжности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики". [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_447327/

150. ACER/CEER monitoring report of IEM, 2018

151. ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment, 2014.

152. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America, (BAL-502-RF-03), 2018.

153. Руденко, Ю.Н. О подходах к нормированию показателей надёжности электроснабжения потребителей / Ю.Н. Руденко // Известия академии наук СССР. Энергетика и транспорт. - 1975. - №1. - с. 14-23.

154. Крупенёв, Д. Обоснование нормативов показателей балансовой надёжности на современном этапе развития электроэнергетических систем России / Д. Крупенёв, Н. Беляев, В. Локтионов // Энергетическая политика. - 2023. - № 8 (187). - С. 82-95.

155. Ковалёв, Г.Ф. Учёт фактора надёжности при оценке системных эффектов в электроэнергетике / Г.Ф. Ковалёв. - Новосибирск, Наука, 2018. - 217 с.
156. Непомнящий, В.А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения / В.А. Непомнящий // ЭнергоРынок. - 2014. - № 9. - С. 36.
157. Крупенев, Д.С. Оценка надёжности звеньев основной структуры электроэнергетических систем / Д.С. Крупенев, Г.Ф. Ковалев // Проблемы анализа риска. - 2010. - Т. 7. - № 3. - С. 34-39.
158. Беляев, Н.А. Многокритериальная оптимизация при планировании развития энергосистем / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2021. - № 2. - с. 3-11.
159. Лебедева, Л.М. Нормирование балансовой надёжности электроэнергетических систем и формирование резерва генераторной мощности / Л.М. Лебедева, Г.Ф. Ковалёв, Д.С. Крупенёв // Надёжность и безопасность энергетики. - 2018. - № 11(1). - с. 4-13.
160. Постановление Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 (ред. от 02.09.2017) «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_99478/
161. Зоркальцев, В.И. Равновесные модели в экономике и энергетике / В.И. Зоркальцев, О.В. Хамисов. - Новосибирск: Наука, 2006. – 221 с.
162. Крупенёв, Д.С. Алгоритм оптимизации надёжности электроэнергетических систем с использованием математического ожидания двойственных оценок / Д.С. Крупенёв, С.М. Пержабинский // УБС. - 2015. - № 54, с. 166–178.
163. Фокин, Ю.А. Оценка надёжности систем электроснабжения / Ю.А. Фокин, В.А. Туфанов. - М.: Энергоатомиздат, 1981. – 224 с.
164. Туфанов, В.А. Некоторые результаты анализа и синтеза надёжности гипотетических схем ЭЭС / В.А. Туфанов, Ю.Я. Чукреев //

Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ СО АН СССР. - 1981. - вып. 23. - с. 72-79.

165. Чукреев, Ю.Я. Показатели надёжности и их нормирование в электроэнергетических системах / Ю.Я. Чукреев // Научный доклад Президиум Коми филиал АН СССР. Серия «Новые научные методики». Сыктывкар: Коми фил. АН СССР. - 1987.

166. Szu, H. H. Fast Simulated Annealing / Szu H. H., Hartley R. L. // Physical Letters A. - 1987. - № 122. - pp. 157–162.

167. Breiman, L. Random forests / L. Breiman // Machine learning. - 2001. - Vol. 45. - № 1. - pp. 5–32.

168. Sobol, I.M. Quasi-Monte Carlo methods / I.M. Sobol // Progress in Nuclear Energy. - 1990. - Volume 24. - Issues 1–3. - pp 55-61.

169. Krupenev, D. Methodology for analysis of system reliability when planning states and balances of electric power systems / D. Krupenev // E3S Web of Conferences. - 2024. - T. 584.

170. Вентцель, Е. С. Теория случайных процессов и ее инженерное приложение. Учебное пособие / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. - изд-во: Высшая школа, город: Москва, 2000. - 383 с.

171. Вентцель, А.Д. Курс теории случайных процессов. 2-е изд. / А.Д. Вентцель. - М.: Наука. Физматлит, 1996.

172. Могирев, В.В. Алгоритм и программа вычисления показателей надёжности электроэнергетических систем методом статистического моделирования (программа «Поток») / В.В. Могирев // Методические вопросы больших систем энергетики. Выпуск 4, Иркутск. - 1975. - с. 24-36.

173. Billinton, R. Composite system adequacy assessment using sequential Monte Carlo simulation with variance reduction techniques / R. Billinton, A. Jonnavithula // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. - 1997. - Volume 144. - Issue 1. - p. 1 – 6.

174. Kantas, N. An Overview of Sequential Monte Carlo Methods for Parameter Estimation in General State-Space Models / N. Kantas, A. Doucet, S.S.

Singh, J.M. Maciejowski // Proceedings of the 15th IFAC Symposium on System Identification Saint-Malo. - 2009.

175. Henneaux, P. Confidence intervals for adequacy assessment using Monte Carlo sequential simulation / P. Henneaux, F.-X. Bouchez, L. Rese // Published in: 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). - 2016.

176. Choudhury, S. Review of energy storage system technologies integration to microgrid: types, control strategies, issues, and future prospects / S. Choudhury // J. Energy Storage. - 2022. - № 48.

177. Информационная система «Система автоматизированного планирования электроэнергетических режимов» ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ. Москва, 2021. - 19 стр.

178. Лебедева, Л.М. Программно-вычислительный комплекс РЕЗЕРВ - реализация методики рационального использования резервов мощности в ЭЭС / Л.М. Лебедева, Г.А. Федотова // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ СО АН СССР. - 1981.

179. Дубицкий, М.А. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах / М.А. Дубицкий, Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов // М.: Энергоатомиздат, 1988.

180. Воропай, Н.И. Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учётом надёжности / Н.И. Воропай, Г.А. Федотова // Автоматика и телемеханика. - 2010. - № 7. - С. 179–184.

181. Botvinnik, M.M. Computers in Chess: Solving Inexact Search Problems / M.M. Botvinnik - New-York: Springer-Verlag, 1984.

182. Ботвинник, М.М. Шахматный метод решения переборных задач / М.М. Ботвинник - М: Советский спорт, 1989. - 112 с.

183. Арзамасцев, Д.А. Определение плана капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем методом покоординатной оптимизации / Д.А. Арзамасцев, В.П. Обоскалов // Известия ВУЗов. Энергетика. - 1970. - № 8. - С. 106–110.

184. Нестеренков, В.П. К вопросу оптимального планирования капитальных ремонтов основных агрегатов станций энергосистем / В.П. Нестеренков, В.П. Обоскалов // Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем. - 1966. - С. 83–90.
185. Гольденберг, Ф.Д. Модели для анализа перспективных режимов и надёжности энергосистем / Ф.Д. Гольденберг, Э.М. Каплинский, А.И. Лазебник. - Кишинев: Щтиинца, 1988. - 141 с.
186. Губин, П.Ю. Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования / П.Ю. Губин, В.П. Обоскалов // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2021. - № 2. - С. 50-64.
187. Canto, S. Application of Benders' decomposition to power plant preventive maintenance scheduling / S. Canto // European Journal of Operational Research. - 2008. - № 184. - P. 759–777.
188. Volkanovski, A. Genetic algorithm optimisation of the maintenance scheduling of generating units in a power system / A. Volkanovski, B. Mavko // Reliability Engineering & System Safety. - 2008. - № 93. - P. 657-667.
189. Anghinolfi, D. A matheuristic algorithm for a large-scale energy management problem / D. Anghinolfi, L. Gambardella, R. Montemanni // Large-Scale Scientific Computing. - 2012. - № 7116. - P. 173–181.
190. Степанова, Е.Л. Методика оценки влияния показателей надёжности оборудования, графиков и объемов плановых ремонтов на Надёжность и эффективность работы ТЭЦ / Е.Л. Степанова, А.С. Максимов // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. - 2018. - Вып. 69. - Книга 2.
191. Brandt, F. A constraint programming-based approach to a large-scale energy management problem with varied constraints / F. Brandt, R. Bauer, M. Velker, A. Cardeneo // Journal of Scheduling. - 2013. - № 16(6). - P. 629–648.

192. Shahidehpour, S.M. Maintenance Scheduling in Restructure Power Systems / S.M. Shahidehpour, Marwali M.K.C. - New York: Kluwer Academic Pub, 2000.
193. Dahal, K.P. Generator Maintenance Scheduling in Power Systems Using Metaheuristic – Based Hybrid Approach / K.P. Dahal, N. Chakpitak // Electric Power Syst. Res. - 2007. - V. 77. - P. 771–779.
194. СТО 34.01-24-002-2018 «Организация технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/edb/93cjbu3o8pfgjjc3sdv234692ukukigd.pdf>
195. Назарычев, А.Н. Риск-ориентированное управление эксплуатацией электрооборудования с учётом его технического состояния / А.Н. Назарычев, А.А. Пугачев, Д.А. Андреев // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2020. - № 6 (63). - С. 134-135.
196. Крупенёв, Д.С. Формирование графиков ремонта генерирующего оборудования на основе показателей плановой надёжности электроэнергетических систем / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2024. - № 3. - С. 64-80.
197. Танаев, В.С. Введение в теорию расписаний / В.С. Танаев, В.В. Шкурба. - Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1975. - 257 стр.
198. Лазарев, А.А. Теория расписаний. Задачи и алгоритмы / А.А. Лазарев, Е.Р. Гафаров. - Москва: МГУ, 2011. - 222 стр.
199. Brucker, P. Scheduling algorithms / P. Brucker. - Springer Science & Business Media, 2004. - 367 p.
200. Крупенёв, Д.С. Обеспечение максимального уровня балансовой надёжности электроэнергетических систем при выводе из работы генерирующих агрегатов для модернизации / Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2020. - № 6. - С. 31-39.

201. Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 от «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/>
202. Гидроэнергетика / Под. ред. В.И. Обрезкого. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 512 с.
203. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филипова - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 361 с.
204. Филипова, Т.А. Гидроэнергетика: учеб. пособие / Т.А. Филипова, М.Ш. Мистриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. - 620 с.
205. Филипова, Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций / Т.А. Филипова. – М.: Энергия, 1975. – 208 с.
206. Асарин, А.Е. Водноэнергетические расчеты / А.Е. Асарин, К.И. Бестужева. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 223 с.
207. Цветков, Е.В. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах / Е.В. Цветков, Т.М. Алябышева, Л.Г. Парфенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.
208. Keppo, J. Optimality with Hydropower System. Power Engineering Review / J. Keppo // IEEE. - 2002. - vol. 22. - N 6. – 57 p.
209. Pereira, M. Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models / M. Pereira, N. Campodonico, R. Kelman. - Proceeding of EPSOM Conference, Zurich, 1998. – 22 p.
210. Abasov, N.V. A System of Models to Study Long-Term Operation of Hydropower Plants in the Angara Cascade / N.V. Abasov, V.M. Nikitin, E.N. Osipchuk // Energy Systems Research. - 2019. - № 2(6). –pp. 5–18.
211. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021

- 2027 годы» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_384492/

212. Воропай, Н.И. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай и др. - Новосибирск: Изд-во Наука, 2016. - 332 с.

213. Li, W. Operation Reliability of Power Systems / W. Li. - Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, 2012.

214. Shakerighadi, B. New Guideline for Security Assessment of Power Systems with a High Penetration of Wind Turbines / B. Shakerighadi, S. Peyghami, E. Ebrahimzadeh // Appl. Sci. - 2020. - № 10.

215. Power System Stability and Control / Edited By Leonard L. Grigsby. - Taylor & Francis eBooks, 2007.

216. Dhandhia, A. Static security assessment using binary-class Support Vector Machine / A. Dhandhia, V. Pandya, S. Joshi // J. Energy and Manag. - 2017, № 2. - pp. 19-27.

217. Bugaje, A.-A.B. Selecting decision trees for power system security assessment / A.-A.B. Bugaje, J.L. Cremer, M. Sun, G. Strbac // Energy and AI. - 2021. – 6.

218. Wehenkel, L. Machine learning approaches to power system security assessment / L. Wehenkel // IEEE Expert. - 1997. - № 12 (5). - pp. 60-72.

219. Diao, R. Decision tree-based online voltage security assessment using PMU measurements / R. Diao, K. Sun, V. Vittal, R. O'Keefe, M. Richardson, N. Bhatt, D. Stradford, S. Sarawgi // IEEE Trans. Power Syst.. - 2009. - № 24 (2). - pp. 832-839.

220. Sun, K. An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees / K. Sun, S. Likhate, V. Vittal, V.S. Kolluri, S. Mandal // IEEE Trans. Power Syst. - 2007. - № 22 (4). - pp. 1935-1943.

221. Гамм, А.З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 99с.

222. Домышев, А.В. Оценка режимной надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло / А.В. Домышев, Д.С. Крупенёв // Электричество. - 2015. - № 2. - С. 3–10.
223. Манов, Н.А. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем / Н.А. Манов, М.В. Хохлов и др. – Сыктывкар, 2010. – 292 с.
224. Ковалев, Г.Ф. Области использования и пределы применимости критерия N-1 при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. – Иркутск, 1999. – 69 с.
225. Шепилов, О.Н. Блок «Надёжность» в составе ПВК АНАРЭС-2000 (версия 2006 г.) / О.Н. Шепилов, А.В. Домышев, А.Б. Осак // «Современные программные средства для расчётов нормальных и аварийных режимов, надёжности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сборник докладов Шестого научно-практического семинара», Новосибирск: ИДУЭС. - 2006. - с. 36 - 43.
226. Billinton, R. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods / R. Billinton, W. Li. - Springer, 1994. - 361 p.
227. Common Information Model (CIM) : CIM 10 Version. - EPRI, Palo Alto, CA, 2001.
228. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – Наука, 1969. - 366 с.
229. Надёжность систем энергетики и их оборудования / Под общей ред. Ю.Н. Руденко: в 4-х т. Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надёжности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. - 480 с.
230. Шепилов, О.Н. Алгоритмы и программы анализа режимной надёжности ЭЭС при множественных отказах с учётом срабатывания противоаварийной автоматики / О.Н. Шепилов, А.В. Домышев, А.Б. Осак // Conference: Энергосистема: управление, конкуренция, образование, III международная научно-практическая конференция, Екатеринбург. - 2008.

231. Kai, J. New Models and Concepts for Power System Reliability Evaluation Including Protection System Failures / Jiang Kai, C. Singh // IEEE Transactions on Power Systems. - 2011. - т. 26. - № 4. - с. 1845–1855.
232. Гамм, А.З. Вероятностные модели режимов электроэнергетических систем / А.З. Гамм – Новосибирск: ВО «Наука». Сибирская издательская фирма, 1993. – 133с.
233. Гамм, А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм. - М. «Наука», 1976. - 220 с.
234. Крумм, Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. - М. «Наука», 1977. - 368 с.
235. Идельчик, В.И. Расчет установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик. - М.: «Энергия», 1977. - 192 с.
236. Milano, F. Power System Modelling and Scripting / F. Milano. - Springer-Verlag London Limited, 2010. - 578 p.
237. Kundur, P. Power System Stability and Control / P. Kundur / Tata McGraw Hill India; First Edition, 1994. - 1176 p.
238. Фейнман, Р. Физика сплошных сред / Р. Фейнман, Р. Лейтон, М. Сендс. - Москва: АСТ, 2020. - Т. 5. - 320 с.
239. Емеличев, В.А. Лекции по теории графов / В.А. Емеличев, О.И. Мельников, В.И. Сарванов, Р.И. Тышкевич. – М.: Наука. Гл. ред. Физ-мат. лит., 1990. - 384 с.
240. Евстигнеев, В.А. Толковый словарь по теории графов в информатике и программировании / В.А. Евстигнеев, В.Н. Касьянов. – Новосибирск: Наука, 1999. - 287 с.
241. Аюев, Б.И. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин, под ред. П.И. Бартоломея. - М.: Флинта: Наука, 2008. - 256с.
242. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи: учебник для бакалавров / Л. А. Бессонов. - М. : Издательство Юрайт, 2014. - 701 с.

243. Кристофидес, Н. Теория графов. Алгоритмический подход / Н. Кристофидес. - Издательство "Мир", 1978.
244. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы / Н.А. Мельников - Издательство: М.: Энергия, 1975. - 464 с.
245. Свами, М. Графы, сети и алгоритмы / М. Свами, К. Тхуласираман. - М.: Мир, 1984. - 454 стр.
246. Магнус, Я.Р. Матричное дифференциальное исчисление с приложениями к статистике и эконометрии. Пер. с англ. / Под ред. С.А. Айвазяна. / Я.Р. Магнус, Х. Нейдеккер. - М. Физматлит, 2002. - 496 с.
247. Крупенёв, Д.С. О единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности / Д.С. Крупенёв // Электричество. - 2024. - № 9. - С. 37-44.
248. Khamisov, O. An optimization approach to finding roots of systems of nonlinear equations / O. Khamisov, A. Kolosnitsyn // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. - 2019. - № 537.
249. Gruzdeva, T.V. On search for all roots of a system of quadratic equations / T.V.Gruzdeva, O.V. Khamisov // Lecture Notes in Computer Science. - 2021. - T. 13078 LNCS. - С. 110-120.
250. Гуревич, Ю.Е. Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.
251. Анапольский, Л.Ю. Численно-аналитическое исследование электроэнергетических систем / Л.Ю. Анапольский // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2006. - № 4. - стр. 16-26.
252. Karimi, M. Application of Newton-Based Load Flow Methods for Determining Steady-State Condition of Well and Ill-Conditioned Power Systems: A Review / M. Karimi et al. // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. - 2019. - Vol. 113. - pp. 298–309.

253. Tamura, Y. A method for finding multiple load-flow solutions for general power systems / Y. Tamura, K. Iba, and S. Iwamoto // in Proc. IEEE/PES 1980 Winter Meeting, New York, Feb. - 1980.
254. Ma, W. An efficient algorithm to locate all the load-flow solutions / W. Ma and J. S. Thorp // IEEE Trans. Power Syst. - 1993. - vol. 8. - no. 3. - pp. 1077–1083.
255. Overbye, T. J. Effective calculation of power system low-voltage solution / T. J. Overbye and R. P. Klump // IEEE Trans. Power Syst. - 1996. - vol. 11. - no. 1, pp. 75–82.
256. Liu, C.W. Toward a CPFLOW-based algorithm to compute all the type-1 load-flow solutions in electric power systems / C.W. Liu, C.S. Chang, J.A. Jiang, G.H. Yeh // IEEE Transactions. - 2005.
257. Shirmohammadi, D.A. compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks / D. Shirmohammadi, H. Hong, A. Semlyen, G. Luo // Power Syst, IEEE Transac. - 1988. – p. 753–62.
258. Домышев, А.В. Программно-вычислительный комплекс АНАРЭС. Моделирование электроэнергетической системы в реальном времени / А.В. Домышев и др. - 2010. - 198 с.
259. Неуймин, В.Г. Программный комплекс «RastrWin3» Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов. - 2020. - 331 с.
260. Войтов, О.Н. ПВК исследования режимов ЭЭСС СДО-6 / О.Н. Войтов // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. - Новосибирск: Наука. - 1995. - С.293-295.
261. Аюев, Б. И. Исследование стартовых алгоритмов расчета установившихся режимов электрических систем методом Ньютона / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин и др. // Известия РАН. Энергетика. - №1. – 2021. - с. 109-121.
262. Фазылов, Х.Ф. Некоторые вопросы итерационного расчета установившихся режимов электрических систем / Х.Ф. Фазылов, Т.Х. Насыров // Известия Академии наук. Энергетика и транспорт. - 1971. - № 6. - стр. 36-44.

263. Lindberg, J. The Distribution of the Number of Real Solutions to the Power Flow Equations / Julia Lindberg, Alisha Zachariahy, Nigel Boston, Bernard Lesieutre // IEEE Transactions on Power Systems. - 2023. - Volume: 38. - Issue: 2. - Page(s): 1058 – 1068.
264. Mehta, D. Numerical polynomial homotopy continuation method to locate all the power flow solutions / D. Mehta, H. D. Nguyen, and K. Turitsyn // IEEE Transactions on Power Systems. - 2016. - № 10(12). – pp. 2972–2980.
265. Chen, T. On the network topology dependent solution count of the algebraic load flow equations / T. Chen and D. Mehta // IEEE Transactions on Power Systems. - 2018. - № 33(2). – pp.1451–1460.
266. Идельчик, В.И. Пример анализа существования и единственности решения уравнений установившегося режима / В.И. Идельчик // Электричество. - 1983. - №6. - стр. 56-59.
267. Ilic, M. Network theoretic conditions for existence and uniqueness of steady state solutions to electric power circuits / M. Ilic // 1992 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS). - 1992.
268. Park, S. Uniqueness of power flow solutions using monotonicity and network topology / S. Park, R. Y. Zhang, J. Lavaei, and R. Baldick // IEEE Transactions on Control of Network Systems. - 2021. - Volume: 8. - Issue: 1.
269. Zhang, H. Uniqueness of Power Flow Solutions Using Graph-theoretic Notions / Haixiang Zhang, SangWoo Park, Javad Lavaei and Ross Baldick // IEEE Transactions on Control of Network Systems. - 2022. - Volume: 9. - Issue: 1.
270. Meisel, J. Application of fixed-point techniques to load-flow studies / J. Meisel and R. D. Barnard // IEEE Trans. on Power App. Syst. - 1970. - vol. PAS-89. - no. 1. - pp. 136–140.
271. Hubbi, W. The mismatch theorem and second-order load-flow algorithms. Generation, Transmission and Distribution / Hubbi W. // IEE Proceedings C. - 1985. - p. 189–94.

272. Keyhani, A. Evaluation of power flow techniques for personal computers / A. Keyhani, A. Abur, S. Hao // Power Syst, IEEE Trans. - 1989. - №4. – pp. 817–26.
273. Максвелл, Дж. К. Трактат об электричестве и магнетизме. Том 1 / Дж. К. Максвелл. - Москва, Наука, 1989. - 416 с.
274. Andrei, H. Fundamentals of Reactive Power in AC Power Systems chapter on the book Reactive Power Control in AC Power Systems / H. Andrei, P.C. Andrei, E. Cazacu, M. Stanculescu. – Springer, 2017. - pp. 49-115.
275. Зорич, В.А. Математический анализ. Часть 1. Изд. 4-е. испр. / В.А. Зорич. - М.: МЦНМО, 2002. - 664 с.
276. Треногин, В.А. Функциональный анализ / В.А. Треногин. - М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1980. - 496 с.
277. Райншке, К. Модели надёжности и чувствительности систем / К. Райншке. - Москва: «МИР», 1979. - 452 с.
278. Войтов, О.Н. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. - 256 с.
279. Крупенёв, Д.С. Расчёт установившихся режимов электроэнергетических систем с использованием матриц чувствительности первого порядка применительно к задаче оценки режимной надёжности / Д.С. Крупенёв // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2017. - Т. 21. - № 9 (128). - С. 146-156.
280. Крупенев, Д.С. Анализ установившихся режимов систем электроснабжения с ВИЭ и СНЭЭ при оценке их надёжности на основании моделей чувствительности высших порядков / Д.С. Крупенев // Релейная защита и автоматизация. - 2021. - № 4 (45). - С. 47-53.
281. Крупенёв, Д.С. Применение матриц чувствительности моделей электроэнергетических систем в форме баланса мощности для анализа послеаварийных режимов / Д.С. Крупенёв // В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Материалы

96-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. Иркутск. - 2024. - С. 359-367.

282. Пантелеев, А.В. Теория функций комплексного переменного и операционное исчисление в примерах и задачах / А.В. Пантелеев, А.С. Якимова. – М.: МГИУ. - 2001. – 511 с.

283. Эдвардс Дифференциальные уравнения и краевые задачи. Моделирование и вычисление с помощью Mathematica, Maple и MATLAB / Эдвардс и Пенни. – М., 2016. – 1104 с.

284. Бондаренко, А.Ф. О трактовке критерия надёжности N-1. / А.Ф. Бондаренко, В.П. Герих // Электрические станции. - 2005. - № 6. - С. 40–43.

285. Болоев, Е.В. Вероятностный анализ переменных режима электроэнергетической системы / Е.В. Болоев, О.Н. Войтов, И.И. Голуб, В.З. Манусов // Электричество. - 2014. - №1. – с. 12-20.

286. Болоев, Е.В., Использование методов вероятностного потокораспределения для решения задач в электроэнергетике / Е.В. Болоев, И.И. Голуб // Вестник СГТУ. - 2012. - №1 (64), выпуск 2. - с. 110-119.

287. Стандарт АО «СО ЕЭС» (СТО 59012820.29.020.004-2018) «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования.» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_pa_300318_1.pdf.

288. Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_445968/0d954e3758f7394bf64e461cec454cbe5f3ff418/

289. Указ Президента Российской Федерации от 21.07.2020 г. № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года» [Электронный ресурс]. - Режим доступа:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_380244/95306fd63c6d78809f4ae93a22b776b264fcb0d7/

290. Концепция «Цифровая трансформация 2030». – МОСКВА, 2018. - 31 с.

291. Madanaguli, Arun Literature review on industrial digital platforms: A business model perspective and suggestions for future research / Arun Madanaguli, Vinit Parida, David Sjödin, Pejvak Oghazi // Technological Forecasting and Social Change. – 2023. - Volume 194.

292. Jovanovic, M. Co-evolution of platform architecture, platform services, and platform governance: expanding the platform value of industrial digital platforms / M. Jovanovic, D. Sjödin, V. Parida // Technovation. – 2021. - № 118

293. Pauli, T. Digital industrial platforms / T. Pauli, E. Fiel, M. Bus. Inf. Syst. Eng. // 2021. - № 63. - pp. 181-190.

294. Крупенёв, Д.С. Принципы формирования цифровой платформы для управления надёжностью распределительных электрических сетей в современных условиях эксплуатации / Д.С. Крупенёв, В.М. Пискунова и др. // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2022. - № 1 (70). - С. 18-25.

295. Krupenev, Dmitry Digital platform of reliability management systems for operation of microgrids / Dmitry Krupenev, Nadejda Komendantova and other // Energy Reports. – 2023. - Volume 10. - Pages 2486-2495.

296. Duch-Brown, N. Digital platforms across the European regional energy markets / N. Duch-Brown, F. Rossetti // Energy Policy. - 2020. - Vol. 144.

297. Kloppenburg, S. Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of the energy transition / S. Kloppenburg, M. Boekelo // Energy Research & Social Science. - 2019. - Vol. 49. - pp. 68-73.

298. Илюшин, П.В. Методы интеллектуального управления распределительными энергоресурсами на базе цифровой платформы / П.В. Илюшин, С.П. Ковалёв, А.Л. Куликов и др. - М.: НТФ «Энергопрогресс», 2021. - 116 с.

299. Advances in Software Engineering and Knowledge Engineering / edited by V. Ambriola and G. Tortora. -, World Scientific Publishing Company, New Jersey, 1993. - Volume I.

300. Буч, Гради Объектно-ориентированный анализ и проектирование с примерами приложений / Буч Гради, Максимчук Роберт А., Энгл Майкл У. - 3-е изд. М.: И.Д. Вильямс, 2008. - 720 с.

301. Крупенёв, Д.С. Программно-вычислительный комплекс «Надёжность» / Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский, Д.А. Бояркин // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017614029. Дата регистрации: 05.04.2017. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

302. Крупенёв, Д.С. База данных схем электроэнергетических систем для программно-вычислительного комплекса «Надёжность» / Д.С. Крупенёв, Д.В. Якубовский, Д.А. Бояркин // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017620403. Дата регистрации: 07.04.2017. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

303. Бояркин, Д.А. Обработка ретроспективных данных о ремонтах энергетического оборудования / Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2019662459. Дата регистрации: 25.09.2019. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

304. Крупенёв, Д.С. Программный комплекс формирования графиков нагрузки. / Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин, Д.В. Якубовский // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2019662460. Дата регистрации: 25.09.2019. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

305. Якубовский, Д.В. Библиотека пакетной оптимизации. / Д.В. Якубовский, Д.С. Крупенёв, Д.А. Бояркин // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №RU 2019662426. Дата регистрации: 24.09.2019. Правообладатель: ИСЭМ СО РАН.

306. Приказ Минэнерго России от 28.02.2018 № 121 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018 - 2024 годы» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_298182/

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Об использовании результатов работы при подготовке Методических указаний по проектированию развития энергосистем



**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНЭНЕРГО РОССИИ)**

ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА

ул. Щепкина, д. 42, стр. 1, стр. 2,
г. Москва, ГСП - 6, 107996
Телефон (495) 631-98-58, факс (495) 631-83-64
E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru
<http://www.minenergo.gov.ru>



30.12.2022 № СП-19988/04

На № _____ от _____

О методических указаниях по
проектированию развития
энергосистем

Директору
ФГБУН ИСЭМ СО РАН

В.А. Стенникову

ул. Лермонтова, д.130,
Иркутская обл., г. Иркутск, 664033

Уважаемый Валерий Алексеевич!

Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 утверждены методические указания по проектированию развития энергосистем (далее – Методические указания).

Минэнерго России благодарит сотрудников ФГБУН ИСЭМ СО РАН за значительный вклад при разработке главы VI Методических указаний «Обеспечение балансовой надежности» и отмечает актуальность и востребованность научных исследований по соответствующим направлениям.

П.Н. Сниккарс

Департамент развития электроэнергетики
Егоров Андрей Евгеньевич
(495) 631-80-20

Минэнерго России	
№:	СП-19988
Дата:	30.12.2022
Кол. листов:	1

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Копия диплома лауреата премии Правительства
Российской Федерации в области науки и техники для молодых ученых**



ПРИЛОЖЕНИЕ В. Свидетельства о регистрации программ ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2017614029

Программно-вычислительный комплекс «Надёжность»

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (RU)*

Авторы: *Крупенёв Дмитрий Сергеевич (RU), Якубовский Дмитрий Викторович (RU), Бояркин Денис Александрович (RU)*

Заявка № **2016661553**
Дата поступления **31 октября 2016 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **05 апреля 2017 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**



Рисунок В.1 – Свидетельство №2017614029. Программно-вычислительный комплекс «Надёжность» (личный вклад: поставка задачи, разработка методики)

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

№ 2017620403

**База данных схем электроэнергетических систем для
программно-вычислительного комплекса «Надёжность»**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А.
Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
(RU)*

Авторы: *Крупенёв Дмитрий Сергеевич (RU), Якубовский Дмитрий
Викторович (RU), Бояркин Денис Александрович (RU)*

Заявка № **2016621444**

Дата поступления **31 октября 2016 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре баз данных **07 апреля 2017 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

Рисунок В.2 – Свидетельство №2017620403. База данных схем
электроэнергетических систем для программно-вычислительного комплекса
«Надёжность» (личный вклад: реализация схем электроэнергетических
систем)

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019662426

Библиотека пакетной оптимизации

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (RU)*

Авторы: *Якубовский Дмитрий Викторович (RU), Крупенёв Дмитрий Сергеевич (RU), Бояркин Денис Александрович (RU)*

Заявка № **2019661407**

Дата поступления **17 сентября 2019 г.**

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **24 сентября 2019 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

Рисунок В.3 – Свидетельство №2019662426. Библиотека пакетной оптимизации (личный вклад: постановка задач оптимизации, разработка алгоритмов оптимизации)



Рисунок В.4 – Свидетельство №2019662459. Обработка ретроспективных данных о ремонтах энергетического оборудования (личный вклад: разработка алгоритмов обработки данных)

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019662460

Программный комплекс формирования графиков нагрузки

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (RU)**

Авторы: **Крупенёв Дмитрий Сергеевич (RU), Якубовский Дмитрий Викторович (RU), Бояркин Денис Александрович (RU)**

Заявка № **2019661410**

Дата поступления **17 сентября 2019 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **25 сентября 2019 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

Рисунок В.5 – Свидетельство №2019662460. Программный комплекс формирования графиков нагрузки (личный вклад: разработка алгоритмов обработки данных ретроспективной нагрузки и формирования перспективных на их основе)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Акты о внедрении результатов диссертационного исследования



ООО «РТСофт-СГ»

Адрес места нахождения: Большой б-р, д. 42, стр. 1,
пом. 68, 89, вн. терр. г. Муниципальный округ
Можайский, терр. инновационного центра
«Сколково», Москва, 121205
Адрес для переписки: ул. Верхняя Первомайская,
д. 51, г. Москва, 105264
Тел.: +7 (495) 967-15-05, факс: +7 (495) 742-68-29
rtsoft@rtsoft.ru | www.rtsoft.ru
ОКПО 28215664, ОГРН 1187746393691
ИНН/КПП 9731000186/773101001

АКТ

внедрения результатов докторской диссертации Крупенёва Дмитрия Сергеевича

Настоящим актом удостоверяем, что результаты, представленные в диссертации Крупенёва Дмитрия Сергеевича на тему «Методические основы комплексного анализа и обеспечения надёжности электроэнергетических систем», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.3 – «Электроэнергетика» используются в научной, инженерной и консалтинговой деятельности компании ООО «РТСофт – Смарт Грид» при проведении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Конкретное использование получили следующие разработанные при подготовке диссертации методические наработки:

- методики оценки режимной надёжности электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло и критерия $N-i$ при создании программных средств для комплексного анализа надёжности электроснабжения;
- интегральные формы математических моделей установившихся режимов электроэнергетических систем в форме балансов мощности для цифрового моделирования систем электроснабжения;
- дифференциальные модели установившихся режимов электроэнергетических систем в форме балансов мощности и матрицы чувствительности на их основе для определения и анализа «слабых» мест систем электроснабжения и разработки комплекса технических и организационных мер по устранению таких мест.

Также результаты диссертационной работы планируется использовать в новых программных и прикладных разработках компании.

Заместитель генерального директора

«РТСофт – Смарт Грид», к.т.н.



Федоров Олег Александрович



РОСАТОМ
ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ
ЭНЕРГИЯ

**Акционерное общество «Росатом
Возобновляемая энергия»
(АО «Росатом Возобновляемая энергия»)**

По месту требования

ул. Щипок, д. 18, стр. 2, Москва, 115093
Телефон (495) 286-52-00
E-mail: info@rosatom-renewables.ru
ОКПО 19472121, ОГРН 1177746952888
ИНН 9701087623, КПП 770501001

12.11.2025 № _____

На № _____ от _____

О применении результатов
диссертационной работы

Результаты исследований Крупенёва Дмитрия Сергеевича, представленные в диссертационной работе «Методические основы комплексного анализа и обеспечения надёжности электроэнергетических систем», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.3 – «Электроэнергетика», использованы при выполнении научно-исследовательской работы по договору с АО «Росатом Возобновляемая энергия» № 716/2428-Д от 22.04.2024 г. на тему «Анализ энергосистемы и определение перспективных площадок и их оптимального месторасположения для целей сооружения объектов ВИЭ в Республике Мали».

При реализации договора проведены научные исследования по следующим направлениям:

1. Анализ балансовой надёжности перспективных схем развития энергосистемы Республики Мали.
2. Определение рациональных уровней резервирования генерирующей мощности при перспективном развитии энергосистемы Республики Мали.
3. Анализ установившихся режимов и статической устойчивости характерных режимов перспективных схем развития энергосистемы Республики Мали.

Заместитель генерального директора по
развитию технического и нормативного
регулирования ВЭС



В.В. Свистунов



УТВЕРЖДАЮ

проректор по учебной работе ИРНИТУ

В.В. Смирнов

«10» ноября 2025 г.

**О внедрении в учебный процесс результатов диссертационного исследования
Крупенёва Дмитрия Сергеевича**

Мы, нижеподписавшиеся, начальник учебного отдела ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет» (ИРНИТУ) Солдатова О.В., начальник учебно-методического управления ИРНИТУ к.т.н., доцент Однокурцев К.А., заведующий кафедрой «Электроснабжение и электротехника» ИРНИТУ к.т.н., доцент Шакиров В.А. составили настоящий акт о том, что материалы диссертационной работы Крупенёва Д.С. на тему: «Методические основы комплексного анализа и обеспечения надёжности электроэнергетических систем», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.3. – «Электроэнергетика», внедрены в учебный процесс кафедры «Электроснабжение и электротехника» ИРНИТУ.

Материалы диссертационной работы используются при чтении лекций и проведении практических занятий по курсам «Надёжность систем электроснабжения», «Специальные вопросы надёжности систем электроснабжения», «Специальные вопросы надёжности электроэнергетических систем», «Анализ электроэнергетических систем», «Распределенная генерация в системах электроснабжения» для бакалавров и магистрантов по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также при выполнении выпускных квалификационных работ.

Начальник учебного отдела

Солдатова О.В.

Начальник учебно-методического
управления

Однокурцев К.А.

заведующий кафедрой
«Электроснабжение и
электротехника», к.т.н., доцент

Шакиров В.А.



**МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
НАДЕЖНОСТИ БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ**
Международный научный семинар *им. Ю.Н.Руденко*

664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130; тел.: (3952) 42-47-00:
факс: (3952) 42-67-96

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

97-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко
«Методические вопросы исследования надёжности больших систем
энергетики» по диссертации Крупенёва Дмитрия Сергеевича
«**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ
СИСТЕМНОЙ НАДЁЖНОСТИ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ УПРАВЛЕНИЯ
СОВРЕМЕННЫМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ**»,
представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по
специальности 2.4.3 – «Электроэнергетика»

г. Новосибирск

9 июля 2025 г.

Диссертация «**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ
ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМНОЙ НАДЁЖНОСТИ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ
УПРАВЛЕНИЯ СОВРЕМЕННЫМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ
СИСТЕМАМИ**» Крупенёва Д.С. (Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского
отделения Российской академии наук) представлена на соискание ученой степени
доктора технических наук по специальности 2.4.3 – «Электроэнергетика» и
рассмотрена на 97-м заседании Международного научного семинара им. Ю.Н.
Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем
энергетики» в г. Новосибирск.

В работе семинара участвовали: академик РАН Стенников В.А. (г. Иркутск),
д.т.н. Сендеров С.М. (г. Иркутск), д.т.н. Назарычев А.Н. (г. Санкт-Петербург),
д.т.н. Рогалев Н.Д. (г. Москва), д.т.н. Короткевич М.А. (г. Минск), д.т.н.
Таджибаев А.И. (г. Санкт-Петербург), д.т.н. Папков Б.В. (г. Княгинино), , д.т.н.,
Чукреев Ю.Я. (г. Сыктывкар), д.т.н. Ахметбаев Д.С. (г. Алма-Ата), д.т.н. Куликов
А.Л. (г. Нижний Новгород), д.т.н. Дарьян Л.А. (г. Москва), д.т.н. Хренников А.Ю.
(г. Москва), д.т.н. Мокеев А.В. (г. Архангельск), д.т.н. Подшивалин А.Н.
(г. Чебоксары), д.т.н. Лачугин В.Ф. (г. Москва), к.т.н. Ефимов Д.Н. (г. Иркутск),
к.т.н. Бык Ф.Л. (г. Новосибирск), к.т.н. Беляев Н.А. (г. Москва), к.т.н. Хохлов М.В.
(г. Сыктывкар), к.т.н. Готман Н.Э. (г. Сыктывкар), к.т.н. Коркина Е.С. (г. Иркутск),
к.т.н. Воробьев С.В. (г. Иркутск), к.т.н., Чукреев М.Ю. (г. Сыктывкар), к.т.н.
Губин П.Ю. (г. Екатеринбург), к.т.н. Постников И.В. (г. Иркутск), к.т.н. Суворов

А.А. (г. Томск), к.т.н. Аскарлов А.Б. (г. Томск), к.т.н. Рубан Н.Ю. (г. Томск), к.т.н. Галиаскаров И.М. (г. Москва), к.т.н. Сорокин Д.В. (г. Москва), к.т.н. Мирзаабдуллаев А.О. (г. Москва), к.т.н. Севостьянов А.А. (г. Нижний Новгород), к.т.н. Пискунов С.А. (г. Архангельск), к.т.н. Ачитаев А.А. (г. Красноярск), к.т.н. Домышев А.В. (г. Иркутск), к.т.н. Болоев Е.В. (г. Иркутск), к.т.н. Федосов Д.С. (г. Иркутск), к.т.н. Осипчук Е.Н. (г. Иркутск).

На диссертацию получены отзывы рецензентов: д.т.н. А.Л. Куликова (НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия), д.т.н. А.Н. Назарычева (СПГУ, г. Санкт-Петербург, Россия). Отзывы положительные.

В обсуждении диссертации приняли участие: академик РАН Стенников В.А. (ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск), д.т.н. Сендеров С.М. (ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск), д.т.н. Папков Б.В. (НГИЭУ, г. Княгинино), д.т.н. Короткевич М.А. (БНТУ, г. Минск), д.т.н. Куликов А.Л. (НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород), д.т.н. Назарычев А.Н. (СПГУ, г. Санкт-Петербург, Россия), д.т.н. Чукреев Ю.Я. (ИСЭ и ЭПС ФИЦ "Коми НЦ УрО РАН", г. Сыктывкар), д.т.н. Лачугин В.Ф. (АО «Россети НТЦ», г. Москва), д.т.н. Хренников А.Ю. (АО «Россети НТЦ», г. Москва), д.т.н. Ахметбаев Д.С. (Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан), к.т.н. Бык Ф.Л. (НГТУ, г. Новосибирск), к.т.н. Сорокин Д.В. (АО «Россети НТЦ», г. Москва), к.т.н. Суворов А.А. (НИ ТПУ, г. Томск, Россия).

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, библиографии из 286 наименований, 7 приложений. Объём диссертации 460 страниц.

Актуальность темы диссертации

В современных условиях функционирования ЭЭС проблемы обеспечения надёжности являются крайне актуальными. Этому свидетельствует ряд крупных системных аварий, произошедших в мировых энергосистемах за последнее время. Причем, интенсивность системных аварий в мировых энергосистемах только нарастает. Это, прежде всего, связано с такими причинами, как: моральное и физическое старение энергетического оборудования, эксплуатируемого в энергосистемах; усложнение структуры и режимов работы энергосистем; увеличение интенсивности негативных погодных явлений, в том числе по причине глобального изменения климата; недостаток научных исследований и отставание методических и программных разработок для решения задач обеспечения надёжности ЭЭС и их адаптации к меняющимся условиям эксплуатации.

Развитие российской и мировой энергетики на современном этапе и в перспективе характеризуется ростом потребления электроэнергии и энергоресурсов, изменениями структуры генерирующих мощностей, усложнением схем электрических сетей, интеграцией новых генерирующих, передающих, преобразующих электроэнергию и хранящих энергию технологий, усовершенствованием технологий управления энергосистемами. В таких условиях для подготовки предложений по обеспечению требуемого уровня надёжности на всех этапах управления энергосистемами возможно только при создании взаимосогласованной системы методических подходов, которые

позволят формировать эффективные решения по удовлетворению требований надёжности системы и электроснабжения потребителей.

Усиление требований по экологии обуславливает изменение структуры источников генерации электроэнергии и широкое внедрение в энергосистемы возобновляемых источников энергии (ВИЭ). ВИЭ характеризуются крайне высокой неопределённостью выработки электроэнергии и мощности, что в итоге, самым непосредственным образом влияет на надёжность энергосистем и надёжность электроснабжения потребителей. По этой причине требуется соответствующее развитие модельной части представления ВИЭ при анализе надёжности энергосистем с отражением специфики их функционирования на всех этапах управления ЭЭС. При оценке системной надёжности важным аспектом является адекватное отражение структуры и режимов работы традиционной генерации, такой как теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), конденсационных электростанций (КЭС), атомных электростанций (АЭС), парогазовых и газотурбинных установок (ПГУ и ГТУ соответственно).

Кроме проблем обеспечения надёжности генерирующих источников, в современных ЭЭС возникает множество проблем обеспечения надёжности сетевой части. В настоящее время имеется множество различных видов технологий со своими особенностями и спецификой работы, которую необходимо учитывать при анализе системной надёжности.

Современные и будущие энергосистемы характеризуются внедрением цифровых технологий для управления ими на всех этапах жизненного цикла. В связи с этим актуальной является проработка вопросов, связанных с созданием цифровых платформ для управления надёжностью энергосистемами. На базе таких цифровых платформ следует организовывать процесс сбора и обработки статистической информации о функционировании энергосистемы и использования её в решении задач управления надёжностью.

Итогом применения методического аппарата анализа и синтеза системной надёжности ЭЭС является выработка оптимальных технических решений по обеспечению требуемого уровня надёжности ЭЭС, которые должны учитываться при перспективном проектировании, планировании работы и оперативном управлении ЭЭС.

Сочетание методических и программных разработок по обеспечению системной надёжности ЭЭС с оптимально организованной и согласованной методологией оперативного управления, планирования работы и перспективного проектирования ЭЭС обеспечит оптимальные решения по обеспечению надёжности электроснабжения потребителей и максимум экономической выгоды от экономической деятельности, связанной с потреблением электроэнергии.

Цель работы

Целью диссертационной работы является развитие методических основ оценки и обеспечения системной надёжности, путем добавления новой составляющей – плановой надёжности, а также разработка и исследование математических моделей и методов анализа и синтеза системной надёжности ЭЭС.

Задачи диссертационного исследования

1. Расширение понятийной и методической основы оценки и обеспечения системной надёжности электроэнергетических систем путём введения нового вида – «плановая надёжность», результаты оценки которой используются для решения задач планирования работы (режимов и балансов) электроэнергетических систем.
2. Разработка методов кластеризации электроэнергетических систем для формирования расчётных моделей, используемых при оценке балансовой надёжности и состоящих из зон надёжности и межзонных связей.
3. Разработка методов повышения вычислительной эффективности методики оценки системной надёжности электроэнергетических систем на основе применения метода Монте-Карло с использованием квазислучайных последовательностей чисел.
4. Разработка алгоритма учета надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанного на формировании соответствующих рядов распределения поставки первичных энергоресурсов.
5. Разработка метода моделирования плановых ремонтов энергетического оборудования при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанного на определении вероятности вывода энергетического оборудования в плановые ремонты и использования этой вероятности при формировании случайных состояний электроэнергетических систем.
6. Совершенствование модели минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем в направлении учета потерь мощности в квадратичной форме при её передаче и сетевых коэффициентов, отражающих степень загрузки конкретных линий электропередачи от изменения мощности в зонах надёжности.
7. Адаптация методов дифференциальной эволюции и машинного обучения для решения задачи минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем, позволяющих ускорить процесс расчета, не снижая точности решения.
8. Разработка методов оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанных на: последовательном решении вспомогательной задачи покрытия графика нагрузки с минимальными затратами на производство электроэнергии и ввод дополнительного энергетического оборудования; применении двойственных оценок генерирующего и сетевого оборудования; применении алгоритма марковской цепи Монте-Карло.
9. Разработка методики оценки плановой надёжности, основанной на последовательном методе Монте-Карло, в основу которой положено моделирование набора случайных процессов функционирования энергосистемы за определённый период времени.
10. Разработка алгоритма формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования при планировании работы (режимов и балансов) электроэнергетических систем на основании алгоритма марковской цепи Монте-

Карло.

11. Разработка методологии исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем и её применение к задаче определения вероятности холостых сбросов на гидроэлектростанциях в энергосистемах.

12. Разработка методики оценки режимной надёжности электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло, позволяющей проводить более глубокую оценку режимной надёжности по сравнению с методиками, основанными на детерминированных методах.

13. Представление интегральных моделей установившихся режимов электроэнергетических систем в векторном виде в форме балансов токов и балансов мощности в декартовой (прямоугольной) и полярной системах координат.

14. Формулировка критерия определения единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности.

15. Разработка дифференциальных моделей установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности для получения линейных и нелинейных зависимостей, отражающих изменение мощности в узлах системы и проводимости линий электропередачи на значения напряжений в узлах системы.

16. Разработка методов оценки режимной надёжности электроэнергетических систем, основанных на непосредственном анализе дифференциальных моделей установившихся режимов электроэнергетических систем.

17. Разработка принципов создания цифровых платформ для управления системной надёжностью электроэнергетических систем, которые могут быть использованы в качестве основы для интеграции вычислительных средств анализа и синтеза всех видов системной надёжности.

Научная новизна

1. Расширены методические основы системной надёжности электроэнергетических систем путём добавления в перечень её составляющих нового вида – плановой надёжности, результаты оценки которой используются для решения задач планирования работы электроэнергетических систем.

2. Разработаны методы кластеризации электроэнергетических систем для формирования расчётных моделей, используемых при оценке балансовой надёжности и состоящих из зон надёжности и межзонных связей.

3. Разработаны методы повышения вычислительной эффективности методики оценки системной надёжности на основании метода Монте-Карло, путём использования квазислучайных последовательностей чисел.

4. Разработан алгоритм учета надёжности поставки первичных энергоресурсов на электростанции при оценке балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанный на формировании соответствующих рядов распределения поставки первичных энергоресурсов.

5. Усовершенствована модель минимизации дефицита мощности электроэнергетических систем в направлении учета потерь мощности в квадратичной форме при её передаче и сетевых коэффициентов, которые отражают степень загрузки конкретных линий электропередачи от изменения мощности в зонах надёжности.

6. Разработаны методы оптимизации балансовой надёжности электроэнергетических систем, основанные на: последовательности решения вспомогательной задачи покрытия графика нагрузки с минимальными затратами на производство электроэнергии и ввод дополнительного энергетического оборудования; применении двойственных оценок генерирующего и сетевого оборудования; применении алгоритма марковской цепи Монте-Карло.

7. Разработана методика оценки плановой надёжности, основанная на последовательном методе Монте-Карло, в основу которой заложено моделирование набора случайных процессов функционирования энергосистемы за определённый период времени.

8. Разработан алгоритм формирования оптимальных графиков ремонта энергетического оборудования при планировании работы (режимов и балансов) электроэнергетических систем на основе алгоритма марковской цепи Монте-Карло.

9. Разработана методология исследования долгосрочных режимов взаимосвязанной работы водохозяйственных и энергетических систем и её применение к задаче определения вероятности холостых сбросов на гидроэлектростанциях в энергосистемах.

10. Разработана методика оценки режимной надёжности электроэнергетических систем на основании метода Монте-Карло, позволяющая проводить более глубокую оценку режимной надёжности по сравнению с методиками, основанными на детерминированных методах.

11. Получены интегральные модели установившихся режимов электроэнергетических систем в векторном виде в форме балансов мощности в полярной системе координат.

12. Сформулирован критерий определения единственности решения систем нелинейных уравнений установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности.

13. Разработаны дифференциальные модели установившихся режимов электроэнергетических систем в форме баланса мощности для получения линейных и нелинейных зависимостей, отражающих влияние изменения мощности в узлах системы и проводимости линий электропередачи на значения напряжений в узлах системы.

14. Разработаны методы оценки режимной надёжности электроэнергетических систем, основанные на непосредственном анализе дифференциальных моделей установившихся режимов электроэнергетических систем.

Теоретическая значимость работы. Расширены фундаментальные основы области исследования системной надёжности электроэнергетических систем.

Предложено понятие плановой надёжности, как нового вида системной надёжности, предназначенное для решения определенного класса задач при планировании работы электроэнергетических систем. Разработаны принципы создания цифровых платформ управления системной надёжностью электроэнергетических систем. Осуществлено развитие и разработка методов анализа и синтеза различных видов системной надёжности, направленных на повышение точности получаемых результатов и ускорение вычислительных процессов.

Практическая значимость работы. Применение методических разработок анализа и синтеза системной надёжности электроэнергетических систем позволяет повысить корректность выработки управляющих воздействий на всех временных этапах управления надёжностью электроэнергетическими системами и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителя до оптимального или нормативного уровня при минимально возможных экономических затратах. Результаты диссертационного исследования использовались при разработке «Методических указаний по проектированию развития энергосистем». Результаты диссертационного исследования получили высокую оценку Правительства России и были отмечены Премией Правительства России для молодых ученых за 2023 год.

Реализация результатов диссертационной работы

Результаты диссертационных исследований вошли в отчеты по отдельным этапам работ, которые проводились в соответствии с государственными контрактами по базовым проектам ИСЭМ СО РАН; при выполнении ряда НИР, разрабатываемых по заказам ведущих организаций отрасли: ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», АО «Техническая инспекция ЕЭС» и др.; при выполнении ряда проектов по грантам РФФИ и РНФ; а также в учебном процессе ФГБОУ ВО ИРНИТУ в учебных курсах: «Надёжность электроэнергетических систем», «Надёжность систем электроснабжения», «Анализ электроэнергетических систем».

Рекомендации по использованию полученных результатов

Использование результатов диссертационной работы Крупенёва Д.С. рекомендуется: научным организациям, занимающимся исследованиями в области обеспечения надёжности энергетических систем; учебным организациям, в которых имеются учебные курсы по надёжности систем энергетики; проектным организациям, осуществляющим разработку программ перспективного развития энергосистем; организациям, осуществляющим непосредственное управление энергосистемами и электрическими сетями (АО «СО ЕЭС», Группа «Россети» и др.).

Замечания по диссертации

1. Необходимо скорректировать название диссертации.
2. В диссертационной работе большое количество пунктов в разделах «научная новизна» и «положения, выносимые на защиту», поэтому следует рассмотреть возможность их укрупнения.
3. Из презентации к докладу по диссертационной работе следует удалить

очевидные выводы и сократить ее объем для представления диссертации в установленное время.

4. Необходимо подробнее проанализировать вопрос о соотношении между точностью прогноза и показателями плановой надёжности.

5. В докладе требуется более четко выделить результаты автора.

6. Требуется провести ряд уточнений в формулировках терминов и их определениях.

7. Имеются замечания редакционного характера.

Заключение

1. Диссертационная работа Крупенёва Д.С. «СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМНОЙ НАДЁЖНОСТИ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ УПРАВЛЕНИЯ СОВРЕМЕННЫМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ» является законченной научно-квалификационной работой, в которой дальнейшее развитие получил методический подход для комплексного обоснования и повышения эффективности принятия решений по обеспечению системной надёжности электроэнергетических систем, в том числе Единой энергетической системы России, объединяющий методику многоэтапного иерархического исследования и моделирования и вычислительный инструментарий, включающий расчётно-аналитические блоки и оптимизационные математические модели, а также полученные с помощью этого подхода результаты по балансовой и плановой надёжности структурной схемы ЕЭС России и ее регионов.

2. Диссертационная работа характеризуется наличием системного подхода, содержит достаточный объем теоретических исследований и практических результатов в направлении оценки и оптимизации системной надёжности электроэнергетических систем различной размерности.

3. Представленные в диссертационной работе Крупенёва Д.С. результаты и выводы научно обоснованы и соответствуют требованиям, предъявляемым к диссертациям на соискание ученой степени доктора технических наук

4. Содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 2.4.3 – «Электроэнергетика».

5. Приведенные замечания не влияют на общую положительную оценку диссертационной работы.

6. Диссертационная работа может быть рекомендована к защите.

Председатель Международного
программного комитета научного
семинара, академик РАН



В.А. Стенников

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Иллюстрация применения методики оценки режимной надёжности на основании метода Монте-Карло

Методика оценки режимной надёжности ЭЭС реализована в программно-вычислительном комплексе «АНАРЭС», в котором также реализована методика на основании критерия $N-1$. Работа представленной методики оценки режимной надёжности опробована на схеме 500 кВ Иркутской ЭЭС (Рисунке Е.1). На данной схеме выполнен расчет надёжности по критерию $N-1$, а также расчет методом Монте-Карло.

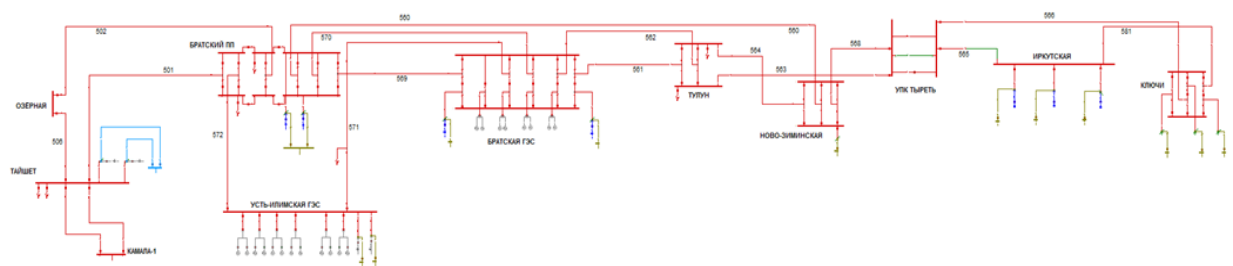


Рисунок Е.1 – Тестируемая схема ЭЭС

Расчет методом Монте-Карло проводился с различным числом испытаний (от 300 до 10000). При практическом применении метода Монте-Карло в анализе надёжности, количество испытаний может определяться по критерию стабильности результата при увеличении количества испытаний (Рисунок Е.2).

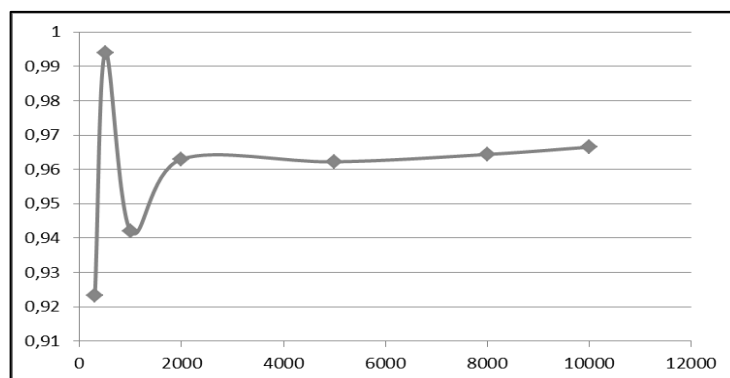


Рисунок Е.2 – Показатель Надёжность сети по критерию устойчивости в
зависимости от количества испытаний

Сравнение расчета надёжности методом Монте-Карло с расчетом надёжности по критерию $N-1$ показано на Рисунке Е.3 на примере вероятности отклонения напряжения в узлах сети.

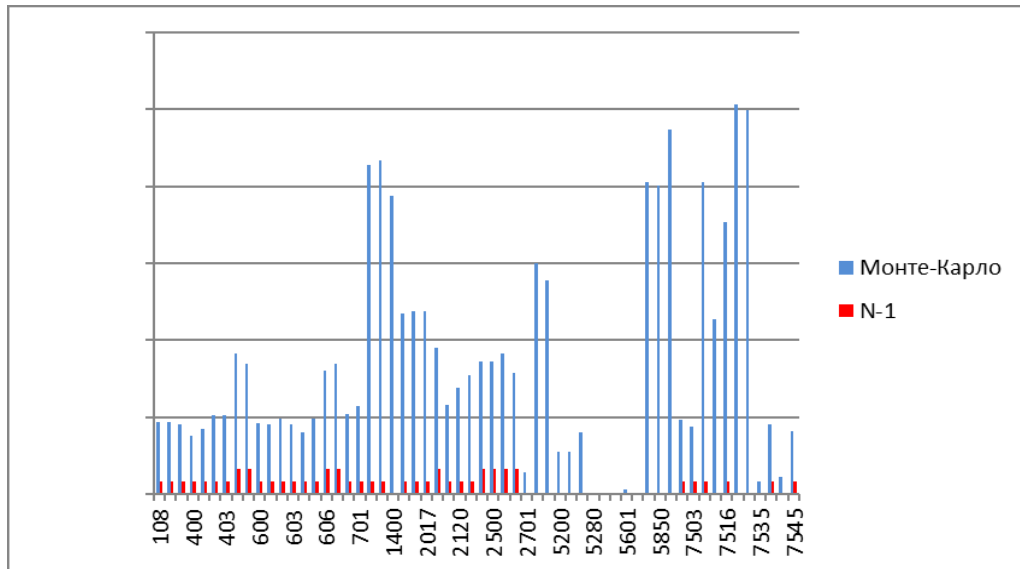


Рисунок Е.3 – Вероятность отклонения напряжения в узлах ЭЭС

Из представленного расчета видно, что расчет методом Монте-Карло позволяет выявить больше аварийных ситуаций, при которых нарушается устойчивость ЭЭС.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Исходные данные для определения матриц чувствительности (дифференциальных моделей) установившихся режимов электроэнергетических систем 118-ти узловой тестовой схемы

Для масштабирования результатов применения матриц чувствительности первого и второго порядков установившихся режимов ЭЭС было рассмотрено их применение к задаче анализа послеаварийных установившихся режимов на 118 узловой тестовой схеме ЭЭС (Рисунок Е.1).

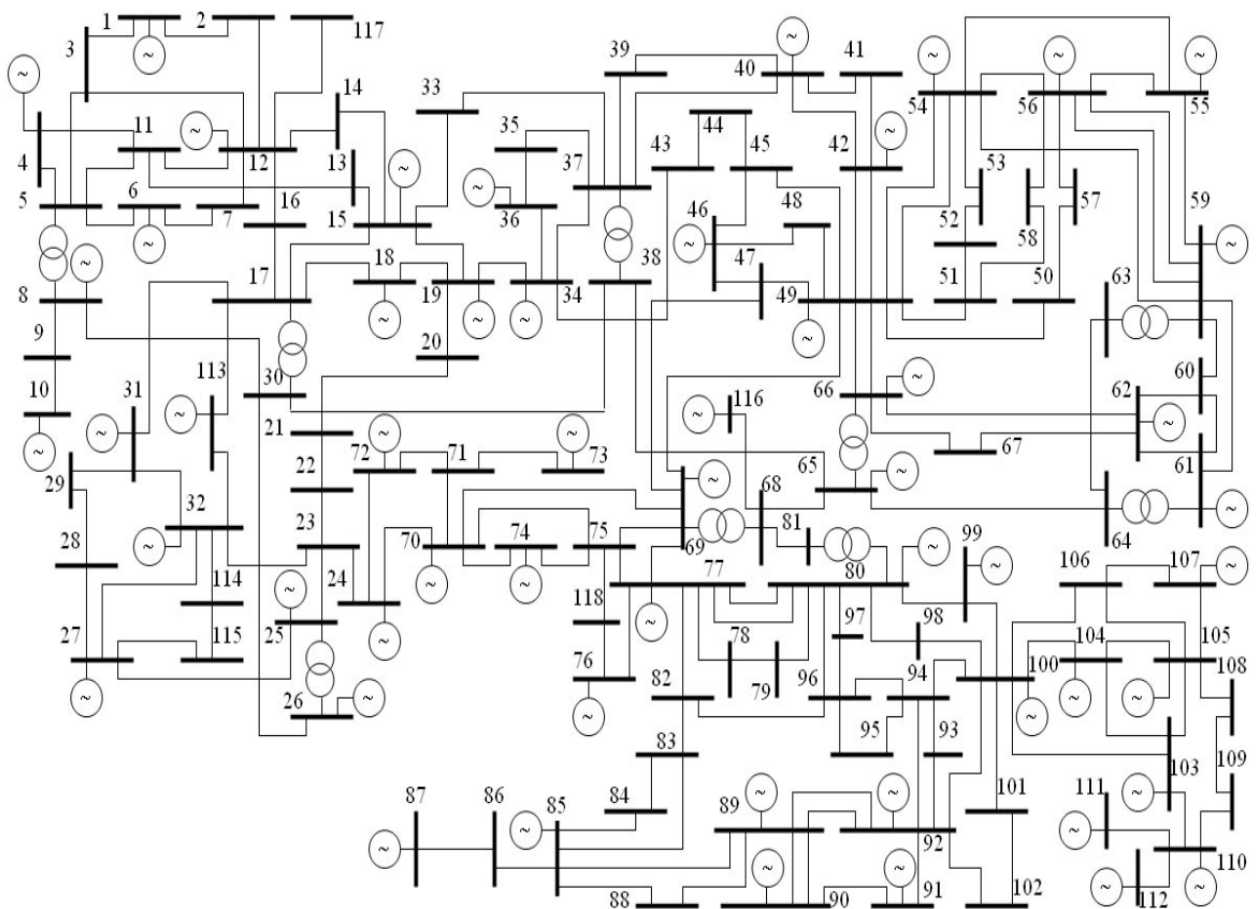


Рисунок Е.1 – 118-ти узловая тестовая схема ЭЭС

Исходные данные, характеризующие параметры ветвей (активные и реактивные сопротивления) схемы ЭЭС представлены в Таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Значения активных и реактивных сопротивлений ветвей тестовой 118-ти узловой схемы ЭЭС

№ ветви	№ узла начала	№ узла конца	R, Ом	X, Ом	№ ветви	Узел начала	Узел конца	R, Ом	X, Ом
1	1	2	5,77	19,03	94	63	64	2,05	23,81
2	1	3	2,46	8,07	95	64	61	0,00	30,95
3	4	5	0,34	1,52	96	38	65	10,72	117,36
4	3	5	4,59	20,57	97	64	65	3,20	35,95
5	5	6	2,27	20,57	98	49	66	3,43	17,50
6	6	7	0,87	3,96	99	49	66	3,43	17,50
7	8	9	2,90	36,30	100	62	66	9,18	41,52
8	8	5	0,00	30,83	101	62	67	4,91	22,28
9	9	10	3,07	38,33	102	65	66	0,00	38,50
10	4	11	3,98	13,10	103	66	67	4,27	19,33
11	5	11	3,87	12,99	104	65	68	1,64	19,04
12	11	12	1,13	3,73	105	47	69	16,07	52,90
13	2	12	3,56	11,73	106	49	69	18,76	61,70
14	3	12	9,22	30,47	107	68	69	0,00	38,50
15	7	12	1,64	6,48	108	69	70	5,71	24,19
16	11	13	4,24	13,92	109	24	70	0,42	78,37
17	12	14	4,09	13,46	110	70	71	1,68	6,76
18	13	15	14,17	46,54	111	24	72	9,29	37,33
19	14	15	11,33	37,14	112	71	72	8,49	34,28
20	12	16	4,04	15,88	113	71	73	1,65	8,65
21	15	17	2,51	8,32	114	70	74	7,64	25,20
22	16	17	8,65	34,30	115	70	75	8,15	26,85
23	17	18	2,34	9,62	116	69	75	7,71	23,23
24	18	19	2,13	9,39	117	74	75	2,34	7,73
25	19	20	4,80	22,28	118	76	77	8,46	28,19
26	15	19	2,29	7,50	119	69	77	5,88	19,23
27	20	21	3,49	16,17	120	75	77	11,45	38,07
28	21	22	3,98	18,47	121	77	78	0,72	2,36
29	22	23	6,51	30,28	122	78	79	1,04	4,65
30	23	24	2,57	9,37	123	77	80	3,24	9,24
31	23	25	2,97	15,24	124	77	80	5,60	20,00
32	26	25	0,00	41,90	125	79	80	2,97	13,41
33	25	27	6,06	31,04	126	68	81	2,08	24,04
34	27	28	3,64	16,28	127	81	80	0,00	38,50
35	28	29	4,51	17,96	128	77	82	5,68	16,24
36	30	17	0,00	42,56	129	82	83	2,13	6,98
37	8	30	5,13	59,99	130	83	84	11,90	25,14
38	26	30	9,51	102,36	131	83	85	8,19	28,19
39	17	31	9,03	29,77	132	84	85	5,75	12,21
40	29	31	2,06	6,30	133	85	86	6,67	23,42
41	23	32	6,04	21,96	134	86	87	5,39	39,50
42	31	32	5,68	18,76	135	85	88	3,81	19,42
43	27	32	4,36	14,38	136	85	89	4,55	32,95
44	15	33	7,24	23,69	137	88	89	2,65	13,56

Продолжение таблицы Е.1

45	19	34	14,32	47,04	138	89	90	9,86	35,80
46	35	36	0,43	1,94	139	89	90	4,53	18,99
47	35	37	2,09	9,46	140	90	91	4,84	15,92
48	33	37	7,90	27,04	141	89	92	1,89	9,62
49	34	36	1,66	5,10	142	89	92	7,48	30,11
50	34	37	0,49	1,79	143	91	92	7,37	24,22
51	38	37	0,00	39,02	144	92	93	4,91	16,15
52	37	39	6,11	20,19	145	92	94	9,16	30,09
53	37	40	11,29	31,99	146	93	94	4,25	13,94
54	30	38	5,52	64,27	147	94	95	2,51	8,27
55	39	40	3,50	11,52	148	80	96	6,78	34,66
56	40	41	2,76	9,27	149	82	96	3,09	10,09
57	40	42	10,57	34,85	150	94	96	5,12	16,55
58	41	42	7,81	25,71	151	80	97	3,49	17,79
59	43	44	11,58	46,73	152	80	98	4,53	20,57
60	34	43	7,87	32,01	153	80	99	8,65	39,23
61	44	45	4,27	17,16	154	92	100	12,34	56,18
62	45	46	7,62	25,82	155	94	100	3,39	11,05
63	46	47	7,24	24,19	156	95	96	3,26	10,42
64	46	48	11,45	35,99	157	96	97	3,29	16,85
65	47	49	3,64	11,90	158	98	100	7,56	34,09
66	42	49	13,62	61,51	159	99	100	3,43	15,48
67	42	49	13,62	61,51	160	100	101	5,28	24,03
68	45	49	13,03	35,42	161	92	102	2,34	10,65
69	48	49	3,41	9,62	162	101	102	4,68	21,33
70	49	50	5,08	14,32	163	100	103	3,05	10,00
71	49	51	9,26	26,09	164	100	104	8,59	38,85
72	51	52	3,87	11,20	165	103	104	8,87	30,17
73	52	53	7,71	31,14	166	103	105	10,19	30,95
74	53	54	5,01	23,23	167	100	106	11,52	43,61
75	49	54	13,90	55,04	168	104	105	1,89	7,20
76	49	54	16,55	55,42	169	105	106	2,67	10,42
77	54	55	3,22	13,46	170	105	107	10,09	34,85
78	54	56	0,52	1,82	171	105	108	4,97	13,39
79	55	56	0,93	2,88	172	106	107	10,09	34,85
80	56	57	6,53	18,40	173	108	109	2,00	5,48
81	50	57	9,03	25,52	174	103	110	7,44	34,53
82	56	58	6,53	18,40	175	109	110	5,29	14,51
83	51	58	4,86	13,69	176	110	111	4,19	14,38
84	54	59	9,58	43,67	177	110	112	4,70	12,19
85	56	59	15,71	47,80	178	17	113	1,74	5,73
86	56	59	15,29	45,52	179	32	113	11,71	38,66
87	55	59	9,03	41,10	180	32	114	2,57	11,65
88	59	60	6,04	27,61	181	27	115	3,12	14,11
89	59	61	6,25	28,57	182	114	115	0,44	1,98
90	60	61	0,50	2,57	183	68	116	0,40	4,82
91	60	62	2,34	10,68	184	12	117	6,27	26,66

Продолжение таблицы Е.1

92	61	62	1,57	7,16	185	75	118	2,76	9,16
93	63	59	0,00	42,34	186	76	118	3,12	10,36

Исходные данные, характеризующие параметры узлов (потребляемые и генерируемые активные и реактивные мощности) схемы ЭЭС представлены в Таблице Е.2.

Таблица Е.2 – Значения потребляемых и генерируемых активных и реактивных мощностей тестовой 118-ти узловой схемы ЭЭС

№ узла	Потребляемая активная мощность, МВт	Потребляемая реактивная мощность, Мвар	Генерируемая активная мощность, МВт	Генерируемая реактивная мощность, Мвар	№ узла	Потребляемая активная мощность, МВт	Потребляемая реактивная мощность, Мвар	Генерируемая активная мощность, МВт	Генерируемая реактивная мощность, Мвар
1	11,25	12,15	0	0	60	36	18	0	0
2	4,5	4,05	0	0	61	0	0	80	140
3	17,55	4,5	0	0	62	34,65	6,3	0	0
4	17,55	5,4	0	0	63	0	0	0	20
5	0	0	0	0	64	0	0	0	20
6	23,4	9,9	0	0	65	0	0	195	150
7	8,55	0,9	0	0	66	17,55	8,1	195	150
8	12,6	0	0	0	67	12,6	3,15	0	-200
9	0	0	0	50	68	0	0	0	0
10	0	0	0	10	69	0	0	257,5	200
11	31,5	10,35	0	0	70	29,7	9	0	0
12	21,15	4,5	42,5	100	71	0	0	10	-50
13	15,3	7,2	0	0	72	0	0	0	0
14	6,3	0,45	0	0	73	0	0	0	0
15	40,5	13,5	0	20	74	30,6	12,15	0	0
16	11,25	4,5	0	0	75	21,15	4,95	0	0
17	4,95	1,35	0	0	76	30,6	16,2	0	0
18	27	15,3	0	0	77	27,45	12,6	0	0
19	20,25	11,25	0	0	78	31,95	11,7	0	0
20	8,1	1,35	0	0	79	17,55	14,4	0	0
21	6,3	3,6	0	0	80	58,5	11,7	0	0
22	4,5	2,25	0	0	81	0	0	200	200
23	3,15	1,35	0	0	82	24,3	12,15	0	0
24	5,85	-6,75	110	150	83	9	4,5	0	0
25	0	0	0	0	84	4,95	3,15	0	0
26	0	0	50	20	85	10,8	6,75	0	0
27	31,95	5,85	0	0	86	9,45	4,5	0	0
28	7,65	3,15	0	0	87	0	0	2,5	11

Продолжение таблицы Е2

29	10,8	1,8	0	0	88	21,6	4,5	0	0
30	0	0	0	0	89	0	0	300	-14
31	19,35	12,15	0	0	90	73,35	18,9	0	0
32	26,55	10,35	0	0	91	4,5	0	0	0
33	10,35	4,05	0	0	92	29,25	4,5	0	0
34	26,55	11,7	0	0	93	5,4	3,15	0	0
35	14,85	4,05	0	0	94	13,5	7,2	0	0
36	13,95	7,65	0	0	95	18,9	13,95	0	0
37	0	0	0	0	96	17,1	6,75	0	0
38	0	0	0	0	97	6,75	4,05	0	0
39	12,15	4,95	0	0	98	15,3	3,6	0	0
40	29,7	10,35	0	0	99	0	0	100	200
41	16,65	4,5	0	0	100	16,65	8,1	0	0
42	43,2	10,35	0	0	101	9,9	6,75	0	0
43	8,1	3,15	0	0	102	0	0	15	10
44	7,2	3,6	0	5	103	10,35	7,2	0	0
45	23,85	9,9	0	0	104	17,1	11,25	0	0
46	12,6	4,5	10	-20	105	13,95	11,7	0	0
47	15,3	4,5	0	-20	106	19,35	7,2	0	0
48	9	4,95	0	0	107	54	54	0	0
49	39,15	13,5	50	60	108	9	13,5	0	0
50	7,65	1,8	0	0	109	3,6	9	0	0
51	7,65	3,6	0	0	110	17,55	13,5	0	0
52	8,1	2,25	0	0	111	0	0	0	150
53	10,35	4,95	0	0	112	30,6	5,85	0	0
54	50,85	14,4	5	10	113	0	0	150	50
55	28,35	9,9	0	0	114	3,6	1,35	0	0
56	37,8	8,1	0	0	115	9,9	3,15	0	0
57	5,4	1,35	0	0	116	0	0	0	0
58	5,4	1,35	0	0	117	9	3,6	0	0
59	124,65	6,75	0	0	118	14,85	6,75	0	0

При расчете установившихся режимов в качестве базисного узла был выбран узел номер 5, в котором были заданы значения модуля и фазового угла напряжения равные 110 кВ и 0 градусов соответственно.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ё. Исходные данные для определения матриц чувствительности (дифференциальных моделей) установившихся режимов электроэнергетических систем 24-ти узловой тестовой схемы

Для демонстрации результатов применения матриц чувствительности первого и второго порядков установившихся режимов ЭЭС при оценке режимной надёжности была рассмотрена 24-х узловая тестовая схема ЭЭС (Рисунок Ё.1).

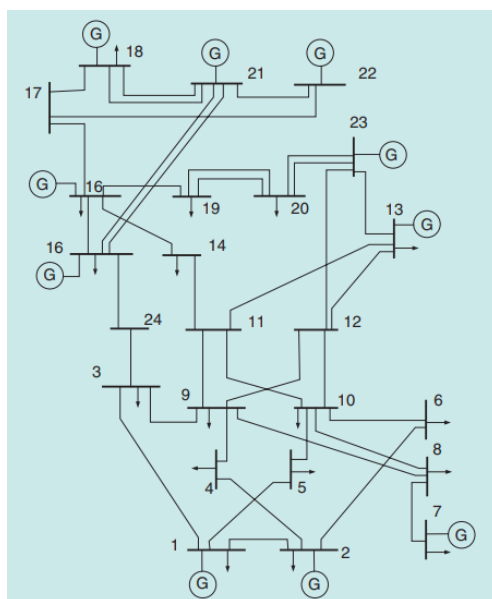


Рисунок Ё.1 – 24-х узловая тестовая схема ЭЭС

Исходные данные, характеризующие параметры ветвей (активные и реактивные сопротивления) схемы ЭЭС представлены в Таблице Ё.1.

Таблица Ё.1 – Значения активных и реактивных сопротивлений ветвей тестовой 118-ти узловой схемы ЭЭС

№ ветви	№ узла начала	№ узла конца	R, Ом	X, Ом
1	1	2	0,49	2,64
2	1	3	10,39	40,22
3	1	5	4,15	16,09
4	2	4	6,24	24,12
5	2	6	9,46	36,56
6	3	9	5,86	22,66
7	3	24	0,43	15,97
8	4	9	5,10	19,74

Продолжение таблицы Ё.1

9	5	10	4,34	16,81
10	6	10	2,64	11,52
11	7	8	3,02	11,69
12	8	9	8,13	31,44
13	8	10	8,13	31,44
14	9	11	0,43	15,97
15	9	12	0,43	15,97
16	10	11	0,43	15,97
17	10	12	0,43	15,97
18	11	13	3,22	25,18
19	11	14	2,85	22,11
20	12	13	3,22	25,18
21	12	23	6,55	51,10
22	13	23	5,87	45,75
23	14	16	2,64	20,57
24	15	16	1,16	9,15
25	15	21	3,33	25,92
26	15	21	3,33	25,92
27	15	24	3,54	27,45
28	16	17	1,74	13,70
29	16	19	1,58	12,21
30	17	18	0,95	7,61
31	17	22	7,14	55,70
32	18	21	1,74	13,70
33	18	21	1,74	13,70
34	19	20	2,69	20,94
35	19	20	2,69	20,94
36	20	23	1,48	11,42
37	20	23	1,48	11,42
38	21	22	4,60	35,86

Исходные данные, характеризующие параметры узлов (потребляемые и генерируемые активные и реактивные мощности) схемы ЭЭС представлены в Таблице Ё.2.

Таблица Ё.2 – Значения потребляемых и генерируемых активных и реактивных мощностей тестовой 24-х узловой схемы ЭЭС.

Номер узла	Потребляемая активная мощность, МВт	Потребляемая реактивная мощность, Мвар	Генерируемая активная мощность, МВт	Генерируемая реактивная мощность, Мвар
1	43,2	6,6	51,6	20
2	38,8	6	51,6	20
3	72	11,1	0	0
4	29,6	4,5	0	0
5	28,4	4,2	0	0
6	84,4	8,4	0	0
7	50	7,5	72	18,84
8	68,4	10,5	0	0
9	70	10,8	0	0
10	78	12	0	0
11	0	0	316,53	122,78
12	0	0	0	0
13	106	16,2	56,31	35,36
14	77,6	11,7	0	-10,65
15	126,8	19,2	64,5	-3,64
16	40	6	46,5	13,31
17	0	0	0	0
18	133,2	20,4	120	41,61
19	72,4	11,1	0	0
20	51,2	7,8	0	0
21	0	0	120	32,07
22	0	0	90	-8,86
23	0	0	198	39,33
24	0	0	0	20

В качестве базисного узла был выбран узел номер 11, в котором были заданы значения модуля и фазового угла напряжения равные 110 кВ и 0 градусов соответственно.