

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»

Уральский энергетический институт

Кафедра автоматизированных электрических систем

На правах рукописи



Губин Павел Юрьевич

**ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ
ГЕНЕРИРУЮЩЕГО И СЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ
С УЧЁТОМ ИХ БАЛАНСОВОЙ НАДЁЖНОСТИ**

2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор В.П. Обоскалов

Екатеринбург, 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ОБЗОР МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ.....	13
1.1 Общая постановка и особенности задачи планирования ремонтов	13
1.2 Подходы к решению задачи планирования ремонтов	15
Выводы по главе.....	31
ГЛАВА 2. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ В СИСТЕМЕ БЕЗ УЧЁТА СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ	35
2.1 Расчет показателей балансовой надёжности при планировании ремонтов	35
2.2 Методы поиска оптимального плана ремонтов генераторов	42
2.2.1 Постановка задачи и схема поиска оптимального решения	43
2.2.2 Метод направленного поиска.....	46
2.2.3 Реализованные алгоритмы.....	50
2.2.4 Метод чемпионата	53
2.3 Теоретические критерии оптимальности графиков ремонтов	59
2.4 Вычислительный эксперимент	68
2.4.1 Тестовая модель.....	68
2.4.2 Применение метода чемпионата для планирования ремонтов.....	70
2.4.3 Сопоставление эффективности применения методов планирования ...	77
2.4.4 Проверка теоретических критериев оптимальности планов ремонтов	79
2.4.5 Проверка устойчивости решения.....	84
Выводы по главе.....	87
ГЛАВА 3. ОЦЕНКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОЖИДАНИЯ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО МЕТОДУ МОНТЕ-КАРЛО.....	90
3.1 Общая схема метода Монте-Карло	90
3.2 Распределение дефицита мощности, как задача нелинейного программирования	98
3.2.1 Метод расчета потоков через коэффициенты потокораспределения .	102

3.2.2	Задача Р. Оптимизация режима сети по активной мощности	109
3.3	Аппроксимация графика недоотпуска электроэнергии по интервалам постоянства состава оборудования	115
3.4	Вычислительный эксперимент	122
3.4.1	Тестовая модели и принятые допущения.....	122
3.4.2	Оценка точности методики распределения дефицита мощности	127
3.4.3	Оценка эффективности эквивалентирования недоотпуска.....	139
	Выводы по главе.....	150
ГЛАВА 4. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ С УЧЁТОМ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ.....		151
4.1	Общая схема планирования ремонтов	151
4.1.1	Метод дифференциальной эволюции для планирования ремонтов ...	152
4.1.2	Оценка недоотпуска электроэнергии	154
4.2	Критерии выбора учитываемых состояний системы	158
4.3	Вычислительный эксперимент	164
4.3.1	Взаимосвязь целевой функции и ожидаемым недоотпуском электроэнергии, рассчитанным по методу Монте-Карло	169
4.3.2	Сравнение с результатами случайного планирования	170
4.3.3	Проверка устойчивости решения.....	173
4.3.4	Проверка теоретических критериев оптимальности графиков ремонтов с учётом сетевых ограничений.....	174
4.3.5	Программа планирования ремонтов в качестве советчика расчетчика и возможности корректировки плана	177
	Выводы по главе.....	183
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	184
	ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	188
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	190

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Одной из ключевых особенностей электроэнергетических систем (ЭЭС) является неразрывность процессов выработки, передачи и потребления электроэнергии, а также невозможность её накопления в объёмах достаточных для покрытия нагрузки в масштабах энергосистемы. Недостаточная генерация в ЭЭС приводит к экономическому ущербу от снижения частоты тока в сети, а по мере увеличения дефицита мощности – к развитию лавинообразных процессов, ограничению потребления и, наконец, в качестве крайней меры – к делению сети на подсистемы.

В связи с этим остается актуальной задача обеспечения балансовой надёжности (БН) ЭЭС – способности системы в каждый момент времени в полной мере обеспечить спрос потребителей на электроэнергию и мощность регламентированного качества.

Одной из задач БН является выбор величины и распределения резервов мощности между ЭЭС в составе территориальных объединений (ОЭС), а также единой энергосистемы России (ЕЭС). Одним из основных факторов, определяющим величину резерва мощности, является элемент случайности состава работающего генерирующего и сетевого оборудования, вносимый аварийными, внеплановыми и плановыми ремонтами оборудования ЭЭС. При решении этой задачи и расчёте показателей БН ЭЭС наименее формализованной расчётной процедурой является учёт плана капитальных, средних и текущих ремонтов, в силу существующей практики его разработки – графики технического обслуживания формируются в результате процесса согласования ремонтных заявок. При этом, хотя критерием при планировании и является максимально допустимая надёжность функционирования ЭЭС, поток этих заявок зависит как от общих, практикой установленных тенденций (сезонность ремонтной компании, эвристические методы учёта БН при планировании), так и от большого числа неопределённых

событий: изменений возможностей ремонтной базы, внеплановых и аварийных заявок на проведение ремонта и др.

Задача планирования ремонтов в силу своей значимости решается давно, но сегодня ей уделяется особое внимание. Подтверждением тому служит включение в ведомственный проект Министерства Энергетики РФ «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения» пунктов 2.3 и 2.4, посвящённых внедрению системы планирования ремонтов на основе предиктивной аналитики и совершенствованию системы формирования годовых графиков ремонтов на уровне ЕЭС. В документе отмечается, что планирование ремонтов по состоянию оборудования является одним из приоритетных направлений развития электроэнергетики. Однако это не исключает необходимость формирования и согласования графика ремонтов, но уже с учётом дополнительных критериев. На уровне РЭС, ОЭС и ЕЭС планирование ремонтов выполняется в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 86 в редакции от 21.03.2022 года о правилах вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации. Данный документ обозначает необходимость гибкости планирования, определяет его цели и принципы, но не указывает на то, как именно они должны реализовываться. Это приводит к тому, что сегодня формирование сводных графиков ремонтов на год и на месяц вперед выполняется преимущественно исходя из допустимости совмещения ремонтов и минимизации одномоментно выведенной из работы мощности генерации. В этих условиях подаваемые внеплановые и неотложные заявки на проведение ремонтов вносят неопределенность в процесс планирования.

Протяженные и слабые по пропускной способности связи, характерные для отечественной электроэнергетики, затрудняют проведение ремонтов сетевого оборудования как в зимний, когда нагрузка в системе близка к максимальным значениям, так и в летний период, когда пропускная способность сети снижается из-за высоких температур. В результате, при планировании ремонтов остается актуальной проблема учёта пропускной способности связей. Это существенно

усложняет алгоритмы оптимального планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС.

Ремонтная площадка для генерирующего оборудования должна быть достаточна для обеспечения оперативного резерва мощности. Замедление темпов роста нагрузки и её локальное снижение, ввод более эффективных парогазовых установок, развитие технологий производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников приводят к возможному появлению в энергосистемах резервов мощности в виде устаревших энергоблоков, которые могут простаивать круглый год из-за неэффективности их ежедневной эксплуатации, но и могут быть использованы в период плановых или неплановых ремонтов. Определение необходимости и объёма такого резерва является новой задачей, тесно связанной с задачами планирования ремонтов и выбора состава работающего оборудования ЭЭС. Учёт этих холодных резервов при планировании в условиях рынка усложняется необходимостью совместного решения задачи выбора состава оборудования, вопросами надёжности таких источников, а также тем, что такие объекты постепенно выводятся из эксплуатации. В итоге расчёт только на постоянно работающие агрегаты при планировании может приводить к недостаточности площадки ремонтов. Нельзя, наконец, исключать и взаимное влияние ремонтов генерирующего и сетевого оборудования, которое при неоптимальном планировании может привести к недопустимости следования найденному плану при отказах оборудования и изменении потребления в энергосистеме.

Разработка и последующее внедрение методов решения задачи планирования ремонтов генераторов и сетевых элементов с учётом неопределённости потребления и состава оборудования систем, а также сетевых ограничений позволит упорядочить процесс планирования и повысить БН энергосистем. Такая методика может стать составной частью программы-советчика, которая позволила бы объединить вычислительные возможности и опыт специалистов для повышения надёжности работы энергосистем, что является актуальной задачей.

Степень разработанности темы

На уровне РЭС, ОЭС и ЕЭС планирование ремонтов выполняется в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 86 в редакции от 21.03.2022 года о правилах вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации. Данный документ обозначает необходимость гибкости планирования, определяет его цели и принципы, но не указывает на то, как именно они должны реализовываться. В научных публикациях основное внимание уделяется планированию ремонтов по критериям минимума затрат на выработку электроэнергии и проведение ремонтов, максимума благосостояния участников рынка и минимуму простоя оборудования. В такого рода работах фактор балансовой надёжности либо не принимается во внимание, либо учитывается в виде нормативной величины резерва мощности. Проблеме планирования ремонтов по критерию максимума балансовой надёжности посвящено значительно меньшее количество работ. При этом для всех них характерной чертой является упрощённый подход к оценке контролируемого показателя балансовой надёжности, отказ от учёта сетевых ограничений.

Цель работы заключается в развитии методов планирования ремонтов оборудования энергосистем по критерию БН без учёта и с учётом сетевых ограничений. в развитии методов планирования ремонтов оборудования энергосистем по критерию БН без учёта и с учётом сетевых ограничений.

Для достижения цели требуется решить следующие **задачи**:

1. Выполнить анализ существующих математических методов и алгоритмов определения оптимального плана капитальных ремонтов оборудования ЭЭС.
2. Разработать алгоритм оценки показателей балансовой надёжности с учётом сетевых ограничений и плана ремонтов оборудования ЭЭС.
3. С целью снижения вычислительных затрат рассмотреть возможность аппроксимации функции дефицита мощности на расчётном интервале.

4. Сравнить эффективность математических методов и алгоритмов, которые могут быть использованы для формирования оптимального плана ремонтов оборудования ЭЭС.

5. Решить задачу оптимального распределения резерва мощности в пределах ремонтного интервала и определить теоретически оптимальную стратегию заполнения ремонтной площадки.

6. Разработать новый метод планирования ремонтов, позволяющий одновременно учесть сетевые ограничения, отказы оборудования и неопределённость нагрузки.

Научная новизна:

1. Предложены и протестированы модифицированные версии методов направленного поиска (МНП) и роя частиц (МРЧ). Показано, что модифицированные версии повышают качество оптимального плана ремонтов генерирующего оборудования ЭЭС.

2. Разработана методика оценки показателей БН концентрированной ЭЭС с учётом оптимальной стратегии планирования ремонтов генерирующего оборудования ЭЭС.

3. Реализован и протестирован метод чемпионата (МЧ), до этого не применявшийся для решения задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования в концентрированной ЭЭС. Показано какая из версий метода обеспечивает минимальную дисперсию и наилучшую сходимость к глобальному оптимуму задачи планирования, предложена модификация, повышающая вычислительную эффективность предлагаемого метода.

4. Реализованы и сопоставлены методы решения задачи планирования ремонтов: МНП, МРЧ, МЧ, метод дифференциальной эволюции (МДЭ). Показаны преимущества и недостатки каждого из подходов и определены условия, в которых каждый из них наиболее эффективен.

5. Показано, что предложенный и апробированный метод аппроксимации функции дефицита мощности позволяет на порядок снизить вычислительные

затраты при расчёте показателей БН ЭЭС методом Монте-Карло (ММК), в задаче планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС.

6. Предложена и апробирована расчётная процедура совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования с учётом сетевых ограничений и возможных отказов оборудования на базе алгоритма дифференциальной эволюции.

Теоретическая значимость работы состоит в развитии методов планирования ремонтов в системе с сильными связями, расширении сферы применения этих методов на ЭЭС со слабыми связями, получении теоретических условий оптимальности распределения ремонтов в пределах ремонтного периода.

Практическая значимость работы заключается в разработке новых и модификации существующих программных алгоритмов и расчётных процедур планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС, направленных на повышении БН, за счет снижения ожидаемой величины недоотпуска электроэнергии (ЭЭ) при оптимальном плане ремонтов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Реализация и развитие методов чемпионата, направленного поиска и роя частиц для решения задачи планирования ремонтов по критерию максимальной балансовой надёжности концентрированных ЭЭС.

2. Результаты сравнения оптимальных планов ремонтов, сформированным согласно критериям: минимума суммарных затрат на топливо; минимума интегральной вероятности дефицита мощности; минимума математического ожидания (МО) недоотпуска ЭЭ.

3. Метод аппроксимации функции дефицита мощности на интервалах постоянства состава оборудования при расчёте показателей БН по ММК и в задаче оптимизации плана ремонтов основного оборудования ЭЭС по критерию БН.

4. Методика совместного планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования системы по критерию БН с учётом сетевых ограничений.

Методология и методы исследования

При поиске оптимальных решений применялись эвристические и метаэвристические методы оптимизации. Для математического моделирования режимов энергосистем и их оптимизации применялся метод внутренней точки. Все методы и алгоритмы реализованы автором в среде Microsoft Visual Studio Community 2019 на языке программирования C#. Подготовленная программа стала инструментом проведения вычислительных экспериментов для проверки теоретических гипотез, а также эффективности предлагаемых методик. Для анализа данных экспериментов и построения графиков использовались библиотеки языка Python – seaborn и matplotlib.

Достоверность полученных в работе результатов обеспечена корректным применением математических методов оптимизации и проверкой результатов расчёта показателей БН с помощью ММК. Для проверки корректности оптимизации режима в предложенной форме было проведено сравнение с результатами оптимизации с помощью ПК DIgSILENT PowerFactory 2021. Расхождения в результатах незначительны.

Апробация диссертационной работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 4 конференциях:

1. 93-е заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики на тему "Надёжность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации".
2. IEEE 60th Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga, 2019, Riga, Latvia.
3. IEEE 61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2020, Riga, Latvia.
4. IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2021, Riga, Latvia.

Публикации

Основные результаты по теме диссертации изложены в 7 научных статьях, 5 из которых изданы в журналах, рекомендованных ВАК.

Личный вклад соискателя состоит в разработке программного комплекса для расчёта оптимального плана ремонтов различными методами и анализа балансовой надёжности ЭЭС с учётом ремонтного резерва мощности; проведении теоретических исследований и вычислительных экспериментов для проверки выдвигаемых гипотез об условиях оптимальности графика ремонтов по условию максимума балансовой надёжности, разработке и тестировании нового метода планирования ремонтов, позволяющего формировать график ремонтов и сетевого, и генерирующего оборудования с учётом сетевых ограничений; реализации и тестировании ряда метаэвристических подходов для решения задачи планирования ремонтов; разработке методики аппроксимации дефицита мощности.

Объем и структура диссертации

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы. Объём работы включает в себя 197 страниц печатного текста, 10 таблиц и 69 рисунков.

В *первой главе* представлен обзор существующих методов решения задачи планирования ремонтов, а также дана общая постановка планирования.

Во *второй главе* дана постановка задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования, описаны предложенные модификации методов направленного поиска и МРЧ, представлен и исследован метод чемпионата, как инструмент планирования ремонтов энергоблоков, сопоставлены реализованные методы и найдены теоретически оптимальные площадки ремонтов при выполнении планирования по критериям минимума затрат, минимума вероятности и величины дефицита мощности.

В *третьей главе* описана методика распределения дефицита мощности между узлами сети с помощью коэффициентов потокораспределения, выполнена верификация результатов её применения с распределением мощности, полученным

с помощью ПК DIgSILENT PowerFactory 2021, представлен метод аппроксимации дефицита мощности по интервалам постоянства состава оборудования и доказана его эффективность.

В *четвертой главе* описана и апробирована методика планирования ремонтов с учётом сетевых ограничений, отказов оборудования и неопределённости нагрузки системы.

Автор выражает **глубокую благодарность** заместителю главного диспетчера по оперативной работе Тюменского РДУ К.О. Петренко за консультации по действующей методике планирования ремонтов в АО «СО ЕЭС».

ГЛАВА 1. ОБЗОР МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕМОНТОВ

Реализация планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования зависит от той роли, которая отводится этой задаче в управлении системой тем, кто её решает. Так, поиск оптимального плана может выполняться независимо для поиска наилучших времен вывода элементов системы из работы, либо быть подзадачей при выборе состава оборудования, распределении резервов, оптимизации режима сети. В данной главе рассматриваются основные стратегии планирования ремонтов, а также математические методы решения данной задачи.

1.1 Общая постановка и особенности задачи планирования ремонтов

Прежде чем рассматриваться решение задачи поиска оптимального плана ремонтов, следует для понимания дать общую постановку задачи планирования.

Задача планирования ремонтов заключается в нахождении моментов времени $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, $x_j \in \mathbb{N}$ для n элементов системы, подлежащих ремонту на периоде времени T . Период T может быть равен году, месяцу или более короткому сроку в зависимости от целей расчета. Упомянутое множество основного оборудования ЭЭС включает в себя энергоблоки и сетевые элементы, к числу которых относятся линии электропередачи (ЛЭП) и трансформаторы. В силу того, что длительность планового ремонта сетевых элементов существенно меньше длительности ремонта энергоблоков, а также в силу большей функциональной значимости генерирующего оборудования задача планирования ремонтов основного оборудования может быть разделена на две подзадачи: задача планирования ремонтов генерирующего оборудования и задача планирования ремонтов сетевых элементов. Если требуется составить совместный график ремонтов, то выполняется итерационный расчет: сначала выбираются оптимальные моменты отключения генераторов, затем линий, после чего процедура повторяется до достижения критерия остановки расчета.

Критерием оптимизации может быть: какой-либо экономический критерий (максимум благосостояния участников рынка, минимум затрат на выработку электроэнергии и проведение ремонтов и др.), максимум надёжности электроснабжения (минимум вероятности дефицита мощности, минимум ожидаемого недоотпуска электроэнергии и др.); оптимальное использование трудовых ресурсов (минимальное время простоя оборудования, равномерная загрузка ремонтных бригад при условии выполнения плана, минимальное время перерывов электроснабжения и др.). Последняя группа критериев преимущественно применяется при планировании ремонтов оборудования в распределительных сетях, а также сетях промышленных предприятий, о чем будет сказано ниже.

Целевая функция определяется используемым критерием. Здесь следует отметить, что в зависимости от математического метода, применяемого для поиска лучшего плана, расчет значения целевой функции сам может представлять собой итерационный процесс. Это, в частности, характерно для метаэвристических подходов, о которых идет речь в главе 2.

Ограничения включают в себя эксплуатационные ограничения (например, число ремонтных бригад), сетевые ограничения (токовые загрузки, перетоки по сечениям, напряжения узлов сети и др.) и специальные ограничения, например, для минимального изменения существующего плана. Реализация и виды ограничений описаны в соответствующих разделах глав 2 – 4.

В качестве примера на рисунке 1.1 показан график ремонтов линии и генераторов на интервале 1 год, составленный по критерию минимума недоотпуска электроэнергии по методике, описанной в заключительной главе данной работы.

В данной работе все предложенные методы реализовывались для поиска графика ремонтов оптимального по критерию балансовой надёжности. Здесь же следует остановиться на особенностях математического обеспечения задачи планирования ремонтов. Отличительной особенностью задачи планирования ремонтов, как было показано выше, является дискретный характер варьируемых

переменных – моментов отключения элементов системы. Другой особенностью задачи является частично определяемая дискретностью переменных многоэкстремальность решаемой задачи. При этом простой перебор всех возможных векторов (моментов вывода оборудования в плановый ремонт) x реализовать затруднительно даже с учётом современного развития средств вычислений. Например, для построения оптимального годового графика ремонтов 20 генераторов каждый длительностью 8 недель с шагом 1 неделя потребовалось бы рассмотреть $44^{20} \approx 7,4 \times 10^{32}$ комбинаций. Очевидно, что даже для такой небольшой по масштабу задачи, число вариантов решений оказывается чрезмерно велико. Следует учитывать, что оценка каждого решения может потребовать реализации итерационного расчета, что увеличивает и без того колоссальные вычислительные затраты.

Указанные особенности предопределяют методы, используемые для решения задачи планирования ремонтов: эвристические подходы, основанные на приближенной расширенном локальном поиске наилучших решений (метод направленного поиска), методы целочисленного программирования, метаэвристические методики и методы динамического программирования. Обзор применения этих методов дан в следующем разделе.

1.2 Подходы к решению задачи планирования ремонтов

Можно выделить три основные стратегии планирования ремонтов:

1. Планирование ремонтов выполняется, как вспомогательная задача при распределении резервов мощности между подсистемами и составляющими резерва для каждого момента времени [1–11].
2. Краткосрочное планирование ремонтов выполняется совместно с выбором состава включенного генерирующего оборудования при краткосрочном планировании [12–15].

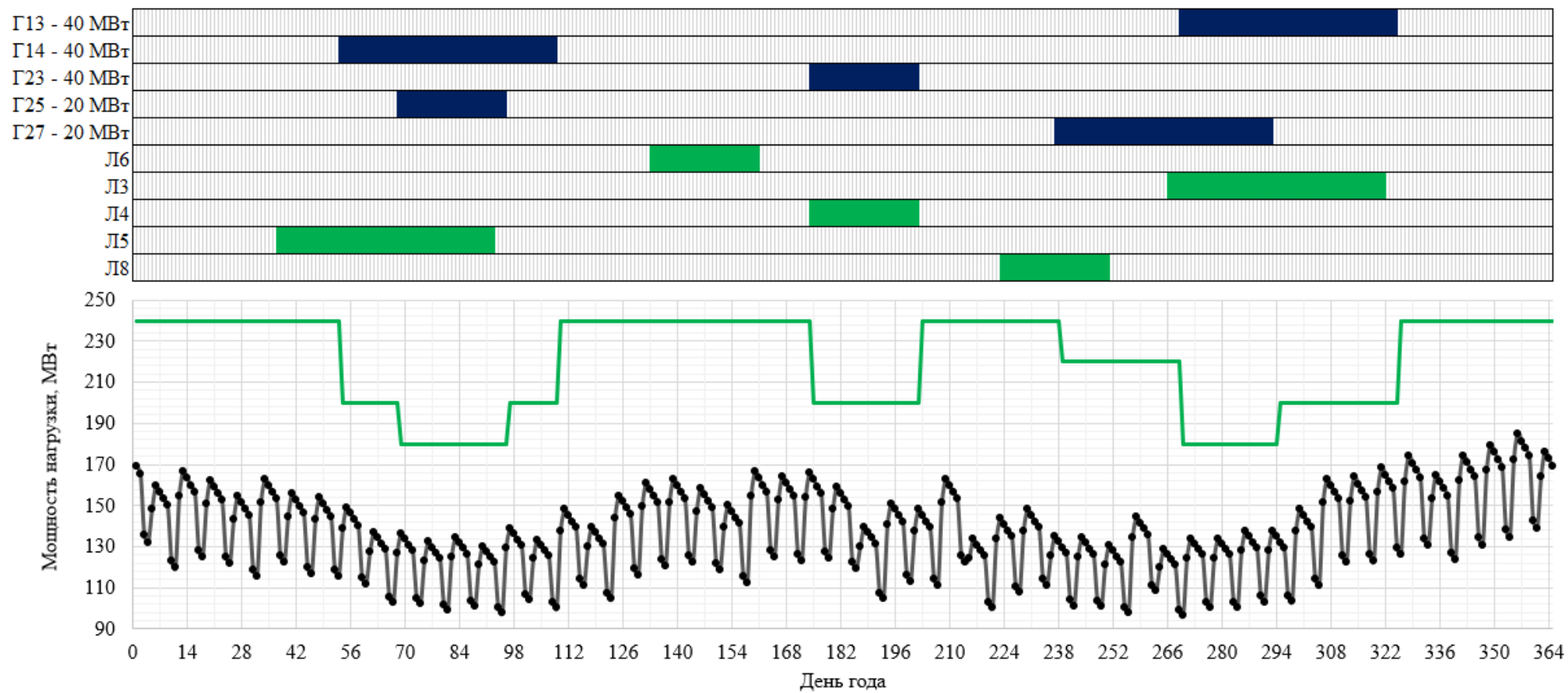


Рисунок 1.1. Демонстрационный план ремонтов пяти генераторов и пяти линий

3. Планирование ремонтов выполняется, как самостоятельная задача, но в качестве критерия рассматривается оптимальное распределение трудовых ресурсов, исключение недопустимых сочетаний ремонтов объектов сети и топологические критерии [37–51].

Рассмотрим исследования, посвященные планированию ремонтов, согласно каждой из перечисленных стратегий.

Согласно работам [1–5] планирование ремонтов генерирующего оборудования рассматривается, как вспомогательная задача при распределении ремонтной составляющей резерва между подсистемами единой сети. В работах [1, 6] вводится термин технический резерв мощности, под которым понимается разница между располагаемой мощностью единой энергосистемы и её нагрузкой в данный момент времени. Технический резерв подразделяется на ремонтный, предназначенный для компенсации снижения располагаемой мощности генерации, вызванного выводом генераторов системы в плановый ремонт, и оперативный, компенсирующий небаланс между генерацией и потреблением. Последний разделяется на аварийный и нагрузочный резервы необходимые для восстановления баланса соответственно при аварийных отказах энергоблоков и колебаниях нагрузки. Очевидно, что ремонтный резерв мощности фактически и является ремонтной площадкой генерирующего оборудования. Отсюда возникает задача оптимального распределения технического резерва мощности между подсистемами и дополнительно для каждой подсистемы между его оперативной и ремонтной составляющими, совмещенная с планированием ремонтов. Её решение в работе [3] предлагается выполнить в 4 этапа:

1. Подготовка данных для планирования ремонтов: сбор информации о генераторах и линиях, которые требуется вывести в ремонт, допустимых сроках проведения этих работ и их длительности.
2. Распределение по критерию балансовой надёжности полного резерва мощности системы между ОЭС в составе ЕЭС и составляющими (ремонтная и оперативная), с учётом ограничений на передаваемую мощность и заданных на этапе 1 интегральных объемов выполняемых

ремонт. При этом для распределения резервов на периоде T между интервалами t в ЕЭС, включающей N подсистем, используется следующая целевая функция:

$$\frac{1}{W} \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \pi_{nt} W_{nt} \rightarrow \max, \quad (1.1)$$

где $W = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T W_{nt}$ – прогнозируемое электропотребление в объединенной энергосистеме за период T , МВт $\times$ ч; W_{nt} – спрос на ЭЭ в подсистеме n за отрезок времени t , МВт $\times$ ч; π_{nt} – показатель БН в подсистеме n за отрезок времени t . В качестве показателя может быть использована вероятность дефицита мощности, МО недоотпуска ЭЭ или другая величина – авторы не указывают на конкретный параметр. По факту целевая функция (1.1) равна контролируемому показателю надёжности, средневзвешенному по интервальным величинам потребления W_{nt} .

Результатом решения оптимизационной задачи являются графики оперативного R_{nt}^o и ремонтного $\bar{R}_{nt}^p$ резервов для каждой подсистемы. В последующем планировании ремонтов используется теоретически оптимальная площадка ремонтного резерва $\{\bar{R}_{nt}^p\}$.

3. Для каждой подсистемы выполняется планирование ремонтов по методу направленного поиска [7–9]. Результатом планирования является реальная площадка ремонтов или ремонтного резерва $\{R_{nt}^p\}$. При этом целевая функция согласно, например, [3] равна сумме квадратов отклонений действительной площадки ремонтов $\{R_{nt}^p\}$ от теоретически оптимальной $\{\bar{R}_{nt}^p\}$:

$$\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta S_{nt}^2 \rightarrow \min, \quad (1.2)$$

где $\Delta S_{n,t}$ – отклонение действительной площадки ремонтов от теоретически оптимальной:

$$\Delta S_{n,t} = \begin{cases} R_{nt}^p - \bar{R}_{nt}^p, & R_{nt}^p > \bar{R}_{nt}^p \\ 0, & R_{nt}^p \leq \bar{R}_{nt}^p \end{cases} \quad (1.3)$$

4. Повторяется расчет по этапу 2, но распределение ремонтного резерва принимается известным и равным рассчитанной площадке ремонтов $\{R_{nt}^p\}$, полученной на этапе 3.

Описание метода направленного поиска дано в подразделе 2.2.2. В работе [1] для сокращения размерности задачи предлагается также совмещать ремонты генераторов разных подсистем и планировать для них совместное отключение. Например, вместо 3-х моментов отключения для 3-х генераторов, выбирается 1 момент одновременного вывода из работы этих энергоблоков. Также предложено для уменьшения размерности задачи увеличить шаг расчета до величины минимальной среди ремонтируемых объектов длительности ремонта.

Следует отметить, что хоть представленное решение задачи и применимо в теории, оно сопряжено с рядом допущений. В частности, согласно [1], как правило, не учитываются ремонты генераторов ГЭС, ограничения напряжений, токовые загрузки, эксплуатационные ограничения и др. Кроме того, представленная постановка не позволяет планировать ремонты сетевого оборудования: отключения линий не меняют оперативный резерв мощности системы и оказывают на ремонтный резерв только косвенное влияние. Отключения можно учесть только на втором этапе и только при заданных неизменных состояниях оборудования. Наконец при планировании ремонтов и распределении резервов показатель π_{nt} предлагается оценивать по предварительно определенной эквивалентной характеристике, связывающей его со значением нагрузки в ОЭС, оперативным резервом мощности и перетоками мощности по примыкающим к подсистеме связям. Такое решение обеспечивает быстрое действие при выполнении процедуры, но дает приближенную оценку показателей надёжности и не позволяет учесть

более сложные ограничения (токовые загрузки, напряжения, перетоки мощности по несмежным связям и др.).

Спецификой представленного подхода является его ориентация на централизованное планирование ремонтов в единой энергосистеме. Его применение затруднительно для планирования ремонтов в отдельно взятой ОЭС или изолированной ЭЭС, поскольку по мере уменьшения её размеров распределение резервов мощности внутри неё теряет смысл. При этом становится более актуальной задача планирования сетевого оборудования, которой в представленном подходе уделено меньшее внимание.

Планирование ремонтов оборудования и выбор состава включенных генераторов (ВСВГО) – это математически взаимосвязанные задачи. Их специфика проявляется в функциональной ориентации задач. Если план ремонтов может иметь временной интервал дискретности равный суткам или неделе и ремонт может быть сдвинут во времени на произвольный (определяемый диспетчером ЭЭС) период, то в задаче выбора состава включенных агрегатов этот интервал должен быть не более часа, поскольку, как правило, отключения генераторов в пределах суток выполняются из-за неравномерности суточного электропотребления и часто являются вынужденными. Из взаимосвязь проявляется в том, что для выбора состава генераторов в конкретный момент времени требуется знать план ремонтов оборудования, а при планировании ремонтов по экономическому критерию при оценке затрат на выработку электроэнергии требуется знать состояние оборудования на каждый момент времени. Совместное решение задач возможно, если для каждой текущей версии плана ремонтов при оценке затрат на проведение ремонтов и выработку электроэнергии с целью более точных расчетов решать задачу выбора состава включенного оборудования.

Несмотря на кажущуюся сложность комбинированного решения поставленной этой задачи, есть предложения по её решению на краткосрочном интервале. В частности, в работе [12] предложен метод координации процедур планирования ремонтов и краткосрочного планирования состава оборудования по

критерию максимума благосостояния участников рынка. Под краткосрочным здесь понимается 1 неделя. С помощью релаксации Лагранжа задача декомпозируется на три: планирование ремонтов генераторов, планирование ремонтов линий и краткосрочный выбор состава генерирующего оборудования. В исследовании [13] предлагается похожее решение, но для совместного планирования с шагом времени 1 час и с учётом возможных отказов элементов системы. Наконец работы [14, 15] представляют собой исследование в двух частях посвященное краткосрочному планированию отключений генераторов по состоянию исходя из динамических затрат на ремонты. Как и в предыдущих работах, для решения задачи применяется целочисленное программирование и декомпозиция Бендерса.

Таким образом, хотя задачу в рассматриваемой постановке решить можно, из-за размерности, значительных вычислительных затрат и роста неопределенности по мере удаления горизонта планирования её решение реализуется только для непродолжительных отрезков времени: от суток до недели. Также следует заметить, что вычислительные затраты хоть и являются препятствием, главной сложностью оказывается вопрос организации и перспективного внедрения процедуры планирования ремонтов с промежуточной оценкой включенного состава оборудования. Предположим, что методика планирования ремонтов на год вперед с промежуточным выбором состава оборудования разработана. Сегодня ремонты оборудования планируются субъектами диспетчеризации иерархически: в РДУ составляется график ремонтов своего оборудования и затем передается в ОДУ, которое в свою очередь накладывает на него свой график и передает его в ЦДУ. В то же время ВСВГО осуществляется во всей синхронной зоне еженедельно. В таком случае остается нерешенным вопрос, как, например, в РДУ могут планироваться ремонты с промежуточным решением задачи выбора состава оборудования, если в распоряжении этого субъекта нет ни модели синхронной зоны, ни данных для того, чтобы учесть изменения затрат объектов входящих в зону диспетчерских управления и ведения. Тем не менее, эта стратегия планирования ремонтов

представляется перспективной и для месячного, и для годового планирования, поскольку её потенциальное внедрение должно повлечь за собой экономический эффект для всех участников рынка и разрешить неопределенность, связанную с составом оборудования при формировании графиков ремонтов.

Поиск оптимального плана ремонтов, как самостоятельная задача, полностью соответствует обобщенной постановке, представленной в разделе 1.1. В частности, с учётом или без учёта сетевых ограничений требуется выбрать моменты вывода в ремонт элементов энергосистемы. Упомянутые выше методы покоординатной оптимизации и направленного поиска [7–9] могут быть использованы для решения этой задачи вне задачи распределения резервов мощности между ОЭС и составляющими. В разделе 2.2.2 дано описание помимо метода направленного поиска, а также предложенной для него модификации.

В работе [16] описан поиск оптимального плана ремонтов генераторов по критерию максимума прибыли генерирующей компании. Хотя в статье не предлагается конкретный математический метод, а дается только постановка задачи, по всей видимости предполагается, что она будет решаться с помощью метода направленного поиска, но со скорректированными условиями сортировки списка ремонтируемого оборудования и иной целевой функцией. Так, список оборудования, подлежащего ремонту, сортируется по убыванию параметра γ' :

$$\gamma'_n = G_n(1 - C_n), \quad (1.4)$$

где G_n – установленная мощность энергоблока n , МВт; C_n – показатель технического состояния энергоблока n – чем значение меньше, тем в худшем состоянии находится агрегат. Таким образом, чем больше мощность энергоблоками и чем в худшем он находится состоянии, тем раньше будет рассмотрена возможность его ремонта при последовательном анализе списка оборудования. Целевой функцией является оценка прибыли генерирующей компании, как разницы между годовым доходом и суммой штрафов за нарушение поставок в сеть электроэнергии и производственных затрат.

В исследовании [17] предложен метод планирования ремонтов по критерию минимума общих затрат: на ремонты, на выработку электроэнергии и на возмещение ущерба потребителям. Для поиска оптимального решения применяется метод частично целочисленного программирования с декомпозицией Бендерса. Перетоки активной мощности рассчитываются по разделенному методу Ньютона через индуктивные проводимости связей и углы напряжений в узлах. При этом не учитываются перетоки реактивной мощности и ограничения на напряжения узлов. Предложенная модификация требует не более 5 минут для планирования ремонтов в 4-узловой сети и не более 600 минут для сети 100 узлов. Схожая методика предлагается в работе [18], но для реализации многокритериальной оптимизации также применяется принцип Парето.

В работе [19] предложена методика планирования ремонтов с помощью метаэвристического метода дифференциальной эволюции без учёта сетевых ограничений. Критерием оптимизации является достижение минимального ожидаемого времени ограничения потребления, что фактически эквивалентно минимуму вероятности недоотпуска ЭЭ в период планирования. При этом для каждого возможного плана ремонтов этот показатель надёжности оценивается с помощью ММК с применением выборки по значимости для сокращения длительности расчетов. Представляется, что такое решение является достаточно грубым, поскольку, хоть авторы и деликатно умалчивают о длительности работы предлагаемого алгоритма, время расчетов должно быть велико. При этом существует множество методов аналитической оценки показателей балансовой надёжности, которые позволяют без применения ММК оценить недоотпуск электроэнергии и вероятность дефицита мощности. Эти решения можно применить в том числе и при учёте возобновляемых источников энергии, если моделировать их располагаемую мощность с помощью распределений дискретных случайных величин и выполнять процедуру свертки вероятностного ряда. Идентичное решение предлагается в статье [20]. Разница заключается в применении кроме

генетического алгоритма метода роя частиц и усложненных моделях состояний оборудования системы.

В работах [21–23] три независимых группы исследователей предлагают использовать метаэвристические методы для поиска оптимального плана ремонтов. В первом случае – это генетический алгоритм с критерием минимума вероятности возникновения дефицита мощности. Во втором – это его модифицированная версия, но применяемая совместно с комплексным критерием оптимизации: минимум МО недоотпуска электроэнергии и вероятности дефицита мощности, и максимум благосостояния участников рынка. В последней работе также применяется модифицированный генетический алгоритм, но используется чисто экономический критерий оптимизации – минимум затрат на проведение ремонтов, а также учитывается неопределенность, вносимая в выработку электроэнергии ветрогенерацией. Авторы статьи [24] обращаются к той же модификации генетического алгоритма для планирования ремонтов генераторов по критерию максимума надёжности при минимуме суммы квадратов резервов мощности по моментам времени.

Исследования [25–27] выполнены одним коллективом авторов и посвящены планированию ремонтов генерирующего и сетевого оборудования с помощью метода частично целочисленного линейного программирования. В работе [25] выполняется поиск плана ремонтов, которому соответствует максимум благосостояния участников рынка с учётом надёжности. Для этого используется критерий равенства относительных резервов мощности в пределах ремонтного интервала. Особое внимание уделяется процедуре согласования плана ремонтов между генерирующей компанией и системным оператором. Так, первая может потребовать изменить план в свою пользу и оператор должен заданное число раз попытаться скорректировать общий график для удовлетворения этой потребности. Эта координация учтена в алгоритме планирования. Статья [26] развивает это направление и описывает методику планирования ремонтов линий и генераторов с учётом отказов линий. Для многокритериальной оптимизации и сокращения

размерности задачи используется декомпозиция Бендерса. Наиболее интересной оказывается третья работа [27]. В ней предлагается комбинировать ММК и целочисленное программирование для учёта возможных отказов в задаче совместного планирования ремонтов и состава оборудования на месяц вперед. В частности: по ММК моделируются отказы линий и генераторов; для полученного сценария выполняется планирование ремонтов; вновь генерируется случайное состояние системы, а затем план корректируется. В итоге учёт случайных состояний оборудования в системе реализован на внешнем цикле, а на внутреннем выполняется только поиск оптимального плана.

Работы коллектива авторов [28–30] показывают, как можно применить для планирования ремонтов динамическое программирование. Критерием во всех случаях является минимум затрат с учётом стоимости ремонтов и потенциального ущерба. В статье [28] динамическое программирование реализовано для планирования ремонтов генераторов и линий в системе с сильными связями. Применен метод обратной индукции, ожидаемая стоимость действия оценивается с помощью уравнения Беллмана. С помощью Марковских цепей учитывается состояние оборудования. Работы [29, 30] практически идентичны и различаются только тестовым примером и добавлением в постановку неопределенной выработки ветрогенерации. В них развиты предложения первого исследования – учтены ограничения на перетоки мощности по связям – но планирование ремонтов уже выполняется одновременно для связанных между собой электрической и газовой сетей. Для решения оптимизационной задачи применяется целочисленное программирование и элементы теории игр.

В публикациях [31–33] применены методы пчелиной колонии и методы симуляции отжига для планирования ремонтов генераторов по критерию максимума балансовой надёжности. В качестве целевой функции используются минимум суммы квадратов резервов – используется взаимосвязь между ущербом от недоотпуска электроэнергии и равенством относительных резервов мощности. При этом не учитываются сетевые ограничения – планирование ведется для

системы с сильными связями. В работе, кроме этого, рассматривается экономическая целевая функция – минимум финансовых потерь от остановки генераторов, и в постановку включаются ограничения ГЭС и ВЭС.

В статье [34] предложена методика планирования ремонтов генераторов и линий с помощью совместного применения модифицированного генетического алгоритма и двойственного симплекс метода по критерию минимума затрат с учётом распределения резерва мощности. Для каждой версии плана на итерации генетического метода с помощью симплекс метода: решается задача выбора состава оборудования, определяются узловые цены, нагрузка распределяется между генераторами системы. Время расчета для тестовой модели 24 узла составило почти 95 часов.

В статье [35] предложен метод планирования ремонтов линий по критерию максимума пропускной способности сети с учётом суммарных затрат на выработку электроэнергии. Для оценки общей пропускной способности рассчитывается средняя загрузка линий в системе. Оценка целевой функции для одной недели выполняется дважды: для часов максимального потребления соответственно в рабочие и выходные дни.

Работа [36] посвящена планированию ремонтов распределенной генерации в сетях микрогрид по критерию минимума затрат. При этом состав этих затрат значительно шире, чем для объединенных энергосистем и учитывает, помимо расходов на выработку, простои оборудования, затраты на пуски и старение систем накопления ЭЭ. Для решения задачи используется робастный алгоритм оптимизации, позволяющий учесть крайние вероятные значения выработки возобновляемых источников и потребления в сети. Кроме того, в этом методе учитывается режим работы с внешней сетью: параллельная или изолированная работа. При этом во внимание не принимаются сетевые ограничения – только экономические и эксплуатационные.

Последняя рассматриваемая стратегия чаще всего применяется на практике и в особенности получила распространение в распределительных сетях и в сетях

промышленных предприятий. В последних двух случаях число элементов, для которых требуется периодическое техническое обслуживание крайне велико и бессистемный подход к планированию ремонтов привел бы к кризису управления и резкому снижению надёжности электроснабжения. При этом в современных условиях, в распоряжении как сетевых компаний, так и собственников предприятий оказывается ограниченный трудовой ресурс, который нужно оптимально распределить во времени для выполнения всех требуемых ремонтов. Фактически это приводит к тому, что было отмечено выше – первоочередными при формировании графика оказываются не критерий максимума надёжности или минимума затрат, а условие выполнения всех регламентированных ремонтов в установленные сроки с учётом возможностей ремонтной компании и длительности перерывов электроснабжения. Последний термин созвучен с показателем балансовой надёжности, но для распределительных сетей обретает иной смысл. Такие сети имеют преимущественно радиальную структуру и во многих случаях при ремонте нет возможности обеспечить электроснабжение потребителя по резервному маршруту, потому что такого маршрута нет. Кратковременный перерыв в электроснабжении становится неизбежен и при планировании, чтобы его минимизировать, требуется совместить во времени ремонты тех элементов схемы, отключение которых обуславливает этот перерыв. Таким образом, для снижения длительности перерывов электроснабжения не выполняется качественная оценка баланса электроэнергии и не рассматриваются сетевые ограничения. Версии этого решения с минимальными отличиями представлены в работах [37–43].

Также внимания заслуживают работы [44, 45], в которых предлагаются методы мониторинга состояния оборудования и подходы к расчету его остаточного ресурса. Данные разработки позволили разработать методику планирования ремонтного обслуживания оборудования, описанную в исследовании [46]. Этот подход к планированию отличается по своей сути от решений, рассмотренных выше, поскольку результатом его применения являются не моменты отключения ремонтируемых элементов системы, а оптимальный остаточный ресурс

оборудования. Критерием оптимальности служит минимум ожидаемых дисконтированных затрат на проведение аварийных и плановых ремонтов с учетом возможности замены оборудования. Сравнивая рассчитанный ресурс с фактическим или прогнозным значениями, собственник может решить следует ли планировать ремонтные работы в течение прогнозного периода или затраты на их проведение будут излишними. Также, исходя из предположения о линейном росте затрат на проведение ремонтных работ по мере старения оборудования, с помощью модели удастся определить момент его целесообразной замены. Таким образом, оптимальный остаточный ресурс оборудования может служить основой для системы принятия решений, предваряющей процедуру самого планирования, что заслуживает дополнительного внимания в дальнейшем. Перечисленные работы не выбора оптимальных времен отключений элементов систем и посвящены скорее тому, какое оборудование и в какой период должно попасть в график обслуживания, а не тому каким именно этот график должен быть.

Алгоритм составления графиков ремонтов в СО ЕЭС регламентируется Постановлением Правительства РФ [47]. В соответствии с п.7 постановления субъект оперативно-диспетчерского управления (подразделение СО ЕЭС) формирует следующие сводные годовые и месячные графики ремонтов:

1. График ремонта энергетического оборудования электростанций.
2. График ремонта линий электропередачи и электросетевого оборудования.
3. График технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики.
4. График технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления.

Сводные графики формируются на основании заявок, подаваемых собственниками оборудования. До 1 сентября года, предшествующего планируемому, объекты оперативно-диспетчерского управления должны подать заявки о включении их в сводный годовой график ремонтов. До 30 сентября подразделение СО ЕЭС должно утвердить этот график на следующий год.

Уже в течение этого года, для которого был составлен сводный годовой план, для каждого месяца формируются сводные месячные графики ремонтов. Для включения в них собственники оборудования должны пройти ту же процедуру, что и в первом случае, даже если их объекты были внесены в годовой план. Здесь важно понимать, что сводные месячные графики ремонтов формируются **с учётом** годового графика. Иными словами, включение в годовой график с указанием момента времени отключения не означает, что в планируемом году отключение произойдет именно в назначенное время. У объектов, входящих в годовой график ремонтов есть приоритет при составлении месячного графика – их отключения будут запланированы в первую очередь.

Для непосредственно вывода в ремонт объекта диспетчеризации требуется не менее чем за 4 дня подать диспетчерскую заявку на его отключение. Заявка будет согласована СО ЕЭС, если отключение объекта не приведет к следующим последствиям (п.33 постановления [47]):

1. Выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений.
2. Нарушение устойчивости режима работы ЭЭС.
3. Угроза жизни людей или повреждение ЛЭП и другого оборудования.
4. Возникновение недостатка электроэнергии в ЭЭС с учётом перетоков электрической энергии из внешних ОЭС.

Если хотя бы одно из условий нарушено, то субъект диспетчеризации может отказать в выполнении ремонта в данный момент с указанием срока действия этого ограничения. Для проверки условий технолог выполняет анализ режимов в предполагаемый период проведения ремонта с учётом возможных отключений другого оборудования системы и, если нарушения отсутствуют, согласует заявку.

Также для вывода объекта в ремонт вне сводных графиков могут подаваться (п. 26 постановления [47]) аварийные, неотложные и внеплановые диспетчерские заявки. Если первый тип просто принимается к сведению, то другие два в

зависимости от эксплуатационного состояния ремонтируемого объекта и причин подачи заявки могут быть согласованы вне графики, либо внесены в него.

Главными принципами выбора моментов ремонта являются:

1. Максимальное совмещение ремонтов функционально связанных элементов ЭЭС. Например, если в ремонт выводится линия, то при необходимости также ремонта установленных в её ячейках релейных защит, последний должен быть проведен одновременно с её ремонтом. Аналогично, если в ремонт выводится генератор, то его обслуживание следует совмещать с ремонтом тепловой части.
2. При рассмотрении заявок приоритет отдается заявкам на ремонт оборудования атомных электростанций.
3. Минимизация ремонтного снижения располагаемой мощности станций.
4. Исключение сценариев, при которых в системе возникают запертые мощности, то есть мощности генерации, которые не могут быть выданы в сеть из-за нарушения сетевых ограничений.

Весь процесс планирования ремонтов в СО ЭЭС сегодня выполняется вручную в соответствии с изложенными выше принципами, а также на основе желаемых сроков ремонтов оборудования, которые указываются его собственниками. При этом по имеющейся информации если график ремонтов генерирующего оборудования мало изменяется в течение года, то график ремонтов сетевого оборудования подвержен постоянным корректировкам из-за большого числа срочных и внеплановых заявок.

Важно заметить, что постановление [47] обеспечивает максимальную гибкость в принятии решений, но не формализует задачу планирования ремонтов математически. Все правила носят рекомендательный характер, а исследования [48–51], посвященные автоматизации задачи планирования ремонтов на уровне энергосистемы, сводятся именно к автоматизации процесса и выполнению принципа максимального совмещения ремонтов. При этом, как выше отмечалось,

не вводится оптимизационный критерий максимума надёжности или максимума функции благосостояния участников рынка.

Выводы по главе

Проведенный анализ методов решения задачи планирования ремонтов позволяет прийти к следующим заключениям:

1. Главной сложностью при планировании ремонтов является дискретность пространства решений и многоэкстремальность целевых функций оптимизации. При этом полный перебор возможных решений практически невыполним из-за быстрого роста вычислительных затрат по мере увеличения размерности задачи. Вычислительные затраты необходимые для поиска оптимального плана с учётом сетевых ограничений велики из-за особенностей этой задачи. Так согласно публикациям для сети 24 узла время планирования может составлять 100 часов и более.
2. Существует 4 стратегии планирования ремонтов: планирование ремонтов совместное с распределением резервов; планирование текущих ремонтов, совмещенное с выбором состава включенного оборудования; независимое планирование ремонтов по критерию максимума надёжности или экономической эффективности; независимое планирование ремонтов, по критерию максимально возможного удовлетворения заявок на ремонт. При этом план ремонтов должен учитывать необходимость совмещения во времени ремонтов функционально связанных элементов ЭЭС.
3. Планирование ремонтов совместно с распределением резервов мощности реализуемо только на уровне системы, в которой можно выделить концентрированные подсистемы – районы сети, в пределах которых на распределение электроэнергии не накладываются сетевые ограничения.
4. Постановка задачи с распределением резервов подразумевает ряд допущений связанных с исключением эксплуатационных ограничений, игнорированием зависимости узловых напряжений от рабочей мощности

генерации, перетоков мощности внутри подсистем, расчете показателей БН на основе заранее определенных функциональных зависимостей.

5. Планирование ремонтов на горизонте до недели совмещенное с решением задачи ВСВГО является перспективным в том числе и для формирования сводных месячных и годовых графиков, поскольку его результаты должны обеспечить осязаемый экономический эффект. Сдерживающими факторами становятся вычислительная сложность наряду со сложностью организации совмещения планирования текущих ремонтов и выбора состава в масштабах единой энергосистемы.
6. При независимом планировании есть два общепринятых сценария: график ремонтов задается для генерирующего оборудования в концентрированной системе без учёта сетевых ограничений, график ремонтов определяется с учётом сетевых ограничений и в него также включаются ЛЭП и трансформаторы. В первом случае больше внимания уделяется вероятностным характеристикам входных данных, а во втором вероятностные характеристики задаются упрощенно. Исключением становятся работы, в которых для поиска оптимального плана применяются робастные методы оптимизации с анализом крайних вероятных значений режимных параметров и состояний системы.
7. В большинстве работ, посвященных планированию ремонтов, фактор БН учитывается либо упрощенно, либо не учитывается вовсе.
8. Наибольшее распространение при разработке оптимального плана ремонтов основного оборудования ЭЭС получили методы целочисленного программирования и метаэвристические алгоритмы. Первые обеспечивают большее быстроедействие, но позволяют работать только с линейной постановкой задачи, что фактически исключает возможность учёта сложных режимных ограничений. Метаэвристические подходы в свою очередь не отличаются быстроедействием, но не

накладывают ограничений на вид целевой функции и набор рассматриваемых ограничений.

9. Наметившаяся тенденция к применению метаэвристических подходов при планировании ремонтов ограничивается отсутствием расчетных процедур, которым можно было бы отдать однозначное предпочтение. Требуется дополнительные исследования по оценке эффективности и модификация таких подходов при решении рассматриваемой задачи.
10. Ни в одном из проанализированных решений при планировании не учитываются ограничения на узловые напряжения. В подавляющем большинстве работ в упрощенном виде рассматриваются только ограничения на перетоки активной мощности по связям.
11. Планирование ремонтов в соответствии с действующим постановлением правительства о выводе объектов электроэнергетики в ремонт, которым руководствуется при составлении графиков СО, не формализует эту задачу математически, как и ни один из действующих российских стандартов. Положения этого документа устанавливают принципы планирования ремонтов, главными из которых являются максимальное совмещение ремонтов связанного между собой оборудования, минимизация снижения располагаемой мощности генерации и исключение возникновения запертых мощностей.
12. Необходимость внеплановых и срочных ремонтов оборудования создает необходимость постоянных корректировок сводных графиков ремонта. Годовые сводные графики ремонтов носят рекомендательный характер и должны только учитываться при составлении месячных планов. Постановление построено таким образом, чтобы планирование было максимально гибким, и расчетчик в зависимости от обстоятельств сам принимал решение о корректировке плана, но при этом математически формализованной процедуры для этого не существует.

13. Во всех работах, в которых планирование ремонтов предлагается выполнять по критерию балансовой надёжности, для этой задачи используются различные метаэвристические подходы. Причина заключается в том, что такую целевую функцию сложно линеаризовать. При этом в качестве целевой функции, как правило, используется критерий равенства относительных резервов мощности в пределах ремонтного интервала – не рассчитываются сами показатели БН.

Таким образом, на сегодняшний день нет утвержденной методики планирования ремонтов, которая учитывала бы значимые сетевые ограничения, и позволяла бы выбрать наилучший график ремонтов оборудования любых типов согласно критерию максимальной балансовой надёжности ЭЭС.

ГЛАВА 2. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ В СИСТЕМЕ БЕЗ УЧЁТА СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Постановки задачи планирования ремонтов для сети с сильными и слабыми связями различны. В первом случае можно не учитывать внутрисистемные ограничения на передачу мощности и выполнять независимое планирование только генерирующего оборудования. Именно этому подходу посвящена глава 2. Во втором случае планирование ремонтов сетевого и станционного оборудования осуществляется совместно, как это показано в главе 4.

2.1 Расчет показателей балансовой надёжности при планировании ремонтов

В разделе 1.1 было показано, что задача планирования ремонтов – это оптимизационная задача, которая имеет как самостоятельное, так и прикладное приложение. В частности, как расчетный блок она используется при определении показателей балансовой надёжности. В данной диссертационной работе основной акцент ставится на этом ее втором направлении. При поиске графика отключений оптимального по критерию БН в качестве целевой функции используется оценка некоторого показателя на рассматриваемом интервале функционирования ЭЭС. Существует большое количество показателей такого рода, различающихся прежде всего спецификой электрических сетей, надёжность которых по ним оценивается [1, 52, 53]. В то же время все они в подавляющем большинстве случаев оказываются интерпретацией двух величин:

1. p_t^F – вероятность возникновения дефицита мощности для момента времени t .
2. $M(D_t)$ – МО дефицита мощности (ДМ) в момент времени t .

Эти характеристики рассчитываются, как для отдельных узлов и потребителей, так и для систем в целом.

Как можно видеть, обе указанные величины характеризуют вероятностный характер процесса оптимизации. Если не рассматриваются сетевые ограничения,

неопределенность дефицита определяется двумя факторами: случайный характер потребления и случайный состав располагаемой генерации в узлах электрической сети. Для системы с сильными связями при отсутствии ограничений на передаваемую мощность ЭЭС рассматривается как единое целое, как единый узел, где сосредоточена и нагрузка и генерация. При этом БН оценивается для всей сети. В таком случае речь идет о неопределенности системного потребления и рабочей мощности генерации. Характеристики этих величин задаются непрерывными или дискретными вероятностными распределениями. Для нагрузки в данной работе используется общепринятое нормальное распределение [54, 55], моделирующее ошибку прогноза в оценке потребления узла или энергосистемы. Часто основным математическим аппаратом вероятностных преобразований является метод вероятностных рядов [1, 3, 52]. Здесь непрерывное нормальное распределение трансформируется в дискретный ряд, с последующей его сверткой [1, 3, 55]. В рассматриваемой диссертационной работе свертка нормально распределенной случайной величины реализуется по формуле (2.1), без ее предварительной дискретизации. Особенности выбора распределения вероятности для мощности генерации описаны ниже.

Далее в этом разделе вывод всех выражений основан на расчетах, рассуждениях и результатах, представленных в работе [55].

Если принять, что рабочая мощность генерации – это детерминированная величина G , то с учётом нормального распределения нагрузки можно рассчитать МО дефицита мощности в системе для момента времени t по выражению:

$$\begin{aligned}
 M(D_t) &= \int_G^{+\infty} (x - G_t) f_L(x, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) dx = \\
 &= \int_G^{+\infty} x f_L(x, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) dx - G_t \left(1 - F_L(G_t, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) \right) = \\
 &= \int_G^{+\infty} x dF_L(x, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) - G_t \left(1 - F_L(G_t, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) \right) =
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

$$= (m_{L,t} - G_t) \left(1 - F_L(G_t, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) \right) + \sigma_{L,t}^2 f_L(G_t, m_{L,t}, \sigma_{L,t}),$$
 где $f_L(x, m_{L,t}, \sigma_{L,t})$ и $F_L(G_t, m_{L,t}, \sigma_{L,t})$ – соответственно функции плотности вероятности и распределения вероятности нагрузки; G_t – рабочая (располагаемая минус планово-отключенная) мощность генерации системы в момент времени t , МВт; $m_{L,t}$ и $\sigma_{L,t}$ – МО и среднее квадратичное отклонение (СКО) мощности нагрузки в момент t , МВт.

Вероятность дефицита мощности в таком случае рассчитывается напрямую из дополнительной функции распределения нагрузки, как вероятность того, что нагрузка окажется меньше мощности генерации в момент времени t :

$$p_t^F = 1 - F_L(G_t, m_{L,t}, \sigma_{L,t}). \quad (2.2)$$

Формулы (2.1) и (2.2) описывают простейший случай, в котором не учитываются возможные отказы генераторов, что сложно считать допустимым на практике. Как следствие, представленные выше выражения получают развитие в зависимости от вида распределения, описывающего рабочую мощность генерации. Рассмотрим два подхода к решению этой задачи: моделирование состава рабочей генерации биномиальным распределением с учётом индивидуальных вероятностей отказа генераторов и аппроксимация распределения рабочей мощности нормальным распределением.

В первом случае выражение (2.1) дополняется вероятностью состава рабочей генерации в момент времени t :

$$M(D_t) = \sum_{n=1}^N \pi_n \left((m_{L,t} - G_{t,n}) \left(1 - F_L(G_{t,n}) \right) + \sigma_{L,t}^2 f_L(G_{t,n}) \right), \quad (2.3)$$

где π_n – вероятность состава рабочей генерации состава n из N возможных:

$$\pi_n = \prod_{m=1}^M \rho_m, \quad \text{где } \rho_m = \begin{cases} q_m & | s_m = 0 \\ p_m & | s_m = 1 \end{cases} \quad (2.4)$$

где p_m и q_m – соответственно вероятности работоспособного состояния ($s_m = 1$) и состояния отказа ($s_m = 0$) генератора m ; $G_{t,n}$ – рабочая мощность генераторов системы в состоянии n , МВт:

$$G_{t,n} = \sum_{m=1}^M s_m g_{m,t}, \quad (2.5)$$

где $g_{m,t}$ – рабочая мощность агрегата m в момент времени t .

Вероятность дефицита мощности в таком случае также рассчитывается с учётом вероятных состояний генераторов системы по формуле:

$$p_t^F = \sum_{n=1}^N \pi_n \left(1 - F_L(G_{t,n}, m_{L,t}, \sigma_{L,t}) \right). \quad (2.6)$$

Полученные выражения позволяют точно рассчитать искомые показатели БН при заданных типах распределений генерации и нагрузки. Результаты расчета по приведенной выше аналитической методике совпадают со значениями, полученными по методу статических испытаний с точностью, определяемой погрешностью метода Монте-Карло (ММК), о котором даны комментарии в разделе 3.1. Тем не менее, в приложении к реальным расчетным примерам становится очевиден недостаток такого подхода: число состояний $N = 2^m$. В тестовой системе, которая используется в данной главе для демонстрации результатов вычислительных экспериментов, работает 33 генератора. Расчет по выражению (2.3) потребовал бы дать оценку МО дефицита мощности по формуле (2.1) $N = 2^{33} = 8\,589\,934\,592$ раз. При решении задачи оптимизации, как это будет показано ниже для планирования ремонтов, число расчетов нужно умножить на число интервалов времени и на число рассматриваемых сценариев. Количество генераторов в реальной энергосистеме значительно превосходит парк агрегатов тестовой модели. Число расчетных состояний существенно снижается при представлении системы генерации в виде совокупности групп однотипных генераторов, для которых можно принять биномиальное распределение числа отключенных (или включенных) генераторов. Однако и здесь не исключается предварительная свертка вероятностных распределений генераторных групп. При этом в процессе свертки необходимо объединять состояния с одинаковой

отключенной мощностью и исключать состояния с приемлемой для исключения малой вероятностью.

Менее затратным с точки зрения вычислений может быть расчет характеристик через распределение небаланса мощности, когда мощность генерации с некоторым допущением моделируется нормальным распределением. В таком случае небаланс мощности системы, как разница между генерацией и нагрузкой, так же оказывается нормально распределённой величиной, параметры которой могут быть рассчитаны следующим образом:

$$m_{N,t} = m_{L,t} - m_{G,t} = m_{L,t} - \sum_{m=1}^M p_m g_{m,t}, \quad (2.7)$$

$$\sigma_{N,t}^2 = \sigma_{L,t}^2 + \sigma_{G,t}^2 = \sigma_{L,t}^2 + \sum_{m=1}^M q_m p_m g_{m,t}^2. \quad (2.8)$$

Здесь МО и дисперсия мощности генерации рассчитаны, как для суммы величин, описываемых распределением Бернулли: рабочая мощность генератора m равна $g_{m,t}$ с вероятностью p_m и равна нулю с вероятностью q_m . В таком случае МО дефицита мощности определяется аналогично случаю детерминированной генерации, но для распределения небаланса мощности, исходя из предположения, что при наличии дефицита в системе небаланс положителен:

$$M(D_t) = \int_0^{+\infty} (x - 0) f_N(x, m_{N,t}, \sigma_{N,t}) dx = \quad (2.9)$$

$$= m_{N,t} \left(1 - F_N(0, m_{N,t}, \sigma_{N,t}) \right) + \sigma_{N,t}^2 f_N(0, m_{N,t}, \sigma_{N,t}),$$

где $f_N(0, m_{N,t}, \sigma_{N,t})$ и $F_N(0, m_{N,t}, \sigma_{N,t})$ – соответственно функции плотности вероятности и распределения вероятности небаланса мощности.

Вероятность наличия в системе дефицита при расчете через небаланс:

$$p_t^F = 1 - F_N(0, m_{N,t}, \sigma_{N,t}). \quad (2.10)$$

На упомянутом выше примере тестовой системы, используя выражения (2.9) и (2.10), можно оценить каждый из рассматриваемых двух показателей за один расчет вместо 2^{33} . Тем не менее, аппроксимация небаланса мощности нормальным

распределением справедлива только в отдельных случаях, характеризующихся большим числом генераторов, близостью их мощностей. Причем, чем сильнее разница в рабочих мощностях агрегатов, тем больше должно быть их число для минимизации ошибки. В противном случае отказ от дискретности приводит к существенным погрешностям.

В работе [56] было предложено два дополнительных решения для оценки показателей БН, которые при допустимой ошибке позволяют значительно снизить вычислительные затраты.

Первый из них предполагает аппроксимацию полиномом четвертой степени зависимости от относительного резерва мощности разницы между МО дефицита мощности по методу статических испытаний и значением, полученным через небаланс мощности (2.9). Такая характеристика строится на основе предварительно выполненного моделирования по ММК для конкретной системы и, как показано в работе [56], обеспечивает высокое быстродействие при планировании ремонтов. В данном исследовании метод не используется. Идеологически такой подход имеет много общего с методами оценки показателей БН с помощью обобщающих характеристик, используемыми в работах [1, 3] при решении задачи распределения резервов мощности между ОЭС.

Второе решение основывается на модели (2.3), но теперь среди генераторов выделяется «особая группа», состояния которой моделируются по дискретному распределению, а рабочая мощность всех остальных агрегатов рассматривается как нормально распределенная. В данном подходе частичный небаланс мощности системы – без учёта особой группы – представляется для оставшихся генераторов потенциальной нагрузкой, которую нужно обеспечить. Это позволяет использовать выражение (2.3), но с заменой вероятностного распределения нагрузки на распределение небаланса мощности без учёта особой группы. В таком случае МО дефицита мощности рассчитывается, как:

$$M(D_t) = \sum_{s=1}^S \pi_s \left((m_{N,t}^* - G_{t,s}^S) (1 - F_N^*(G_{t,s}^S)) + (\sigma_{N,t}^*)^2 f_N^*(G_{t,s}^S) \right), \quad (2.11)$$

где π_s – вероятность состава особой группы генераторов s из S возможных; $F_N^*(G_{t,s}^S)$ и $f_N^*(G_{t,s}^S)$ – соответственно функции распределения и плотности вероятности для небаланса в системе без учёта генераторов, входящих в особую группу, параметры которых рассчитываются по выражениям:

$$m_{N,t}^* = m_{L,t} - m_{G,t}^* = m_{L,t} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \notin S}}^M p_m g_{m,t}, \quad (2.12)$$

$$(\sigma_{N,t}^*)^2 = \sigma_{L,t}^2 + (\sigma_{G,t}^*)^2 = \sigma_{L,t}^2 + \sum_{\substack{m=1 \\ m \notin S}}^M q_m p_m g_{m,t}^2; \quad (2.13)$$

$G_{t,s}^S$ – рабочая мощность генераторов особой группы в состоянии n , МВт:

$$G_{t,s}^S = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in S}}^M s_m g_{m,t}. \quad (2.14)$$

Вероятность дефицита мощности в таком случае также рассчитывается с учётом вероятных состояний генераторов только особой группы:

$$p_t^F = \sum_{s=1}^S \pi_s \left(1 - F_N^*(G_{t,s}^S) \right). \quad (2.15)$$

Это решение позволяет снизить вычислительные затраты за счет уменьшения числа сценариев, анализируемых для каждого момента времени. Теперь число таких сценариев задается самим пользователем при формировании особой группы генераторов. В неё должны войти те единицы оборудования, которые вносят наибольшую дискретность в реальное распределение генерации в системе – наиболее мощные и малочисленные агрегаты.

Представленный подход можно развить, если выделять не только особую группу, но и независимые распределения небаланса мощности для отдельных типов генерирующего оборудования в системе. Аппроксимация однотипных

генераторов нормальным распределением приведет к меньшей погрешности расчета, а рост вычислительных затрат при этом будет иметь линейный характер от числа распределений небалансов, а не показательный, как в случае (2.3).

Каждый из четырех методов может использоваться в качестве основы для целевой функции при планировании ремонтов. При этом решением задачи планирования становится графи ремонтов, которому соответствует:

1. Минимум недоотпуска ЭЭ за период времени T :

$$\varphi_D = \sum_{t=1}^T M(D_t) \rightarrow \min, \quad (2.16)$$

где $M(D_t)$ – оценка МО дефицита мощности в момент времени t , полученная по выражениям (2.1), (2.3), (2.9) или (2.11).

2. Максимум вероятности отсутствия дефицита мощности за период времени T :

$$\varphi_{p_F} = \prod_{t=1}^T (1 - p_t^F) \rightarrow \max, \quad (2.17)$$

где p_t^F – вероятность дефицита мощности в момент времени t , рассчитанная по выражениям (2.2), (2.6), (2.10) или (2.15).

В этой работе используется первая целевая функция – минимум МО дефицита мощности, а точнее две её вариации (2.1) и (2.11). В каждом случае о выборе той или другой будет сказано отдельно.

2.2 Методы поиска оптимального плана ремонтов генераторов

В данном подразделе дается постановка задачи планирования ремонтов в системе с сильными связями, разобраны алгоритмы метода направленного поиска и метода чемпионата, дано краткое описание других реализованных методов планирования.

2.2.1 Постановка задачи и схема поиска оптимального решения

Задача планирования ремонтов в концентрированной ЭЭС системе с сильными связями заключается в нахождении моментов времени $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, $x_j \in \mathbb{N}$ для n генераторов, подлежащих ремонту на интервале времени $T = 1$ год. В данной главе, если это не оговаривается отдельно, принят шаг времени $t = 1$ неделя – $x_j \in [0, 51 - \tau_j]$, где τ_j – продолжительность ремонта генератора j .

Критерием оптимизации является минимума или максимума выбранного показателя БН. Например, таким критерием может быть минимум МО суммарного недоотпуска электроэнергии на заданном интервале времени T . Подходы к аналитическому расчету некоторых показателей приведены в разделе 2.1.

Целевая функция включает две составляющие: оценку критериального параметра БН и штрафную составляющую, учитывающую ограничения, накладываемые на план ремонтов:

$$\Psi(\mathbf{x}) = \varphi(\mathbf{x}) + \chi(\mathbf{x}), \quad (2.18)$$

где $\varphi(\mathbf{x})$ – оценка контролируемого показателя БН, которая, например, с учётом выводов раздела 2.3 может быть представлена в виде дисперсии вероятности возникновения дефицита мощности за период T :

$$\varphi(\mathbf{x}) = D(p_{DNS}(\mathbf{x})) = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (p_{DNS_t}(\mathbf{x}) - M(p_{DNS}(\mathbf{x})))^2 \rightarrow \min, \quad (2.19)$$

где $p_{DNS_t} = \mathfrak{F}_{L_t}(G_{w,t}, m_t^L, \sigma_t^L)$ – вероятность дефицита мощности в неделю t ;

$M(p_{DNS}) = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T p_{DNS_t}$ – средняя вероятность дефицита мощности за период T ,

$P(\mathbf{x})$ – штрафная функция для учёта вводимых ограничений:

$$\chi(\mathbf{x}) = \sum_{c=1}^S k_c \pi_c(\mathbf{x}) \quad (2.20)$$

где k_c – коэффициент при составляющей штрафной функции c , $\pi_c(\mathbf{x})$ – штраф за нарушение ограничения c .

Ограничения при планировании ремонтов разнообразны. В том числе с помощью коэффициентов токораспределения возможно учесть пределы перетоков по межсистемным связям, как это показано в главе 4. Ниже представлены штрафные функции π_c для нескольких возможных видов ограничений:

1. Ограничение на период проведения ремонтов для энергоблока j :

$$\underline{\tau}_j \leq x_j \leq \bar{\tau}_j - \tau_j \quad (2.21)$$

где $\underline{x}_j$ и $\bar{x}_j$ – соответственно время, до которого нельзя начать ремонт энергоблока j , и срок, до которого этот ремонт должен быть завершен, τ_j – плановая продолжительность ремонтных работ.

Это ограничение во всех алгоритмах в этой главе учитывается косвенно на этапе реализации программного кода. В частности, на каждом шаге итерационного процесса контролируется нахождение момента вывода из работы генератора в допустимом диапазоне значений. При нарушении неравенства (2.21) x_j приравнивается к ближайшей границе. При необходимости учёта этого ограничения в явном виде штрафная функция примет вид:

$$\pi_1 = \sum_{j=1}^N (\max(\underline{\tau}_j - x_j; 0) + \max(x_j - (\bar{\tau}_j - \tau_j); 0))^2. \quad (2.22)$$

2. Конечное число ремонтных бригад:

$$\gamma_{j,s,t} \leq r_{s,t} \quad (2.23)$$

где $\gamma_{j,s,t}$ – дополнительная переменная, которая для генератора j типа s показывает находится ли он в ремонте в момент времени t : $\gamma_{j,s,t} = 1$ – если генератор выведен в ремонт, $\gamma_{j,s,t} = 0$ – если генератор в работе; $r_{s,t}$ – число ремонтных бригад доступное в момент времени t для ремонта генераторов типа s .

Данное ограничение учитывается собственниками оборудования и на уровне объединенной энергосистемы принимается во внимание только при вертикально-интегрированной организации электроэнергетики. Так, в частности, как

указывалось в главе 1, сейчас СО не рассматривает данное ограничение. Для учёта ограничения в виде штрафа можно использовать выражение:

$$\pi_2 = \left(\sum_{t=1}^T \max_{\forall s} \left(-r_s + \sum_{j=1}^N \gamma_{j,s,t} ; 0 \right) \right)^2. \quad (2.24)$$

3. Ограничение на минимальную рабочую мощность отдельного района g объединенной энергосистемы:

$$\sum_{j \in N_g} (1 - \gamma_{j,g,w}) G_{j,g} \geq G_{g,t}^{min} \quad (2.25)$$

где $G_{j,g}$ – установленная мощность энергоблока j энергорайона g , МВт; $N_g \leftarrow \{G_{j,g}\}$ – множество генераторов энергорайона g ; $G_{g,t}^{min}$ – минимально допустимая располагаемая мощность энергорайона g в момент времени t , МВт.

Фактически с помощью ограничения (2.25) можно упрощенно учесть предельно допустимые перетоки мощности между энергосистемами g . Для этого нужно выбрать в качестве $G_{g,t}^{min}$ такие мощности, чтобы при отключении одной или нескольких межсистемных связей района g , его генерация могла обеспечить внутреннее потребление с учётом перетоков по смежным сечениям. Во внимание также следовало бы принять вероятные отключения генераторов самой системе g .

Штрафная функция для учёта данного ограничения может быть следующей:

$$\pi_3 = \left(\sum_{g=1}^{N_R} \sum_{t=1}^T \max \left(G_{g,t}^{min} - \sum_{j=1}^{N_g} (1 - \gamma_{j,g,w}) G_{j,g} ; 0 \right) \right)^2, \quad (2.26)$$

где N_R – множество энергорайонов системы, для которых вводится ограничение.

4. Ограничение на минимальное отклонение момента вывода в ремонт от заданного $\bar{x}_j$:

$$\pi_5 = \sum_{j=1}^N (\bar{x}_j - x_j)^2, \quad (2.27)$$

где x_j – момент вывода в ремонт генератора j ; $\bar{x}_j$ – заданное заранее желаемое время начала ремонта генератора j . Вариант учёта ограничений такого рода взят из работы [57], в которой предложен вариант применения целочисленного программирования для краткосрочного планирования ремонтов.

Как было показано выше, при планировании ремонтов есть период времени, указываемый в ремонтной заявке, в который собственник оборудования хотел бы провести его обслуживание. Ограничение (2.27) позволяет при формировании начальной версии плана – годового графика ремонтов – учесть эти пожелания собственников. Чем ближе выбранный момент времени x_j будет к желаемому, тем меньшим будет штраф, накладываемый на результирующий план ремонтов. Таким образом, для времени отключения j -го блока, как бы задается центр тяжести, к которому оно будет стремиться при поиске решения.

Ограничение такого рода также может быть применено для корректировки существующего графика ремонтов. Например, в начале месяца происходит отказ линии, из-за отключения которой на время восстановительных работ не удастся вывести в ремонт генератор системы и сводный месячный график начинает сбиваться. В этих условиях можно провести повторное планирование ремонтов на горизонте в 1–2 месяца, задав ограничение (2.27) для ремонтов генераторов, которые требуется провести в этот период. В качестве $\bar{x}_j$ должны будут использоваться моменты вывода в ремонт, согласно нарушенному графику. В таком случае в результате расчета будет получен новый график ремонтов, близкий к начальному плану, но учитывающий изменение ситуации в целом. Таким образом, грамотное применение ограничения (2.27) позволяет минимизировать нарушения плана ремонтов, повысить предсказуемость и последовательность при формировании графиков отключений.

2.2.2 Метод направленного поиска

Основанный на принципах покоординатной оптимизации метод направленного поиска (МНП) представлен в [7–9], где он называется в том числе

алгоритмом покоординатной оптимизации, где показана его перспективность в задаче планирования ремонтов основного оборудования ЭЭС. Преимущество использования данного метода заключается в более высокой (по сравнению с классическим методом покоординатной оптимизации) вероятности сходимости к глобальному минимуму целевой функции. Позднее это же решение предлагалось в качестве основного для планирования ремонтов генераторов и системообразующих связей в фундаментальной работе по резервам мощности энергосистем [3].

Задача оптимального планирования ремонтов агрегатов тождественна оптимальному заполнению ремонтной площадки, которая, в свою очередь, определяется летним провалом нагрузки и имеет конфигурацию корзины с явно выраженным параболическим дном. Плановый ремонт агрегата представляется площадкой-прямоугольником с высотой, равной номинальной мощности, и шириной, равной длительности ремонта энергоагрегата. При этом оптимальное планирование сводится к наиболее плотной упаковке корзины с максимально равномерной верхней поверхностью. Классический метод покоординатной оптимизации по своей сущности заключается в улучшении предварительно произвольно сформированного плана (произвольная куча прямоугольников) путем выбора одного из прямоугольников и его движения по горизонтали до тех пор, пока он не попадет в одну из локальных «ям», достаточно большой ширины. Очевидно, что при таком подходе вскоре наступает ситуация (локальный минимум целевой функции), когда «ямы» еще есть, но все они не достаточны для размещения очередного прямоугольника. Проверенное практикой решение оптимального заполнения корзины – укладка прямоугольников «с нуля» по очереди – сначала более широкие и высокие (более значимые), заканчивая прямоугольниками наименьшей площади. Именно в этом заключается суть метода направленного поиска. Проверочными расчетами показано, что такой подход практически всегда обеспечивает лучшее по сравнению с классическим методом покоординатной оптимизации решение [58].

МНП может быть назван покоординатным только с некоторым допущением – здесь также осуществляется поочередное варьирование переменных. Однако его принципиальным отличием является специфика формирования начального плана и дифференциация агрегатов «по значимости», которая определяется в зависимости от номинальной мощности генератора, его безотказности, экономичности и длительности планируемого ремонта. Его отключение может вносить разный вклад в ЦФ на разных интервалах расчетного периода (работа наиболее мощного и наиболее надёжного агрегата при максимальных нагрузках и его отключение при минимальных нагрузках). Отсюда становится важен порядок генератора в перечне, по которому для него выбирается момент отключения.

По этой причине метод направленного поиска на первом шаге реализует сортировку списка генераторов в убывающем порядке по величине характеристического параметра γ :

$$\gamma_n = G_n \tau_n K_n^w, \quad (2.28)$$

где G_n – установленная мощность генератора n , МВт; τ_n – плановая длительность ремонта генератора n , дни; K_n^w – коэффициент готовности генератора n . По итогу сортировки списка в его начале оказываются наиболее мощные и надёжные генераторы с наибольшей продолжительностью плановых работ. Именно для таких генераторов моменты отключений выбираются первыми.

Представленный алгоритм условно может быть назван как МНП первого порядка (варьируется только одна переменная). Его модификацией является МНП более высоких порядков (одновременно варьируется несколько переменных). Данная модификация аргументируется тем, что, варьируя только одну первую переменную (наиболее значимый энергоагрегат) – последний непременно примет лучшее положение – в наиболее глубоком «провале нагрузки». При этом второй (не менее значимый) агрегат будет только либо слева, либо справа, но никак не сможет изменить положение первого агрегата. Однако, очевидно, что наилучшим положением двух равноценных генераторов в «ремонтной яме» является их симметричное расположение относительно центра «ямы». Отсюда желательно

варьирование сразу, например, двух (в общем случае m) переменных – моментов вывода агрегатов в ремонт МНП порядка m .

Рассмотрим этот шаг на примере первых m генераторов списка:

1. Для $m < N$ генераторов составляется перечень всех возможных комбинаций их моментов вывода из работы S , с учётом ограничения на допустимый период проведения ремонтов (см. раздел 2.2.1).
2. Для каждой комбинации выполняется оценка величины целевой функции (2.18) и выбирается та комбинация $\mathbf{k}_c$, для которой это значение минимально.
3. В рассмотренной комбинации $\mathbf{k}_c$ фиксируется момент вывода в ремонт x_1 первого (наиболее значимого в комбинации $\mathbf{k}_c$) генератора: в последующих расчетах данный момент меняться не будет.
4. Далее расчет возвращается к первому шагу и повторяется, но уже для следующих m генераторов $j = \{2, \dots, m + 1\}$ и т. д. до тех пор, пока не будет определено время начала ремонта для всех генераторов списка.

В первоначальной версии метода направленного поиска [7–9] предполагалось рассматривать только парные комбинации ($m = 2$). В статье [58] была предложена модификация данного метода, согласно которой расчетчиком задаются не только условия расчета, но и число перебираемых на каждом шаге генераторов m . В частности, были апробированы вариации метода 3-го и 4-го порядков, то есть при $m = 3$ и $m = 4$ соответственно. Такое развитие метода повышает качество результирующего плана ремонтов, хотя это не гарантировано. Было показано, что заранее затруднительно сказать лучше или хуже будет решение, найденное, например, при $m = 3$ вместо $m = 2$. В ходе вычислительного эксперимента в работе [58] МНП 4-го порядка дал лучший результат среди рассматриваемых вариаций, в то время как график ремонтов, составленный с помощью метода 3-го порядка уступил по качеству классическому методу направленного поиска. Очевидно, что чем больше число генераторов m , для которых на каждом шаге рассматриваются все возможные комбинации моментов

вывода в ремонт, тем большие вычислительные затраты необходимы для выполнения такого расчета.

Сфера применения МНП может быть расширена. В работе [59] автором было показано, что МНП за счет своего быстрогодействия может использоваться для инициализации планирования ремонтов генерирующего оборудования в системе с сильными связями с помощью метаэвристических подходов. Вместо традиционной процедуры случайного рассеивания начальных решений, которая применяется в таких методах, использовался МНП 2-го порядка, а затем с помощью нормального распределения генерировались планы в некоторой окрестности от найденного приближенного решения. Такой ход позволил уменьшить дисперсию целевой функции для результирующих планов, а также повысить вероятность найти решение без нарушений эксплуатационных ограничений.

2.2.3 Реализованные алгоритмы

В ходе исследований был реализован целый ряд алгоритмов, полное описание которых автор посчитал излишним включать в данную работу. Результатам их апробации были освещены в нескольких публикациях.

В работах [59–62] представлены реализация метода дифференциальной эволюции для решения задачи планирования ремонтов. Этот математический метод был предложен и развит в исследованиях [63, 64]. Его отличительная особенность заключается в использовании векторных операций сложения и вычитания в рамках процедуры скрещивания элементов, что соотносится с задачей планирования ремонтов основного энергетического оборудования ЭЭС. Это позволяет исключить привычные для генетических алгоритмов методы кроссинговера на основе двоичных преобразований элементов популяции. Кроме того, в отличие от других алгоритмов такого рода он практически не имеет настроечных характеристик, которые требовалось бы подбирать наилучшим образом. Его параметры – так называемый коэффициент скрещивания, используемый в выражении для генерации новых решений, а также размер анализируемого множества этих решений – могут быть заданы до начала расчета

по методу экспертной оценки, поскольку диапазоны оптимальных значений уже исследованы [64]. Настройка метода потребовала бы значительных вычислительных затрат, поскольку аналитически определить наилучшие параметры крайне затруднительно. При этом по мере усложнения решаемой задачи возрастают и вычислительные затраты на отдельный расчет. Так в главе 1 было показано, что планирование с помощью генетического алгоритма с учётом выбора состава оборудования требует 96 часов расчетного времени. По этой причине в следующих главах по мере усложнения постановки задачи планирования ремонтов применяется именно этот подход.

В статье [65] показана реализация метода роя частиц, описанного и исследованного в работах [66, 67], а также его модификация, направленная на повышение результативности работы алгоритма. В частности, реализация классической версии метода показала, что несмотря на возможность предварительной оценки его параметров, метод быстро сходится к одному из множества локальных оптимумов. Предложенная модификация схожа с логикой барьерных функций в задаче оптимизации для учёта ограничений в форме неравенств. В частности, при обновлении положения точки решения в пространстве состояний вектор этого изменения домножается на коэффициент, который при сближении этой точки с лучшим найденным решением резко возрастает по модулю и меняет знак на отрицательный. Эффективность методики продемонстрирована на рисунке 2.1.

В частности, на рисунке 2.1 показано, что при использовании классического метода качество получаемого результата оказывается неопределенным. Эта неопределенность снижается по мере увеличения числа рассматриваемых точек, но снижается медленно, требуя увеличения вычислительных затрат, необходимых для определения оптимального графика. В то же время функция плотности для модифицированного метода имеет ярко выраженный максимум в области значений целевой функции, которая для классического метода труднодостижима. При этом

увеличение числа возможных решений явно коррелирует с качеством итогового варианта графика отключений.

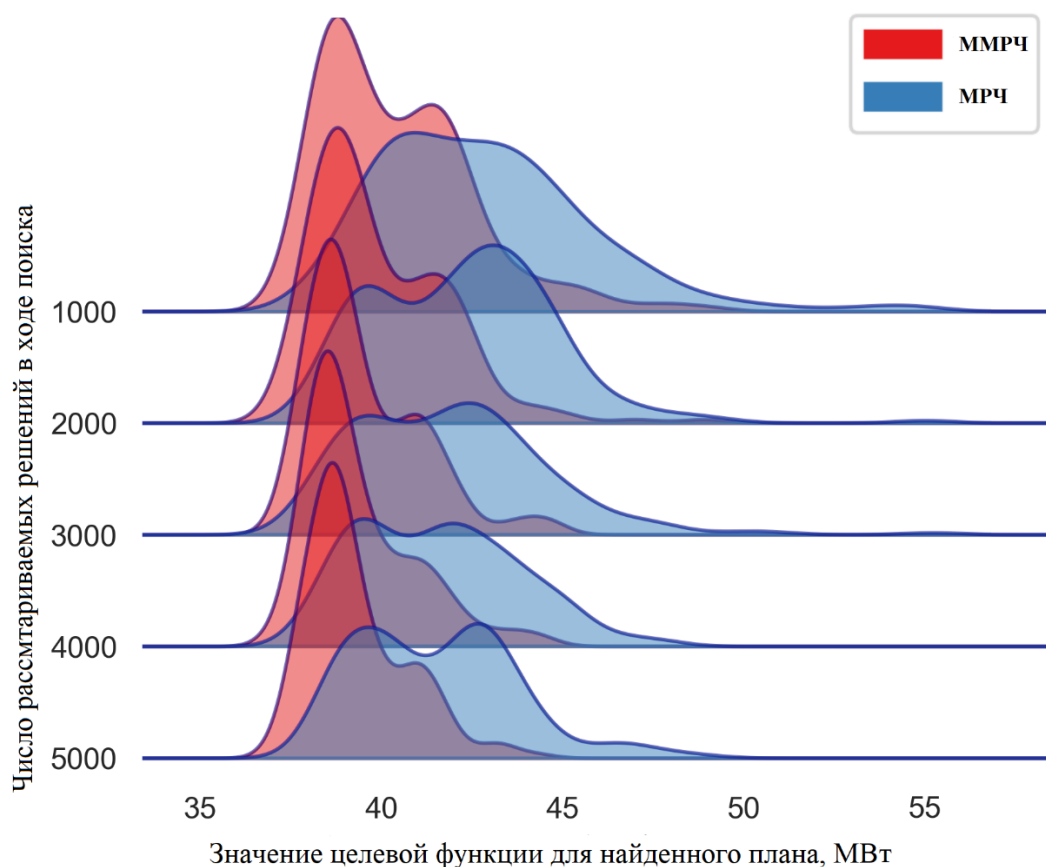


Рисунок 2.1. Плотности распределения вероятности для целевой функции найденного плана в зависимости от числа рассматриваемых решений задачи для модифицированного (ММРЧ) и классического (МРЧ) методов роя частиц

Наконец в работах [59, 68] предложена реализация метода симуляции отжига для планирования ремонтов генерирующего оборудования. Этот метод был развит в исследованиях [69, 70] на базе физических законов, описывающих процесс нагрева и последующего отжига металлов. В вычислительных экспериментах данной главы этот метод не рассматривается, поскольку результаты его применения тестировались на отличной от других методов модели и, таким образом, не репрезентативны.

2.2.4 Метод чемпионата

Отдельно следует остановиться на методе чемпионата, реализация которого для поиска оптимального плана ремонтов предлагается впервые. Данный оптимизационный подход впервые был описан и исследован в работах [71, 72] и в дальнейшем нашел применение:

- Обучение нейронных сетей для задач медицины [73], строительства [74, 75], обработки данных [76], прогнозирования рынков [68].
- Решение оптимизационных задач поиска кратчайшего пути для беспилотной техники [78], анализа рынков [79], строительстве [80].
- Оптимизации режима энергосистемы Алжира [81].

Как и другие метаэвристические подходы данный алгоритм вдохновлен реальным процессом поиска наилучшего варианта в выборке, а именно – футбольными соревнованиями и системой подготовки команд к предстоящим встречам. Общая схема версии этого процесса для L команд в лиге выглядит так:

1. По итогам жеребьевки формируется график встреч сезона s , по которому команды должны попарно встретиться 1 раз за сезон.
2. По данному графику команды проводят T встреч, перед каждой t из которых адаптируются свою тактику так, чтобы повысить свои шансы на победу.
3. Сезон заканчивается, определяется победитель, начинается новый сезон.

Для дальнейших рассуждений важно понять, как именно изменяются действия команд перед матчами. Так, пусть на шаге $t + 1$ планируется встреча команд А и С. Известно, что команда А в туре t встречалась с командой В, команда С – с командой D, а также результаты этих встреч. Предположим, что матч может закончиться только победой или поражением. Тогда возможны 4 сценария:

1. команда А обыграла команду В, команда С обыграла команду D;
2. команда А обыграла команду В, команда С проиграла команде D;
3. команда А проиграла команде В, команда С обыграла команду D;
4. команда А проиграла команде В, команда С проиграла команде D.

Согласно стратегии управления спортивной командой построение игроков и тактика игры меняются для команды А в зависимости от сценария:

1. Следует уйти от решений команд В и D.
2. Следует уйти от решений команды В и заимствовать решения команды D.
3. Следует заимствовать решения команды В и уйти от решений команды D.
4. Следует заимствовать решения команд В и D.

Таким образом, изменения в схеме игры отдельной команды ориентированы на адаптацию к стилю игры победителя в последнем туре её игры и игры будущего соперника.

Именно эта схема легла в основу предложенного в работе [72] решения, где вместо схемы игры выполняется поиск искомого решения некоторой оптимизационной задачи. При планировании ремонтов генераторов, как было показано в разделе 2.2.1, искомым решением является вектор моментов вывода агрегатов из работы $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}, x_j \in \mathbb{N}$. Эти изменения меняют содержание процедуры обновления каждого решения, но не его суть: команда – это возможный план ремонтов $\mathbf{x}$; все вместе они формируют лигу – множество возможных решений L ; вместо силы команды оценивается величины целевой функции оптимизационной задачи – в нашем случае недоотпуск электроэнергии. Если раньше речь шла о победе или поражении, то теперь оценивается, какое решение окажется лучше по значению целевой функции с учётом вероятности. Так, если на шаге t требуется сравнить два решения $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_c$ и известны соответствующие им значения целевых функций $\varphi(\mathbf{x}_a)$ и $\varphi(\mathbf{x}_c)$, то рассчитывается вероятность превосходства решения $\mathbf{x}_a$ над $\mathbf{x}_c$:

$$p_{a>c} = \frac{\varphi(\mathbf{x}_c) - \varphi_b}{\varphi(\mathbf{x}_a) + \varphi(\mathbf{x}_c) - 2\varphi_b}, \quad (2.30)$$

где φ_b – наименьшее значение целевой функции во множестве решений L . Формула (2.30) соответствует случаю минимизации целевой функции – при максимизации следует в числителе заменить $\varphi(\mathbf{x}_c)$ на $\varphi(\mathbf{x}_a)$. После расчета значения $p_{a>c}$,

генерируется случайное число $d \in [0; 1]$. Если $p_{a>c} < d$, то далее считается, что решение $\mathbf{x}_a$ оказалось лучше $\mathbf{x}_c$, в противном случае – лучше $\mathbf{x}_c$.

С учётом результатов сопоставления по выражению (2.30) по аналогии с 4 сценариями, представленными выше, автор работы [72] предлагает обновлять решения по следующей схеме:

1. На шаге t есть решения $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_c$, которые должны быть обновлены и сопоставлены, а также $\mathbf{x}_b$ и $\mathbf{x}_d$: на предыдущих шагах $\mathbf{x}_a$ сравнивалось с $\mathbf{x}_b$, а $\mathbf{x}_c$ с $\mathbf{x}_d$.
2. В зависимости от результатов сравнения вариантов на предшествующих шагах выполняется пересчет составляющих векторов $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_c$ (далее расчет только для $\mathbf{x}_a$, для $\mathbf{x}_c$ выражения аналогичны):

2.1. Если по предшествующим расчетам $\mathbf{x}_a$ лучше $\mathbf{x}_b$ и $\mathbf{x}_c$ лучше $\mathbf{x}_d$, то для каждого момента вывода в ремонт $x_{j,a} \in \mathbf{x}_a$:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \left(\psi_1 r_{1,j,a} (x_{j,a}^t - x_{j,d}^t) + \psi_2 r_{2,j,a} (x_{j,a}^t - x_{j,b}^t) \right), \quad (2.31)$$

где $b_{j,a}^t$ – момент вывода в ремонт генератора j из лучшей версии плана ремонтов a за все время расчета – $\mathbf{b}_a^t$; γ_j^t – вспомогательная величина, принимающая случайное бинарное значение – 0 или 1 с вероятностью p_γ , задаваемой расчетчиком; ψ_1 и ψ_2 – множители задаваемые расчетчиком в начале расчета; $r_{1,j,a}$ и $r_{2,j,a}$ – сомножители, случайным образом принимающие значение от 0 до 1.

2.2. Если по предшествующим расчетам $\mathbf{x}_a$ лучше $\mathbf{x}_b$ и $\mathbf{x}_c$ хуже $\mathbf{x}_d$, то для каждого момента вывода в ремонт $x_{j,a} \in \mathbf{x}_a$:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \left(\psi_2 r_{1,j,a} (x_{j,d}^t - x_{j,a}^t) + \psi_1 r_{2,j,a} (x_{j,a}^t - x_{j,b}^t) \right). \quad (2.32)$$

2.3. Если по предшествующим расчетам $\mathbf{x}_a$ хуже $\mathbf{x}_b$ и $\mathbf{x}_c$ лучше $\mathbf{x}_d$, то для каждого момента вывода в ремонт $x_{j,a} \in \mathbf{x}_a$:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \left(\psi_1 r_{1,j,a} (x_{j,a}^t - x_{j,d}^t) + \psi_2 r_{2,j,a} (x_{j,b}^t - x_{j,a}^t) \right). \quad (2.33)$$

2.4. Если по предшествующим расчетам $\mathbf{x}_a$ хуже $\mathbf{x}_b$ и $\mathbf{x}_c$ хуже $\mathbf{x}_d$, то для каждого момента вывода в ремонт $x_{j,a} \in \mathbf{x}_a$:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \left(\psi_2 r_{1,j,a} (x_{j,d}^t - x_{j,a}^t) + \psi_2 r_{2,j,a} (x_{j,b}^t - x_{j,a}^t) \right). \quad (2.34)$$

3. По той же схеме обновляется вектор $\mathbf{x}_c$. После чего проводится операция сравнения $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_c$.

Версия метода чемпионата, в которой используются формулы (2.31) - (2.34), в дальнейшем будет называться классической. В работе [72] кроме этой версии рассматривались несколько её вариаций, учитывающих возможность ничейного исхода: ни $\mathbf{x}_a$, ни $\mathbf{x}_c$ не оказываются лучше по результатам сопоставления (2.30). Для учёта третьего исхода усложняется процедура сравнения двух планов ремонта. Если ранее требовалось сгенерировать одно случайное число d , то для двух решений $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_c$ теперь задаются два случайных числа – d_a и d_c . Тогда сравнение двух решений проводится по следующей схеме:

1. Если $(d_a \leq p_{a>c} \text{ И } d_c \leq p_{a>c})$, то $\mathbf{x}_a$ лучше $\mathbf{x}_c$.
2. Если $(d_a \leq p_{a>c} \text{ И } d_c > p_{a>c})$ ИЛИ $(d_a > p_{a>c} \text{ И } d_c \leq p_{a>c})$, то $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_c$ равноценны.
3. Если $(d_a > p_{a>c} \text{ И } d_c > p_{a>c})$, то $\mathbf{x}_c$ лучше $\mathbf{x}_a$.

С учётом появления нового состояния список сценариев, по которым следует обновлять решения расширяется. В частности, на старом примере четырех решений $\mathbf{x}_a$, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_b$, $\mathbf{x}_d$ добавляются следующие исходы:

1. $\mathbf{x}_a$ лучше $\mathbf{x}_b$, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_d$ равноценны.
2. $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$ равноценны, $\mathbf{x}_c$ лучше $\mathbf{x}_d$.
3. $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$ равноценны, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_d$ равноценны.
4. $\mathbf{x}_a$ хуже $\mathbf{x}_b$, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_d$ равноценны.
5. $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$ равноценны, $\mathbf{x}_c$ хуже $\mathbf{x}_d$.

В вычислительном эксперименте помимо прочего проводится сопоставление классического метода и трех модификаций из работы [72]. Первая модификация учитывает вариант ничьей, как победу. Соответственно по номерам новых

сценариев используются следующие уравнения для обновления решений: 1, 2 и 3 – (2.14), 4 – (2.16), 5 – (2.15).

Во второй модификации ничья рассматривается, как нейтральный исход, при котором изменения решения не требуются. В таком случае помимо выражений (2.31) – (2.34) для каждого сценария со средним результатом вводятся дополнительные условия:

1. Если $\mathbf{x}_a$ лучше $\mathbf{x}_b$, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_d$ равноценны, то:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \psi_1 r_{1,j,a} (x_{j,a}^t - x_{j,b}^t). \quad (2.35)$$

2. Если $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$ равноценны, $\mathbf{x}_c$ лучше $\mathbf{x}_d$, то:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \psi_1 r_{1,j,a} (x_{j,a}^t - x_{j,d}^t). \quad (2.36)$$

3. Если $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$ равноценны, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_d$ равноценны, то:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t. \quad (2.37)$$

4. Если $\mathbf{x}_a$ хуже $\mathbf{x}_b$, $\mathbf{x}_c$ и $\mathbf{x}_d$ равноценны, то:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \psi_1 r_{1,j,a} (x_{j,b}^t - x_{j,a}^t). \quad (2.38)$$

5. Если $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$ равноценны, $\mathbf{x}_c$ хуже $\mathbf{x}_d$, то:

$$x_{j,a}^{t+1} = b_{j,a}^t + \gamma_{j,a}^t \psi_1 r_{1,j,a} (x_{j,d}^t - x_{j,a}^t). \quad (2.39)$$

Наконец, согласно третьей модификации, ничья рассматривается, как поражение. По номерам новых сценариев используются следующие уравнения для обновления решений: 1 – (2.31), 2 – (2.32), 3, 4 и 5 – (2.33).

С учётом всего сказанного выше алгоритм метода чемпионата для решения задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования сводится к следующим шагам:

1. Генерируется матрица начальных решений P_0 , составленная из столбцов $\mathbf{x}_i$, каждый из которых соответствует версии плана ремонтов:

$$P_0 = [\mathbf{x}_1 \quad \dots \quad \mathbf{x}_i \quad \dots \quad \mathbf{x}_s] = \begin{bmatrix} x_{1,1} & \dots & x_{1,s} \\ \dots & x_{j,i} & \dots \\ x_{n,1} & \dots & x_{n,s} \end{bmatrix}, \quad (2.40)$$

где n – число генераторов, подлежащих ремонту; s – величина популяции – число рассматриваемых версий плана ремонтов (в методе чемпионата –

число команд в лиге); $x_{j,i}$ – момент вывода в ремонт генератора j согласно плану ремонтов i . Матрица начальных решений генерируется либо случайным образом, когда каждый момент отключения агрегата $x_{j,i}$ генерируется по равномерному распределению в диапазоне $[\underline{\tau}_j; \bar{\tau}_j - \tau_j]$, либо по методике инициализации с помощью метода направленного поиска, описанной в работе [59].

2. Для сезона r определяется «график встреч» – порядок, в соответствии с которым последовательно будут обновляться и сопоставляться решения x_i . Автор работы [72] предлагает по схеме, пример которой для $s = 8$ представлен на рисунке 2.2. Как можно видеть, график разделен на условные туры – серии встреч команд между собой. На каждом таком этапе номера всех команд кроме первой сдвигаются по часовой стрелке. По итогу после $s - 1$ таких серий все решения сопоставлены между собой по одному разу, и расчет целевой функции выполнен $T = s(s - 1)$.

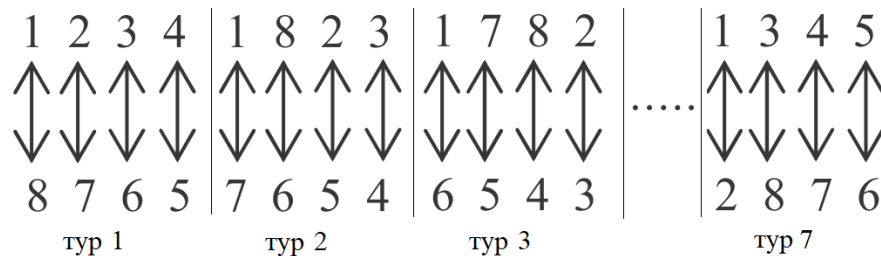


Рисунок 2.2. Пример схемы сопоставлений по турам при $s = 8$

В вычислительном эксперименте такая схема сравнивается с предлагаемой случайной жеребьевкой, согласно которой в начале каждого сезона расстановка команд в первом туре случайна.

3. В соответствии с составленным графиком последовательно для каждой пары решений x_j и x_k выполняется процедура обновления $t < T$ – по выражениям (2.31) - (2.34) или по модифицированной схеме с ничейный результатом – и сопоставления с учётом вероятности по формуле (2.30).
4. Когда все t встреч проведены, начинается новый сезон – возврат к шагу 2.

5. Расчет заканчивается либо при достижении заданного максимального числа сезонов R_{lim1} , либо если в течение R_{lim2} сезонов не изменяется значение функции φ_b для лучшего найденного плана x_b .

Как можно видеть, метод чемпионата во многом схож с методом роя частиц, но обновление решений по нему происходит по более сложной схеме. Если в методе роя положение каждого решения в пространстве состояний изменяется относительно двух точек: собственного лучшего за время расчета варианта данного решения и лучшего решения для во всем рассматриваемом наборе, то в методе чемпионата все решения смещаются друг относительно друга. При этом возрастают и вычислительные затраты. Если в первом случае число расчетов целевой функции равно числу рассматриваемых решений s , то в случае соревновательного подхода её значение требуется определить уже $s(s - 1)$ раз.

2.3 Теоретические критерии оптимальности графиков ремонтов

Как было отмечено во вводной части этой работы, результаты планирования ремонтов с учётом балансовой надёжности требуются не только для выполнения самого технического обслуживания, но и в качестве данных для решения других задач. Одной из них является планирование развития энергосистем, при котором оцениваются значения показателей БН за период времени [1–3, 52]. К этим показателям могут относиться интегральная вероятность дефицита мощности, среднее число дней или часов дефицита мощности в год и др. По их величине делается заключение о том, какие изменения необходимы в энергосистеме для того, чтобы обеспечить требуемый уровень надёжности электроснабжения.

Классическим подходом к расчету вероятностных показателей БН является метод статических испытаний (ММК), описание которого дано в разделе 3.1. При каждом испытании моделируются случайные значения нагрузки и аварийно-отключенной генерации. Отказ от учёта ремонтов генерирующего оборудования здесь приводит к тому, что вместо рабочей мощности в расчетах участвует располагаемая генерация ЭЭС. В таких условиях оценка суммарных на расчетном

интервале показателей БН для системы оказывается чрезмерно оптимистичной. Проблему можно решить, если помимо случайных значений доступной выработки и потребления электроэнергии учитывать приближенные планы ремонтов для заданного набора оборудования. Однако при таком подходе для расчета рассматриваемого показателя надёжности не удастся воспользоваться графиком нагрузки по продолжительности, поскольку рабочая мощность является функцией времени и, как результат, нагрузка и генерация должны рассматриваться не как случайные величины, а как случайные процессы.

Альтернативой может быть задание рабочей мощности (располагаемая генерация минус объем плановых ремонтов) от величины нагрузки исходя из предположения, что планирование ремонтов генерации в системе выполнено оптимально по некоторому предустановленному критерию. При этом объем ремонтов и продолжительность ремонтной компании определяются детерминировано как функция графика нагрузки, что не потребует отказа от графиков по продолжительности.

Таким образом, требуется определить закономерности в распределении ремонтируемой мощности генерации от нагрузки чтобы при расчете показателей БН уйти от промежуточной задачи планирования ремонтов.

Для аналитического решения оптимизационной задачи, формулируемой в разделе 2.2.1 принимается допущение непрерывности рабочей (включенной) мощности. При этом условие выполнения полного объема ремонтных работ имеет вид:

$$\sum_{t=1}^T r_t = R, \quad (2.41)$$

где r_t – недоступная из-за ремонтов мощность генерации в момент времени t , МВт.

Для наглядности предложенного допущения рассмотрим пример. Пусть в ремонт выводятся 2 генератора мощностью $G_{\text{блок}} = 100$ МВт на период 1200 часов. Если предположить, что в течение года исходная располагаемая мощность генерации $G_{\text{расп}}$ в этой системе постоянна, то фактически в период ремонтов она

должна быть дважды ступенчато снижена на 100 МВт. Визуально это можно представить, как прямоугольник (площадь под прямой располагаемой мощности – потенциальная годовая генерация ЭЭ $E_{\text{расп}} = G_{\text{расп}} \times 8760$), из которого «вырезаны» 2 фрагмента (потенциальная генерация ЭЭ ремонтируемыми энергоблоками $E_{\text{рем}} = 2 \times G_{\text{блок}} \times 1200$). Отказ от дискретности позволяет распределять $E_{\text{рем}}$ без учёта единичной мощности отключаемых генераторов $G_{\text{блок}}$: например, отключению 100 МВт на 1200 часов эквивалентен случай отключения 50 МВт на 2400 часов.

Найденный при таком допущении план не может быть использоваться на практике. Тем не менее, ценность этого решения – получаемый предельный случай, когда единичная мощность выводимых из работы энергоблоков много меньше располагаемой мощности генерации системы и дискретность не влияет на результат. Полученная условная площадка ремонтов в таком случае становится эталонным решением: если теперь учесть дискретность состава генераторов, то план ремонтов будет тем лучше, чем ближе по форме новая площадка оказывается к фиктивной.

Условная площадка ремонтов имеет разную форму в зависимости от критерия формирования плана ремонтов. Далее анализируется ряд таких критериев.

Минимум расхода топлива

Рассмотрим простейший случай, когда в расчет не принимаются потери, минимальные и максимальные ограничения мощности энергоблоков, сетевые ограничения. В таком случае с учётом баланса мощности системы в каждый момент времени t поиск оптимальных мощностей станций за период T свелся бы к нахождению минимума функции:

$$F(L_t, G_t) = \sum_{t=1}^T \left(a_1 \left(L_t - \sum_{n=2}^N G_{t,n} \right)^2 + b_1 \left(L_t - \sum_{n=2}^N G_{t,n} \right) + c_1 + \right. \quad (2.42)$$

$$+ \sum_{n=2}^N \left(a_n (G_{t,n})^2 + b_n G_{t,n} + c_n \right) \rightarrow \min,$$

где a_1, b_1, c_1 – коэффициенты полинома расходной характеристики балансирующей станции; L_t – мощность нагрузки в момент времени t , МВт; $G_{t,n}$ – мощность, вырабатываемая генератором $n \in N$ в момент времени t , МВт. Постановка (2.42) не соответствует введенному выше отказу от дискретности, поэтому включить в целевую функцию (2.42) переменные r_t и ограничение (2.41) не удастся.

Пусть в рассматриваемой системе все генераторы однотипны и имеют мощность g_0 . В таком случае мощность нагрузки L_t будет распределяться между ними поровну, что позволяет уйти от критерия равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) [99], а также выделения балансирующего энергоблока среди всех генераторов системы. Тогда целевая функция примет вид:

$$F(r_t) = \sum_{t=1}^T n_t \left(a \left(g_0 \frac{L_t}{G} \right)^2 + b \left(g_0 \frac{L_t}{G} \right) + c \right) \rightarrow \min, \quad (2.43)$$

где $n_t = \frac{G}{g_0}$ – эквивалентное число генераторов в системе в момент времени t ; g_0 – установленная мощность энергоблока в системе, МВт; G – располагаемая мощность генерации в системе, МВт.

Теперь можно легко ввести переменные r_t в новую целевую функцию и учесть ограничение (2.41):

$$F(r_t) = \sum_{t=1}^T \frac{G - r_t}{g_0} \left(a \left(g_0 \frac{L_t}{G - r_t} \right)^2 + b \left(g_0 \frac{L_t}{G - r_t} \right) + c \right) \rightarrow \min, \quad (2.44)$$

$$\sum_{t=1}^T r_t - R = 0.$$

Для удобства дальнейшего анализа можно выполнить замену переменной. В частности, перейти от мощностей r_t к относительным резервам мощности s_t

$$s_t = \frac{G - r_t - L_t}{L_t}, \quad r_t = G - L_t - s_t L_t.$$

Тогда

$$\sum_{t=1}^T r_t - R = 0 \rightarrow -R + \sum_{t=1}^T G - L_t - s_t L_t = 0, \quad (2.45)$$

и окончательная запись функции Лагранжа, учитывающей ограничение (2.45), принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} L(s_t, \lambda) = \sum_{t=1}^T L_t \left(a \frac{g_0}{s_t + 1} + b + c \frac{s_t + 1}{g_0} \right) + \\ + \lambda \left(-R + \sum_{t=1}^T G - L_t - s_t L_t \right) \rightarrow \min \end{aligned} \quad (2.46)$$

Минимуму функции (2.46) соответствуют значения s_t и λ , при которых ей частные производные равны нулю. Можно перейти к системе уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial s_1} = -a \frac{g_0}{(s_1 + 1)^2} + \frac{c}{g_0} - \lambda = 0 \\ \quad \quad \quad | \dots \quad \quad \quad \dots \\ \frac{\partial L}{\partial s_i} = -a \frac{g_0}{(s_i + 1)^2} + \frac{c}{g_0} - \lambda = 0 \\ \quad \quad \quad | \dots \quad \quad \quad \dots \cdot \\ \frac{\partial L}{\partial s_t} = -a \frac{g_0}{(s_t + 1)^2} + \frac{c}{g_0} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = -R + \sum_{t=1}^T G - L_t - s_t L_t = 0 \end{cases} \quad (2.47)$$

Опуская промежуточные математические преобразования, можно сразу перейти к решению системы (2.47):

$$s_t = -1 + \sqrt{\frac{a g_0^2}{c - g_0 \lambda}} = \text{const}, \quad (2.48)$$

$$\lambda = \frac{c}{g_0} - a g_0 \left(\frac{\sum_{t=1}^T L_t}{T G - R} \right)^2. \quad (2.49)$$

Таким образом, при заданных условиях, минимальный расход топлива в системе обеспечивается при равенстве относительных резервов мощности в

каждый момент времени периода проведения ремонтов. Именно периода проведения ремонтов, поскольку в представленной постановке не учитываются ограничения в форме неравенств и, в частности, условие $r_t \geq 0, \forall t$, и при более широком временном охвате r_t начнет принимать отрицательные значения.

Пусть теперь в системе установлены энергоблоки K типов – каждый со своей расходной характеристикой. Тогда с учётом критерия равенства ОПРТ можно перейти от (2.46) к новой функции Лагранжа:

$$\begin{aligned}
 L(r_t, P_{1,t}, \lambda_{1,t}, \lambda_{2,k}) = & \sum_{t=1}^T \left(\frac{G_0^1 - r_t^1}{g_0^1} (a_1 P_{1,t}^2 + b_1 P_{1,t} + c_1) + \right. \\
 & + \sum_{k=2}^K \frac{G_0^k - r_t^k}{g_0^k} \left(a_k \left(\frac{a_1}{a_k} P_{1,t} + \frac{b_1 - b_k}{b_k} \right)^2 + b_k \left(\frac{a_1}{a_k} P_{1,t} + \frac{b_1 - b_k}{b_k} \right) + c_k \right) \Bigg) \\
 & + \sum_{t=1}^T \lambda_{1,t} \left(P_{1,t} + \sum_{k=2}^K \left(\frac{a_1}{a_k} P_{1,t} + \frac{b_1 - b_k}{b_k} \right) - L_t \right) + \\
 & + \sum_{k=2}^K \lambda_{2,k} \left(-R_k + \sum_{t=1}^T r_t^k \right) \rightarrow \min,
 \end{aligned} \quad (2.50)$$

где G_0^1 – располагаемая мощность генераторов 1-го типа, которые приняты в качестве балансирующих, МВт; a_k, b_k, c_k – коэффициенты расходной характеристики генераторов типа k ; r_t^k – ограничение мощности генераторов типа k , отражающее плановый ремонт, МВт; $\lambda_{1,t}$ – неопределенные множители Лагранжа при уравнениях баланса мощности в момент времени t ; R_k – полное ограничение выработки ЭЭ генераторами группы k , МВт×ч; $\lambda_{2,k}$ – неопределенные множители Лагранжа при равенствах суммарного ограничения генерации и R_k для типа генераторов k .

Минимум функции (2.50) может быть найден аналитически, как это было сделано с функцией (2.46). Тем не менее, распределение мощности между энергоблоками без учёта ограничений их мощности будет некорректным. Мощности энергоблоков системы выражены с помощью критерия ОПРТ через мощности группы балансирующих генераторов $P_{1,t}$. Без учёта предельных мощностей наиболее экономичные энергоблоки в этой постановке будут

перегружены. При этом данные ограничения будут функциональными, поскольку предельные мощности сами по себе зависят от ограничений r_t^k :

$$\underline{G}_t^k(r_t^k) \leq G_t^k \leq \overline{G}_t^k(r_t^k)$$

Таким образом, минимум расхода топлива при оптимальном ограничении мощности генерации может быть найден только с помощью методов нелинейного программирования, когда для учёта ограничений в форме неравенств используются барьерные или штрафные функции [99,101]. Тем не менее, выявленную зависимость между расходом топлива, ущербом от недоотпуска и распределением относительных резервов мощности можно экстраполировать на случай разнотипности генераторов, если эта закономерность подтвердится по результатам вычислительного эксперимента. Такой расчет выполнен в разделе 2.4.4.

Минимум вероятности возникновения дефицита мощности за период T

При оптимизации плана ремонтов по вероятности дефицита мощности можно применить два подхода: минимизировать среднюю на периоде T вероятность ДМ или эквивалентно – сумму вероятностей возникновения дефицита мощности в каждый момент времени t или максимизировать вероятность отсутствия дефицита за весь период, как произведения вероятностей бездефицитной в каждый момент времени. Математическая модель, используемая в этом разделе, соответствует случаю непрерывно распределенной нагрузке (например, как это отмечалось выше, с помощью нормального распределения ошибки прогноза потребления) и детерминированной генерации.

Дадим оценку тому, как распределяется во времени выведенная в ремонт мощность генерации, для обоих случаев.

В первом из них минимизируемая целевая функция записывается в виде:

$$L(r_t, \lambda) = \sum_{t=1}^T (1 - F_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L)) + \lambda \left(R - \sum_{t=1}^T r_t \right) \rightarrow \min, \quad (2.51)$$

где $F_L(x, m_t^L, \sigma_t^L)$ – функция распределения прогнозного значения нагрузки в момент времени t ; m_t^L – МО нагрузки в момент времени t , МВт; σ_t^L – СКО нагрузки в момент времени t .

Алгоритм поиск минимума функции Лагранжа идентичен решению для критерия минимума расхода топлива. Решение уравнений для частных производных r_t дает следующий результат:

$$\lambda = f_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L) = idem, \quad (2.52)$$

где $f_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L)$ – плотность распределения нагрузки в момент времени t .

Таким образом, минимум суммы вероятностей недоотпуска электроэнергии обеспечивается при равенстве в ремонтном интервале плотностей, а следовательно, и вероятностей достижения нагрузкой рабочей мощности генерации.

Для второго случая функция Лагранжа основывается на произведении вероятностей возникновения дефицита мощности:

$$L(r_t, \lambda) = 1 - \prod_{t=1}^T F_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L) + \lambda \left(R - \sum_{t=1}^T r_t \right) \rightarrow min. \quad (2.53)$$

Аналогично случаю суммы вероятностей получаем критерий распределения ремонтируемой мощности генерации

$$\lambda = f_L(G - r_k, m_k^L, \sigma_k^L) \times \prod_{\substack{t=1 \\ t \neq k}}^T F_L(G - r_t, m_t^L, \sigma_t^L) = idem, \forall k \in T. \quad (2.54)$$

Полученный критерий оптимальности распределения ограничения генерации отличен от критерия (2.52). Данное равенство означает, что вероятность возникновения недоотпуска ЭЭ в течение года минимальна, если для всех моментов времени k в пределах ремонтного периода T произведение вероятностей дефицита мощности во все другие моменты времени $t \neq k$ на вероятность достижения нагрузкой рабочей мощности генерации одинакова. Данный критерий представляется менее удобным по сравнению с первым, поскольку критериальная функция (2.54) в отличие от (2.52) для момента времени k зависит от вероятностей недоотпуска ЭЭ во все другие моменты времени.

Минимум суммы МО дефицита мощности за период T

Модель системы остается такой же, как для случая оптимизации плана ремонтов по вероятности. Меняется критерий – минимум суммы МО дефицита мощности. Вывод расчетного выражения этой величины для момента времени t представлен в разделе 2.1. Поскольку МО дефицита мощности не может быть отрицательным, целевая функция без каких-либо допущений может быть записана, как сумма ожидаемых недоотпусков по моментам времени:

$$F(r_t) = \sum_{t=1}^T M(D_t) = \sum_{t=1}^T \left((m_t^L - (G_{\text{расп}} - r_t)) \mathfrak{F}_L(G_{\text{расп}} - r_t) + \sigma_L^2 f_L(G_{\text{расп}} - r_t) \right) \rightarrow \min \quad (2.55)$$

где $M(D_t)$ – МО дефицита мощности D_t в момент времени t , МВт; $\mathfrak{F}_L(G_{\text{расп}} - r_t) = 1 - F_L(G_{\text{расп}} - r_t)$ – дополнительная функция распределения нагрузки в момент времени t . Тогда функция Лагранжа с учётом ограничения (2.41) принимает вид:

$$L(r_t, \lambda) = \sum_{t=1}^T M(D_t) + \lambda \left(R - \sum_{t=1}^T r_t \right) \rightarrow \min. \quad (2.56)$$

Для нахождения оптимальных значений r_t , как и в прошлых случаях, требуется приравнять нулю частные производные функции Лагранжа:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial r_t} = 1 + (m_t^L - (G_{\text{расп}} - r_t)) f_L(G_{\text{расп}} - r_t) - F_L(G_{\text{расп}} - r_t) + \\ + (-m_t^L + (G_{\text{расп}} - r_t)) f_L(G_{\text{расп}} - r_t) + \lambda = 0 \end{aligned} \quad (2.57)$$

$$\lambda = \mathfrak{F}_L(G_{\text{расп}} - r_t) = idem$$

Минимум МО дефицита в период ремонтной кампании достигается при равенстве вероятностей бездефицитной работы в каждый момент времени.

Таким образом, форма теоретически оптимальной площадки ремонтов зависит от выбранного критерия и оказывается различной для случаев оптимизации по минимуму вероятности дефицита мощности и недоотпуску электроэнергии.

Следует дополнительно подчеркнуть, что полученные теоретические планы ремонтов являются условными, не учитывающими дискретность отключений ремонтируемых генераторов, и дают лишь оценку распределения относительного резерва мощности в пределах ремонтного интервала. Тем не менее, эта оценка может служить основанием для учёта ремонтов при расчетах показателей БН в зависимости от используемого в системе критерия планирования.

2.4 Вычислительный эксперимент

2.4.1 Тестовая модель

Для проведения вычислительного эксперимента используется стандартная тестовая модель IEEE96 [100]. Её особенностью является то, что помимо электрических параметров схемы замещения сети, авторами были описаны график потребления, вероятностные характеристики отказов оборудования, расходные характеристики блоков др. Эта же модель использовалась для тестирования алгоритмов планирования ремонтов в предшествующих работах, что позволит ниже в подразделе 2.4.3 провести их непосредственное сравнение. На рисунке 2.3 показана однолинейная схема исследуемой системы.

В таблице 1 описан состав генерирующего оборудования, число ремонтируемых единиц, отключения которых требуется запланировать в течение года, а также длительности этих ремонтов. Ограничения на сроки ремонтной компании в расчете не рассматриваются.

Таблица 1. Параметры выводимых в ремонт генераторов

Мощность генератора, МВт	Подсистема	Количество установленных генераторов	Генераторы, подлежащие капитальному ремонту ($\tau = 8$ недель)	Генераторы, подлежащие среднему ремонту ($\tau = 4$ недели)
12	Северная	5	2	1
20	Южная	4	1	1
50	Северная	6	1	2
76	Южная	4	1	1
80	Южная	3	1	1
100	Южная	3	1	1
155	Северная	4	1	1
350	Северная	1	0	1
400	Северная	2	1	0

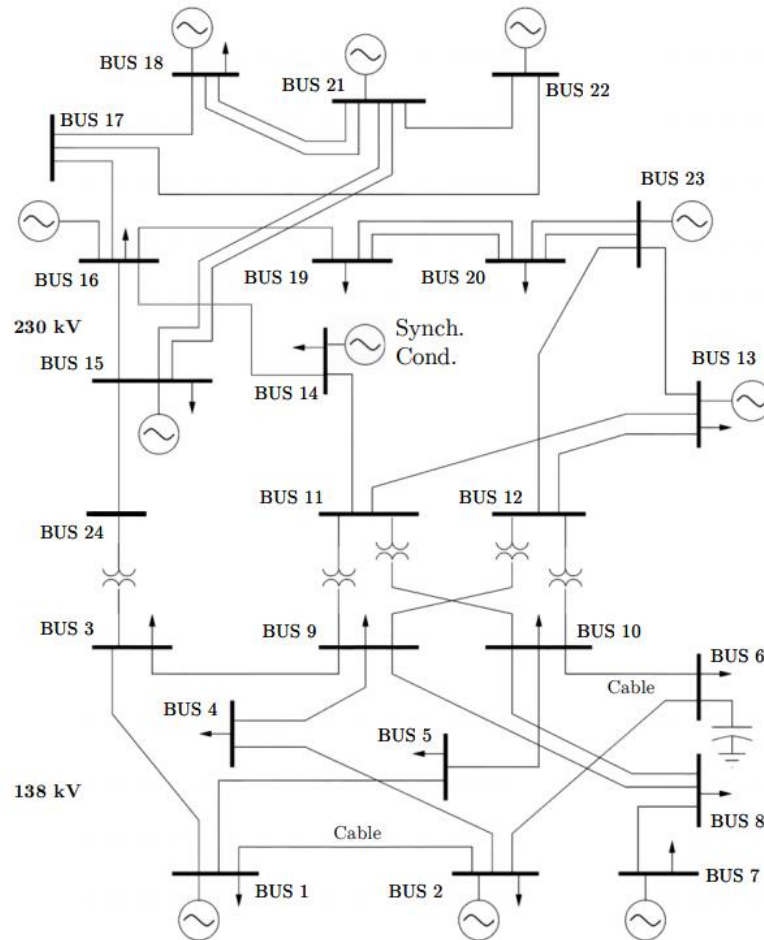


Рисунок 2.3. Однолинейная схема тестовой сети IEEE96

В следующем разделе при тестировании метода чемпионата рассматриваются два сценария:

1. Планирование ремонтов без учёта эксплуатационных ограничений.
2. Планирование ремонтов с учётом эксплуатационных ограничений.

В качестве ограничений во втором случае приняты следующие:

1. В системе одновременно действуют только 4 ремонтных бригады (число одновременных ремонтов не должно быть больше 4).
2. Рабочая мощность генерации в южной части системы в каждый момент времени должна быть больше 750 МВт (располагаемая мощность данной сети 924 МВт).

Во всех случаях в качестве целевой функции используется МО недоотпуска ЭЭ при случайной нормально распределенной нагрузке и детерминированной

генерации, рабочая мощность которой изменяется с учётом мощностей выводимых в ремонт генераторов.

Для анализа данных и построения графиков используются библиотеки языка программирования python [86, 87].

2.4.2 Применение метода чемпионата для планирования ремонтов

В рамках оценки эффективности метода чемпионата выполнен ряд вычислительных экспериментов.

Каждой из представленных в разделе 2.2.4 версий метода (классическая, а также модификации 1, 2 и 3 в зависимости от формы учёта ничейного исхода) составлено 500 графиков ремонтов для сценария, описанного в разделе 2.4.1 без учёта и с учётом эксплуатационных ограничений. На рисунках 2.4 и 2.5 соответственно представлены коробчатые диаграммы для двух последних случаев.

Анализ данных показывает, что вторая версия метода, по которой при ничьей решения не изменяются, дает наилучшую сходимость к глобальному оптимуму и наименьший разброс результатов в том числе и в случае учёта эксплуатационных ограничений.

На рисунках 2.6 и 2.7 показаны два графика ремонта генераторов без учёта и с учётом ограничений соответственно, для которых значения ожидаемого недоотпуска оказались наименьшими среди рассмотренных. Там же проиллюстрированы графики нагрузки по неделям года планирования, а также кривые оперативного резерва мощности с учётом и без учёта ремонтируемых энергоблоков.

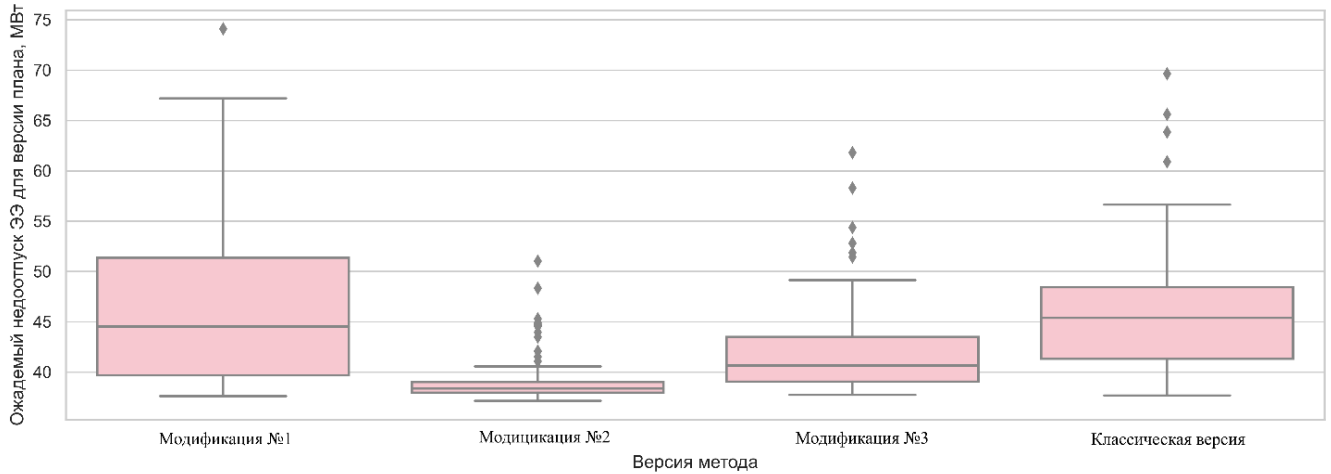


Рисунок 2.4. Коробчатые диаграммы для 4 версий метода чемпионата по результатам планирование серии ремонтов без учёта ограничений

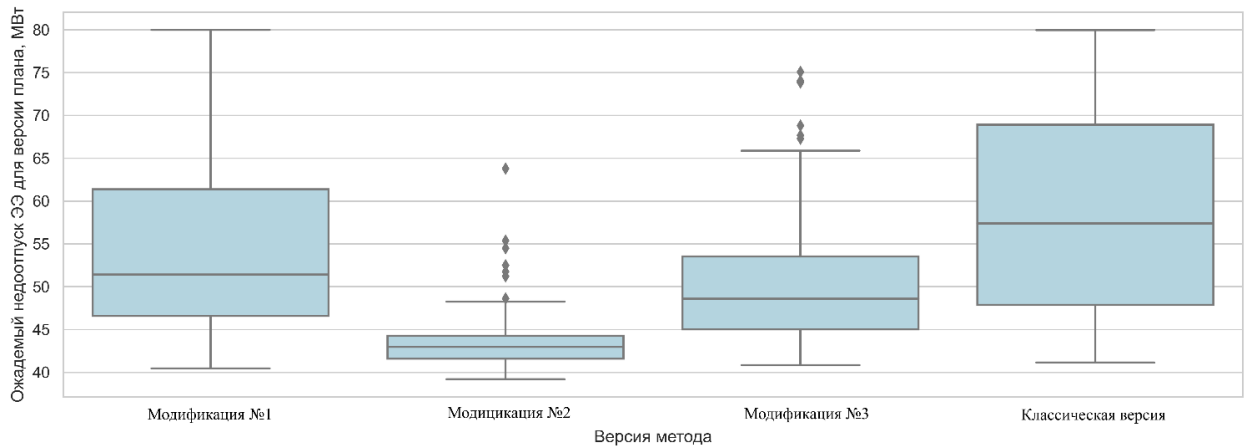


Рисунок 2.5. Коробчатые диаграммы для 4 версий метода чемпионата по результатам планирования серии ремонтов с учётом ограничений

Следует обратить внимание, как при вводе ограничения на одновременный ремонт не более 4 генераторов, были разнесены ремонты агрегатов Г1132 и Г1072, а также Г1151 и Г1152. Также показательно распределение оперативного резерва мощности в пределах ремонтного периода: и в том, и в другом случае он выровнялся по сравнению с начальным, что подтверждает выводы раздела 2.3. Анализ этой закономерности требует дополнительных исследований.

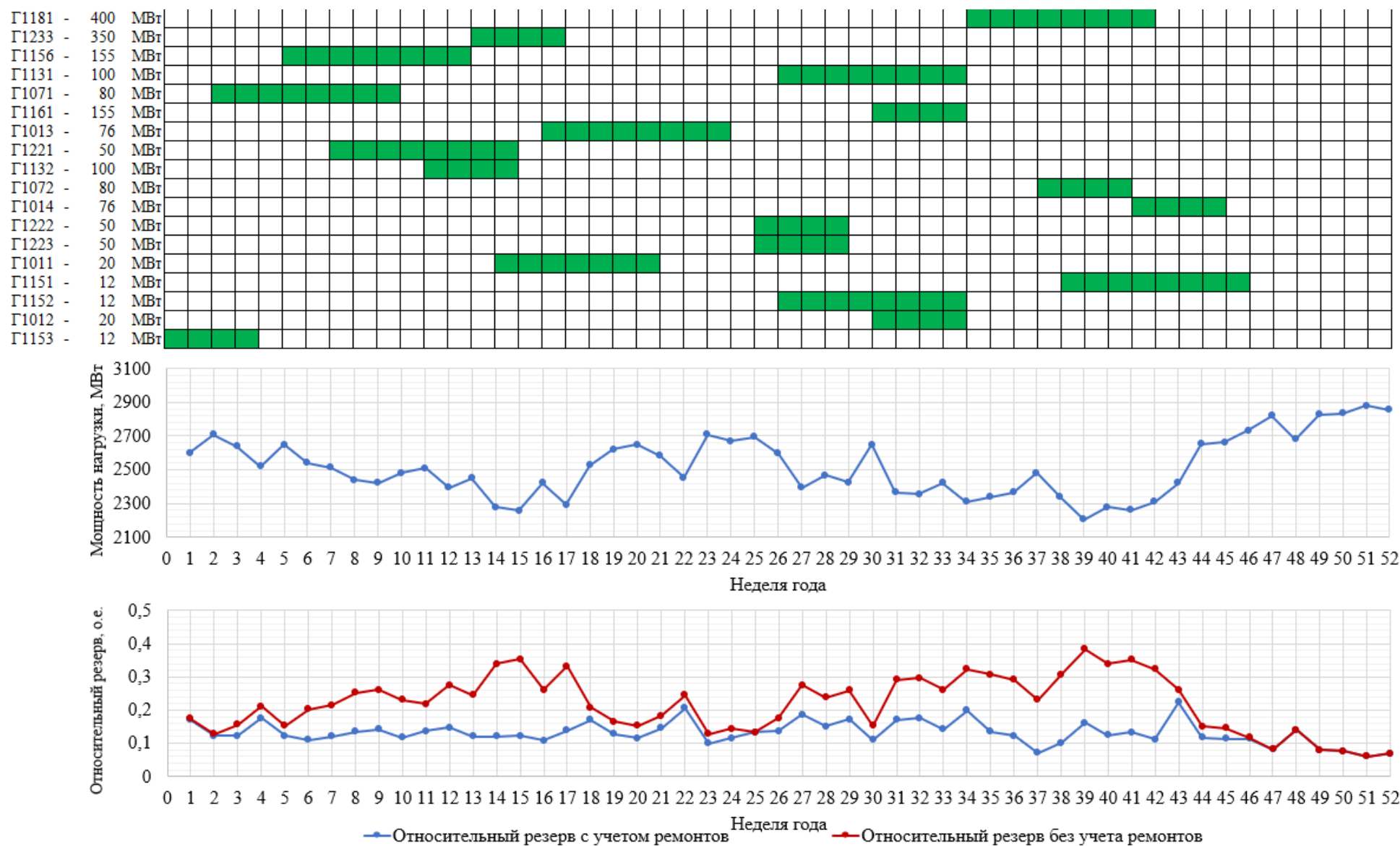


Рисунок 2.7. Лучший план ремонтов генераторов с учётом ограничений ($\varphi_b = 38.59$ МВт)

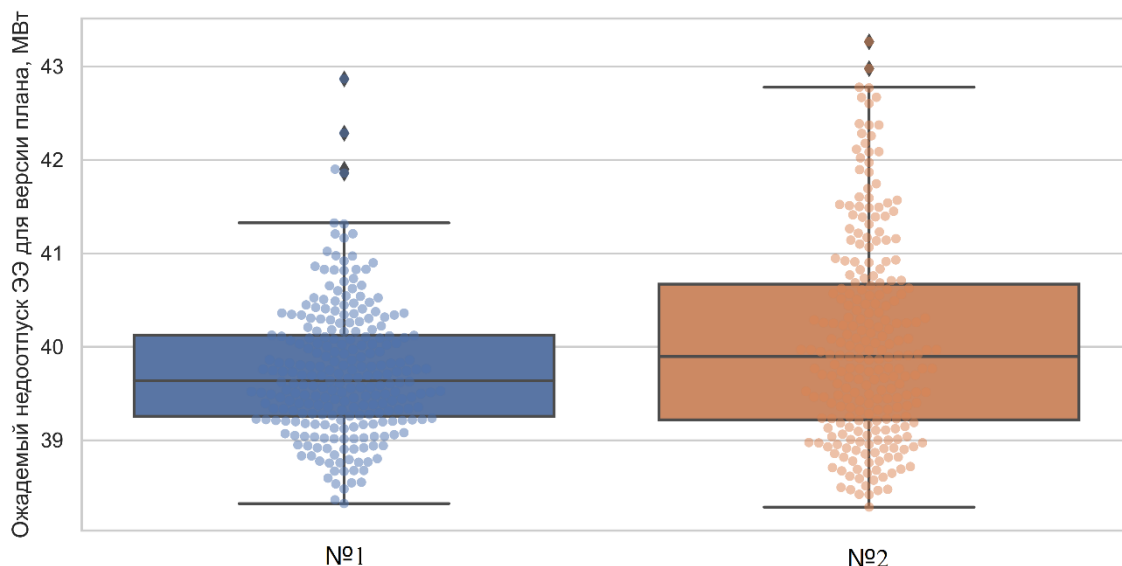


Рисунок 2.8. Коробчатые диаграммы для целевой функции при планировании ремонтов при: №1 – предлагаемая случайная последовательность сравнения решений, №2 – неизменный порядок сопоставления решений

Была проанализирована работа метода при использовании «случайной жеребьевки» на втором шаге алгоритма. Согласно этому подходу решения на каждом цикле расчета сравниваются и обновляются в случайном порядке, а не в неизменном, как это первоначально было предложено разработчиком алгоритма в работе [72]. Аналогично предыдущему эксперименту был по 500 раз для каждого из двух случаев выполнен расчет оптимального графика ремонтов. Результаты представлены на рисунке 2.8 в виде коробчатых диаграмм для результирующих значений целевой функции планов. Можно видеть, что случайный порядок сопоставления решений позволяет снизить дисперсию целевой функции при планировании.

Наконец была исследована зависимость результатов планирования от вводимых расчетчиком параметров метода чемпионата. Всего у метода таких характеристик четыре: коэффициенты ψ_1 и ψ_2 в равенствах (2.24) и (2.27), число рассматриваемых решений s , p_γ – вероятность принятия измененного момента вывода генератора в ремонт. Зависимость качества плана от размерности матрицы решений s и вероятности p_γ рассматривалась в работе [62] для метода дифференциальной эволюции, а также изучалась самим разработчиком метода

чемпионата в статье [72]. Для выявления зависимостей было выполнено планирование 250 ремонтов с помощью классической версии метода и его наиболее результативной модификации №2. При планировании коэффициенты ψ_1 и ψ_2 генерировались случайным образом в диапазоне $[0; 1]$. Зависимости недоотпуска ЭЭ от значений ψ_1 и ψ_2 построены для двух методов соответственно на рисунках 2.9 и 2.10.

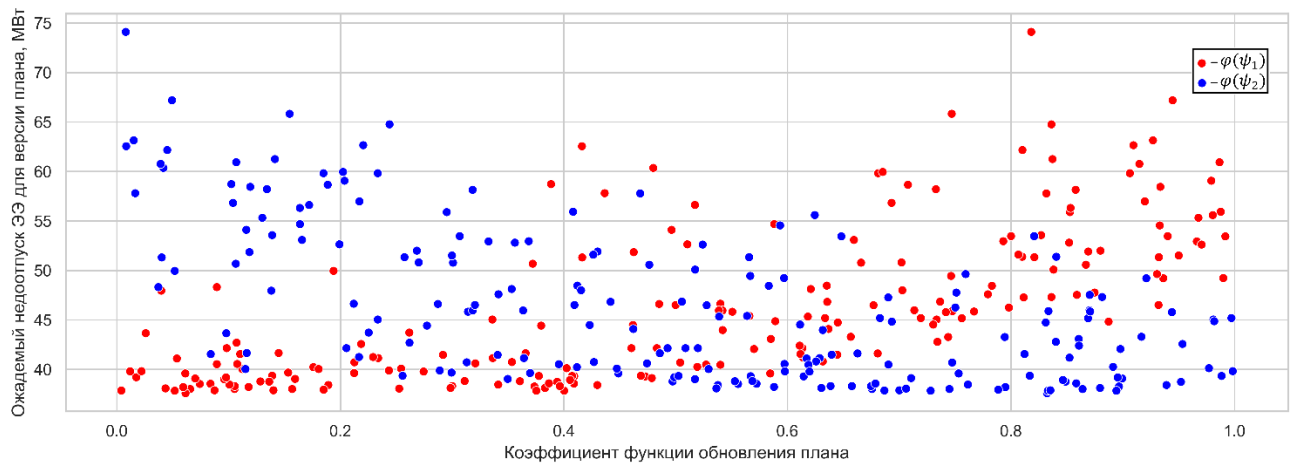


Рисунок 2.9. Зависимость недоотпуска ЭЭ в тестовой системе от коэффициентов ψ_1 и ψ_2 для классической версии метода чемпионата

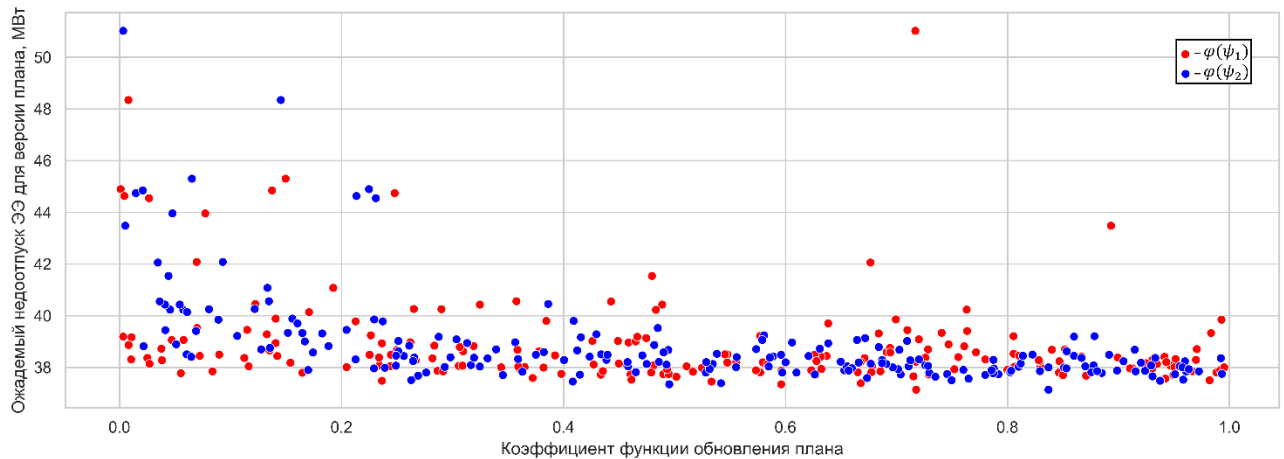


Рисунок 2.10. Зависимость недоотпуска ЭЭ в тестовой системе от коэффициентов ψ_1 и ψ_2 для модификации №2 версии метода чемпионата

Анализ результатов эксперимента показывает, что при использовании модифицированной версии метода чемпионата качество плана ремонтов не только оказывается выше, чем в случае применения классического алгоритма, но и мало

зависит от коэффициентов ψ_1 и ψ_2 . Так, при $\psi_1 > 0,5$ и $\psi_2 > 0,5$ влияние на результат планирования минимально, что повышает удобство данного подхода. В случае классической версии велика неопределенность величины недоотпуска ЭЭ при всех значениях ψ_1 и ψ_2 , но можно видеть, что сходимость улучшается при малых значениях ψ_2 и больших величинах ψ_1 . Так, при $\psi_2 \in [0; 0,2]$ данная версия метода не уступает модифицированной.

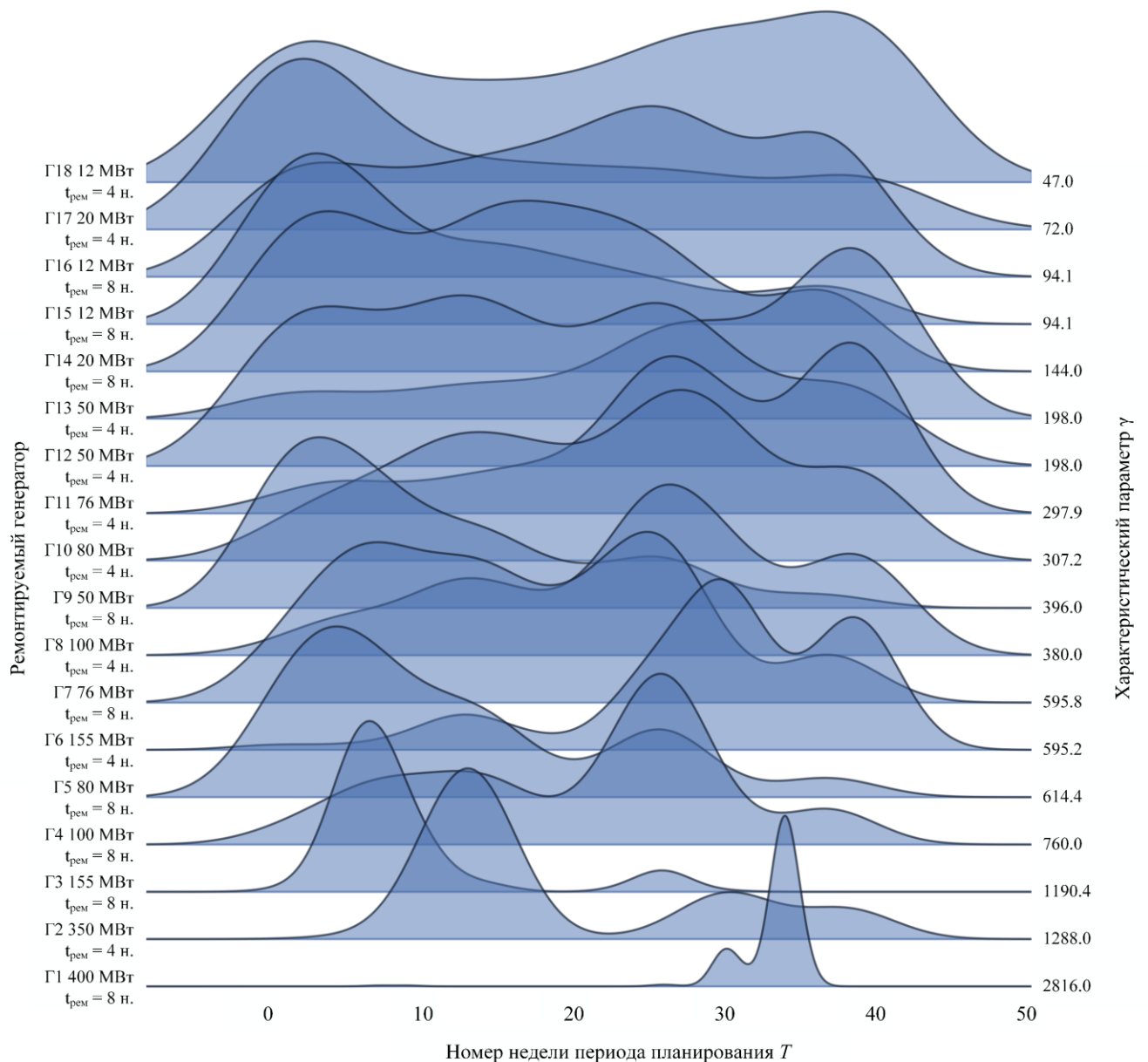


Рисунок 2.11. Распределения оптимальных моментов отключения ремонтируемых генераторов

По результатам выполненных расчетов, также интересно оценить, как распределены моменты отключения генераторов в зависимости от их характеристик для различных найденных оптимальных планов. Эти распределения представлены на рисунке 2.11.

Рисунок 2.11 ярко иллюстрирует, как момент отключения генератора зависит от его параметров. В правой его части для каждого генератора указаны значения характеристического параметра γ , который используется в методе направленного поиска (2.28). Можно видеть, что по мере уменьшения значения γ возрастает неопределенность момента отключения. Если, например, для наиболее мощного энергоблока Г1 оптимальный момент ремонта во всех 500 найденных планах попадает в отрезок между 30 и 38 неделями, то у генератора Г5 меньшей мощности момент распределен в первой половине года с акцентом на первом месяце. Эти результаты подтверждают логику сортировки, применяемую в методе направленного поиска: чем меньше мощность агрегата, длительность его ремонта и вероятность безотказной работы, тем в меньшей степени он влияет на БН системы, и тем ниже его приоритет при выборе момента отключения.

2.4.3 Сопоставление эффективности применения методов планирования

На примере тестовой системы и условий планирования ремонтов, приведенных в разделе 2.4.1 были протестированы все реализованные алгоритмы, а именно: МНП 2-го, 3-го и 4-го порядков, МДЭ, МРЧ и его модифицированная версия, МЧ. В качестве целевой функции во всех случаях использовалась (2.16). В ней МО дефицита мощности рассчитывалось по формуле (2.1) для случая нормально распределенной нагрузки и детерминированной генерации. В таблице 2 представлены результаты применения этих методов: среднее и лучшее значение целевой функции (ЦФ) для результирующего плана, среднее время расчета, возможность учёта сетевых и эксплуатационных ограничений, количество внутренних параметров, выбор которых необходим для выполнения расчета.

Первоначальная версия МНП 2-го порядка позволяет за наименьшее время получить план ремонтов, оценка МО дефицита мощности для которого

превосходит лучшие оценки для метаэвристических подходов. Предложенная модификация в виде повышения порядка метода позволяет дополнительно улучшить этот результат: для МНП 4-го значение ЦФ оказывается наименьшим среди всех рассмотренных подходов. Тем не менее, время необходимое для такого расчета оказывается на два порядка больше, чем для других методов. Интересно также и то, что МНП 3-го порядка дает результат хуже, чем МНП 2-го. Это указывает на то, что расширение группы ремонтируемых энергоблоков, для которых рассматриваются все возможные сочетания моментов на цикле расчета, не гарантирует улучшения результатов. Также следует заметить в отношении МНП, что хоть в таблице и отмечено, что планирование ремонтов ЛЭП и трансформаторов невозможно, это не в полной мере соответствует действительности. Проблема заключается в том, что на данный момент не предложено критерия сортировки списка ремонтируемых линий, аналогичного критерию для списка генераторов из раздела 2.2.2. При наличии такого решения планирование ремонтов сетевых элементов с помощью МНП стало бы возможным, учитывая, что для показателей БН при отключении сетевых элементов не обязательно должен использоваться аналитический метод, как это было сделано в случае планирования ремонтов генераторов. Эта возможность должна быть изучена в дальнейших исследованиях.

Таблица 2. Сравнение эффективности математических методов для планирования ремонтов генерирующего оборудования

Наименование метода	Планирования ремонтов сетевых элементов	Число внутренних параметров	Лучшее значение ЦФ для плана, МВт	Среднее значение ЦФ для плана, МВт	Среднее время расчета, мин
МНП 2-го порядка	-	0	37,07	-	0,12
МНП 3-го порядка	-	0	37,21	-	2,63
МНП 4-го порядка	-	0	36,91	-	135,2
МРЧ	+	3	38,11	42,25	1,86
Модиф. МРЧ	+	4	37,10	39,90	3,49
МДЭ	+	2	37,76	40,42	5,24
МЧ	+	4	37,14	38,81	7,48

При анализе эффективности метаэвристических подходов следует обратить внимание на хорошую сходимость предложенной модификации МРЧ, а также на реализованный впервые МЧ. Для него минимальным оказывается среднее значение ЦФ для плана ремонтов. Платой за это становится наибольшее время расчета графика отключений в своей группе методов. Особого внимания заслуживает МДЭ, поскольку несмотря сравнительно большое время расчета, он практически не требует предварительной настройки. Два указанных в таблице 2 параметра – это коэффициент скрещивания, диапазон возможных значений которого был указан самим разработчиком метода [64], и число рассматриваемых решений задачи, которое влияет на результат, но задается скорее исходя из вычислительных возможностей и ограничений времени, поскольку, чем больше решений будет рассматриваться одновременно, тем лучшим будет результат оптимизации.

2.4.4 Проверка теоретических критериев оптимальности планов ремонтов

В разделе 2.3 были получены условия оптимальности ремонтных площадок генерирующего оборудования по нескольким критериям БН: минимуму расхода топлива или ущерба от нарушения электроснабжения (2.48), минимуму вероятности (2.52) или суммы (2.54) вероятностей дефицита мощности за период времени, минимуму МО недоотпуска электроэнергии за период (2.57). Все найденные условия так или иначе подразумевают неизменность некоторого параметра в пределах ремонтного интервала. Так, например, в случае минимума дефицита мощности показано, что в пределах ремонтного интервала должна оставаться неизменной вероятность бездефицитной работы (2.57).

С целью проверки представленных гипотез был проведен вычислительный эксперимент: для ремонтируемого оборудования тестового примера, описанного в подразделе 2.4.1, генерировались случайные моменты ремонтов, равномерно распределенные на всем интервале планирования, и для полученных возможных планов выполнялся расчет показателей БН: МО дефицита мощности и вероятности дефицита. С целью достижения большей достоверности и исключения влияния допущений на результат эксперимента расчет данных показателей выполнялся по

ММК, общее описание процедуры которого представлено в разделе 3.1. Также для каждой версии плана оценивалась равномерность контролируемого параметра в рассматриваемом периоде: относительного резерва мощности (2.48), произведения вероятностей бездефицитной работы (2.52) и (2.54). В качестве такой меры рассматривался коэффициент вариации на интервале T , который в качестве примера для относительного резерва может быть рассчитан по выражению:

$$cv(R_t) = \frac{\sigma(R_t)}{m(R_t)}, \quad (2.58)$$

где $\sigma(R_t)$ и $m(R_t)$ – соответственно СКО и МО относительного резерва мощности R_t на интервале T .

Всего в ходе опытов было проанализировано 100 000 случайных планов ремонтов. Результаты эксперимента иллюстрируются на рисунках 2.12–2.19.

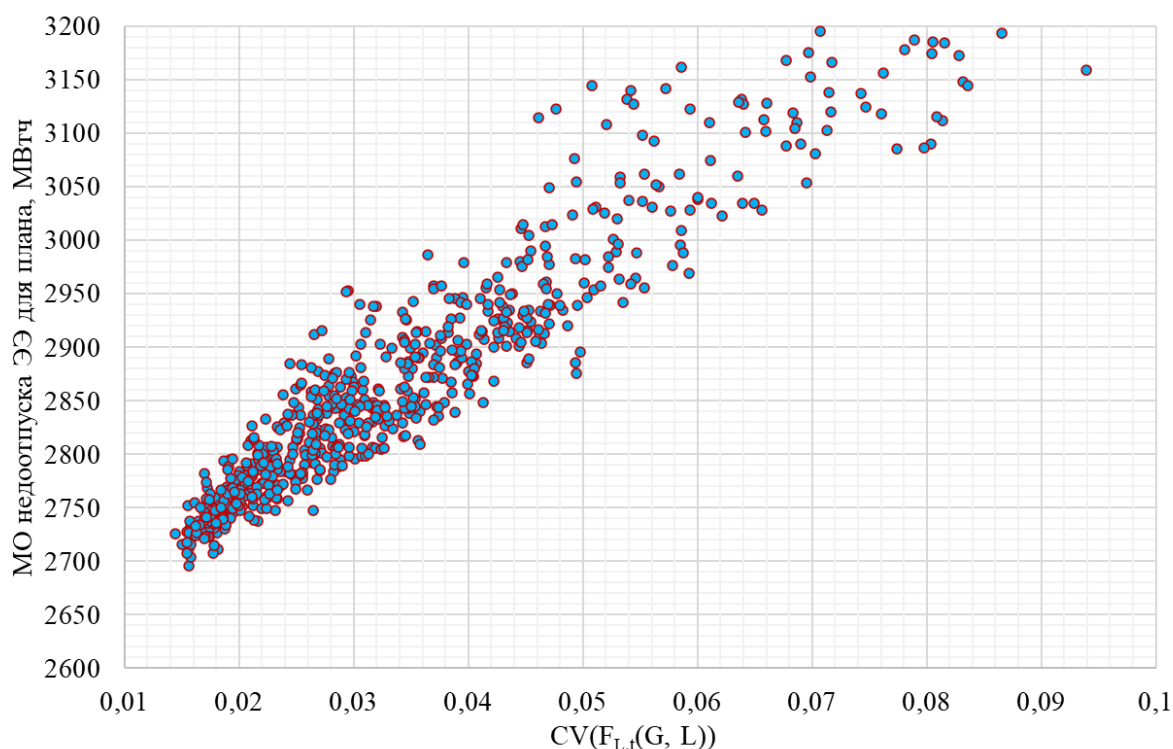


Рисунок 2.12. Зависимость МО недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации вероятности бездефицитной работы (2.57)

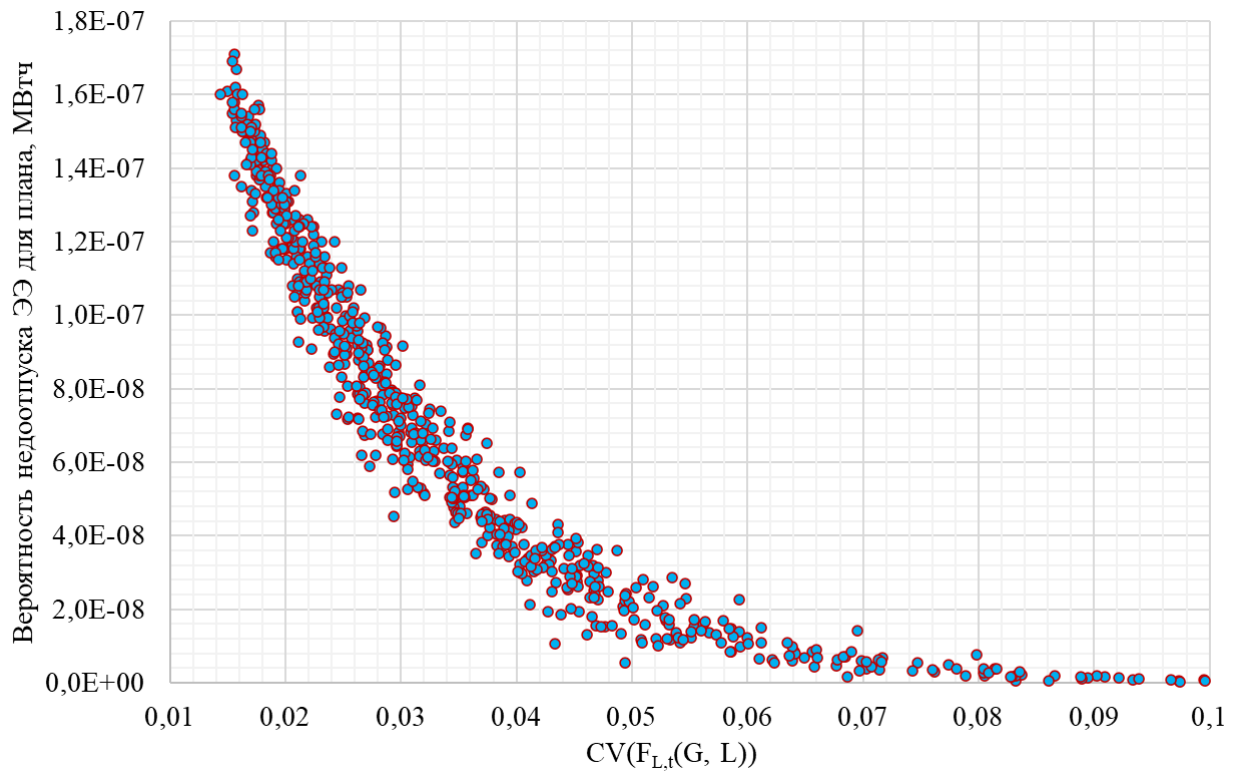


Рисунок 2.13. Зависимость вероятности недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации вероятности бездефицитной работы (2.57)

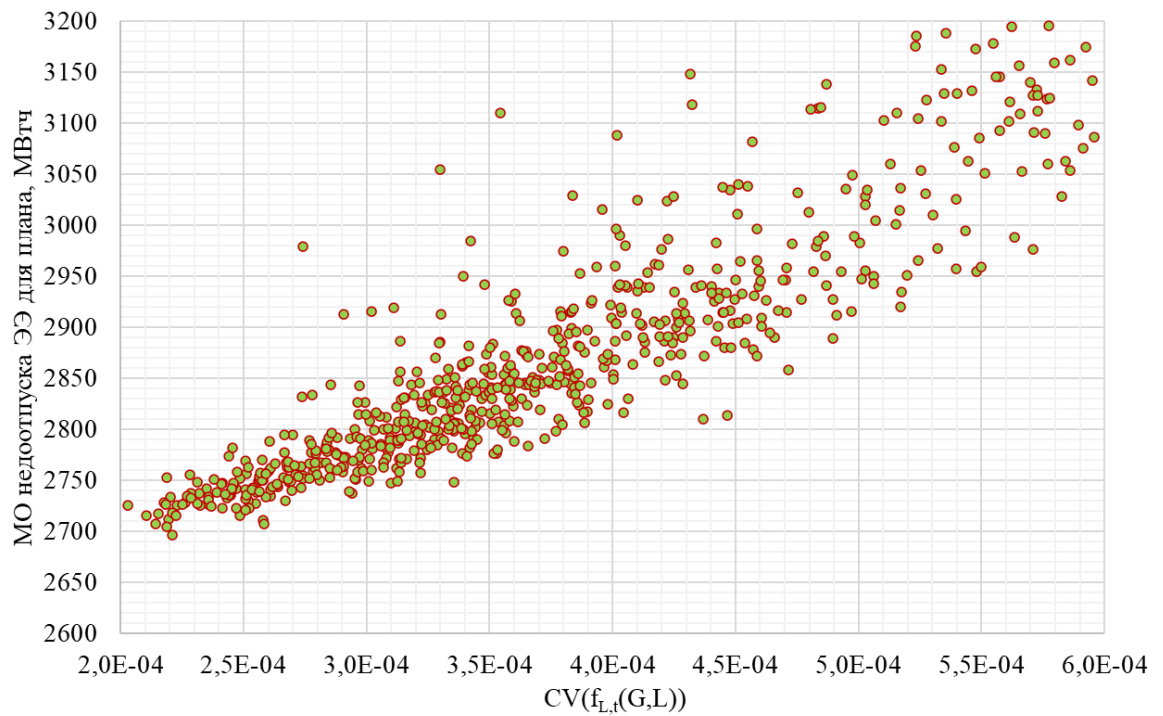


Рисунок 2.14. Зависимость МО недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации произведения вероятностей по (2.52)

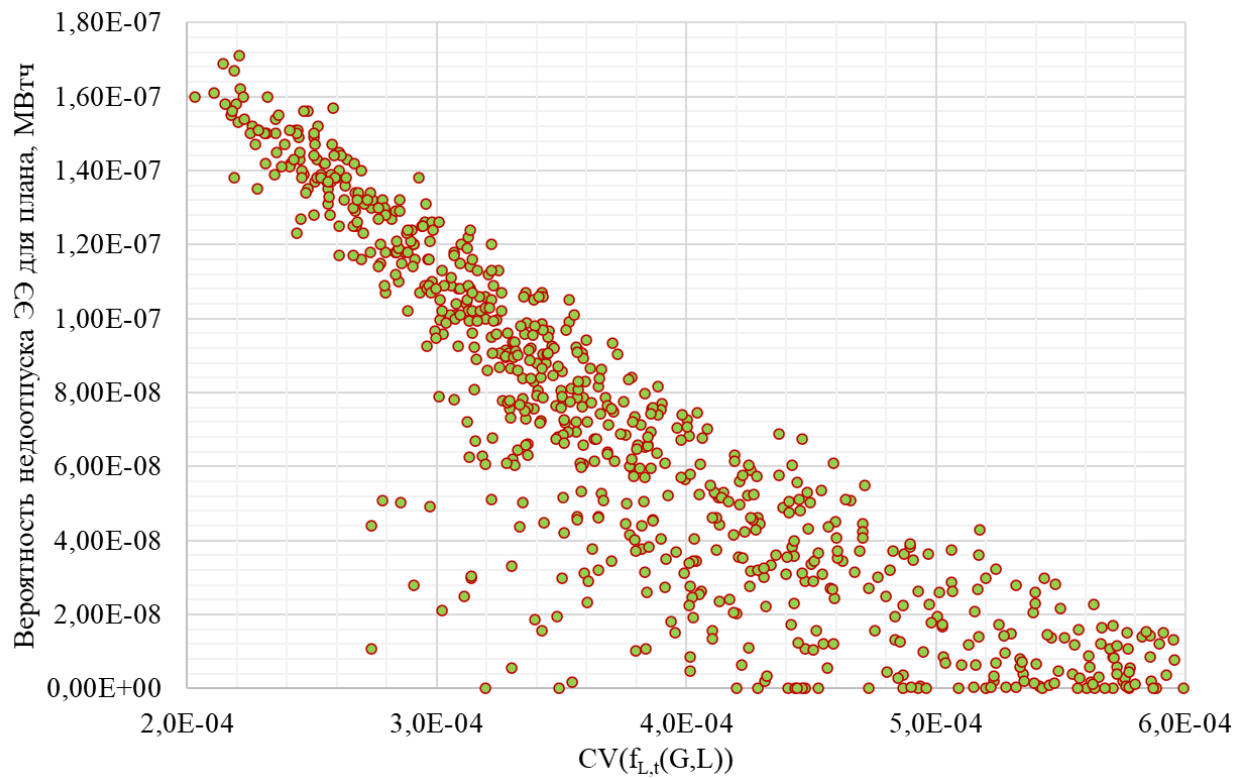


Рисунок 2.15. Зависимость вероятности недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации произведения вероятностей по (2.52)

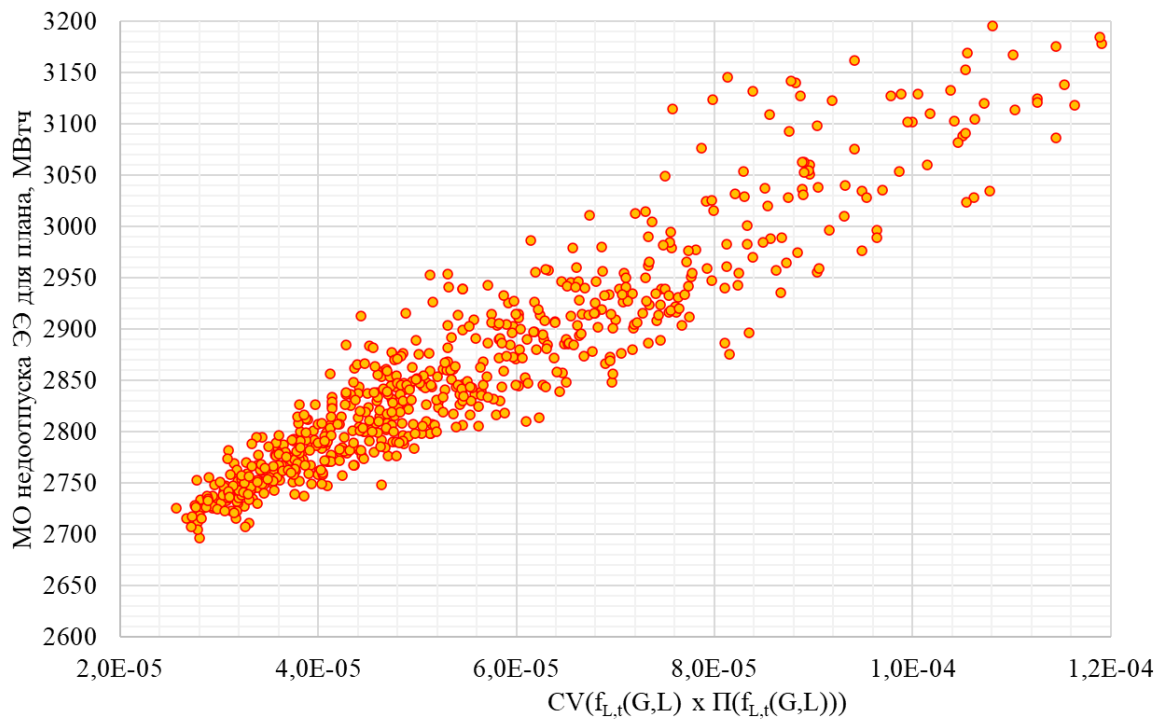


Рисунок 2.16. Зависимость МО недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации произведения вероятностей по (2.54)

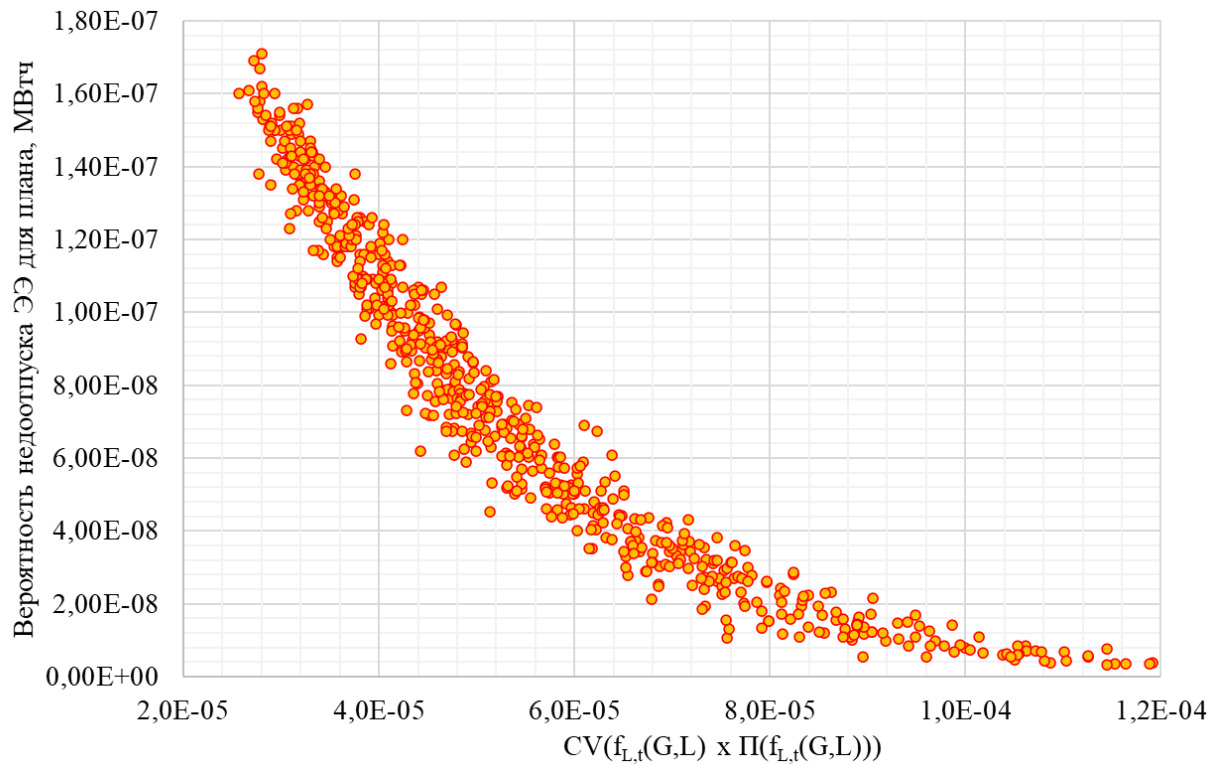


Рисунок 2.17. Зависимость вероятности недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации произведения вероятностей по (2.54)

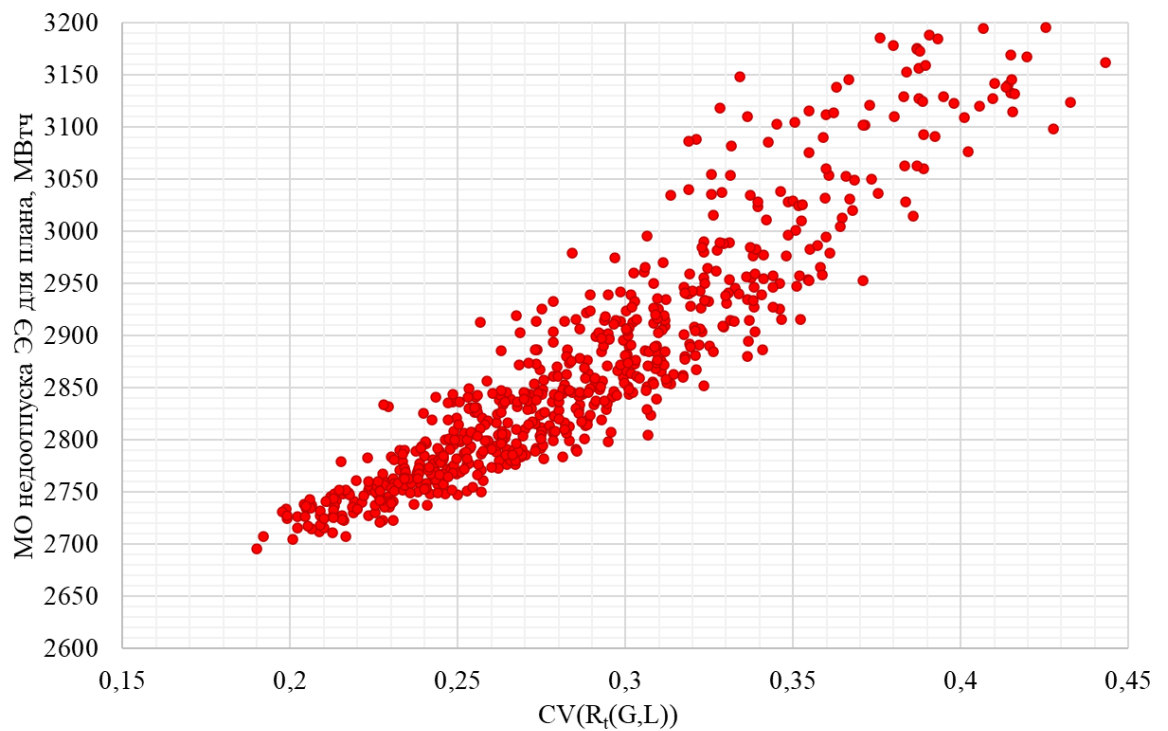


Рисунок 2.18. Зависимость МО недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации относительных резервов мощности по (2.48)

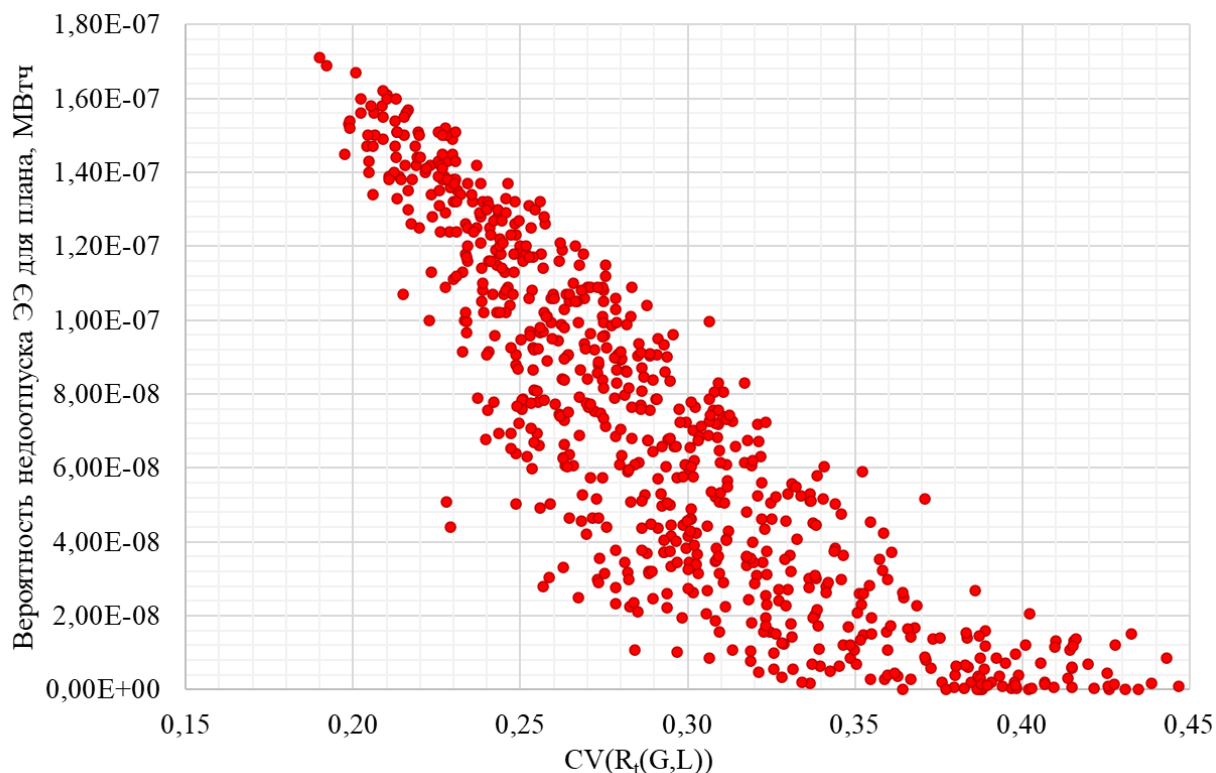


Рисунок 2.19. Зависимость вероятности недоотпуска ЭЭ для плана от коэффициента вариации относительных резервов мощности по (2.48)

Как можно видеть, гипотезы, представленные в разделе 2.3 подтверждаются. Критерий (2.48), рассчитанный на минимизацию расхода топлива и ущерба от нарушений электроснабжения, можно распространить и на случай поиска оптимального графика отключений по условиям минимума МО недоотпуска ЭЭ и вероятности дефицита мощности. Коэффициент вариации контролируемых величин может использоваться, как целевая функция при поиске оптимального плана, хотя в данной работе в этом качестве задействованы только выражения описанные в разделах 2.1 и 4.1 для непосредственной оценки МО недоотпуска.

В подразделе 4.3.4 выполняется аналогичный вычислительный эксперимент, но уже для случая одновременного планирования ремонтов генераторов и линий с учётом сетевых ограничений.

2.4.5 Проверка устойчивости решения

При использовании предлагаемой методики используются вероятности отключений генерирующего оборудования, которые определяются на основе

статистики аварийных и ремонтных простоев для конкретных типов агрегатов. Использование общей статистики даже по отдельным типам оборудования для моделирования отказов конкретных энергоблоков не может не влечь за собой погрешность расчетов, поскольку в таком случае не учитываются условия производства и эксплуатации данного оборудования. Для проверки того, насколько результирующие планы ремонтов устойчивы к случайным изменениям вероятностей отказов, выполняется следующий вычислительный эксперимент:

1. Случайным образом генерируется значение СКО σ_p нормального распределения ошибки в оценке вероятности отказа p_F . Его значение равномерно распределено в диапазоне $[0.0; 0.3p_F^0]$.
2. Для каждого из энергоблоков i в системе по нормальному распределению с учётом найденного на первом шаге СКО генерируется случайная ошибка Δp вероятности отказа $p_{F,i}$ и рассчитывается новая вероятность: $p'_{F,i} = p_{F,i}^0 + \Delta p_i$. Новое значение по «правилу 3σ » будет с высокой долей вероятности находиться в интервале $p'_{F,i} \in [0.1p_{F,i}^0; 1.9p_{F,i}^0]$. Это означает, что в худшем случае вероятность отказа будет практически в 2 раза выше статистической величины.
3. Выполняется планирование ремонтов с новыми вероятностями $p'_{F,i}$ для энергоблоков.

Было выполнено 500 таких опытов. На рисунке 2.19 представлена зависимость оценки МО недоотпуска ЭЭ для плана ремонтов с учётом того, что планирование велось по ошибочным вероятностям $p'_{F,i}$, от сгенерированного на первом шаге каждого опыта СКО.

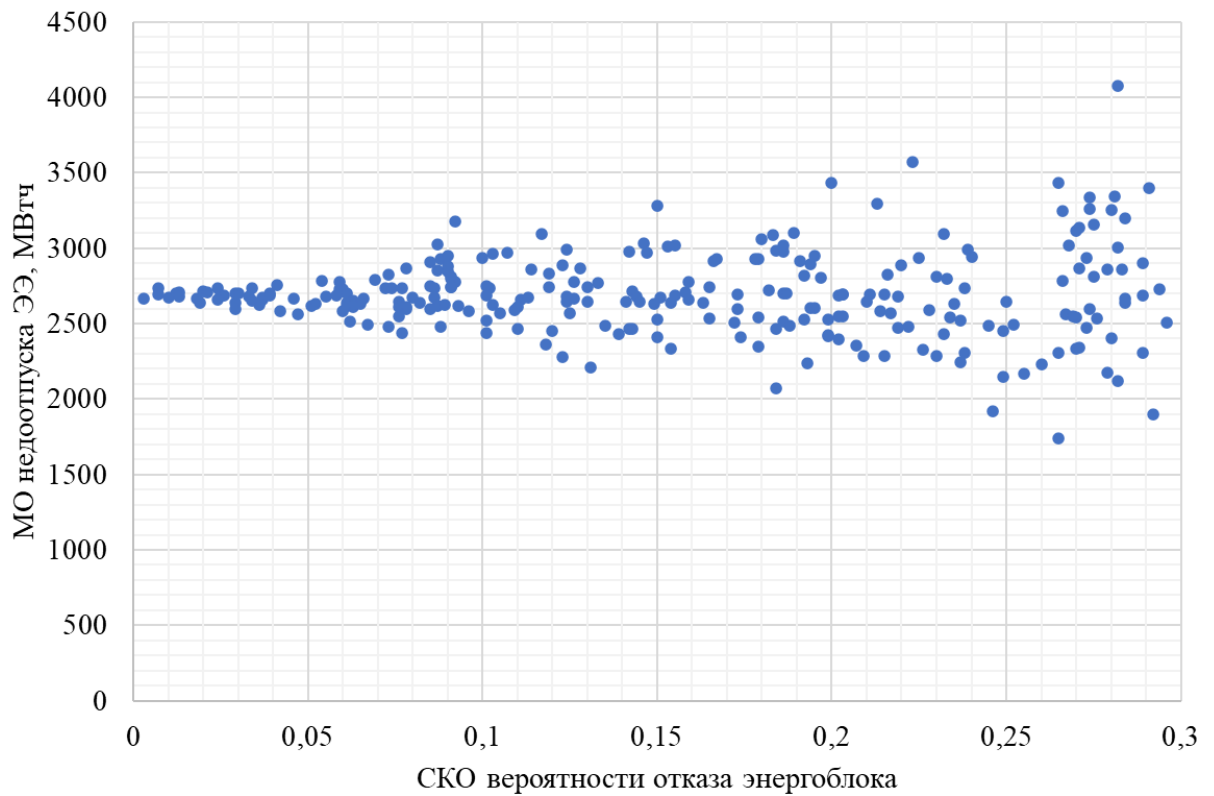


Рисунок 2.20. Зависимость оценки МО недоотпуска ЭЭ от СКО вероятности отказа энергоблока

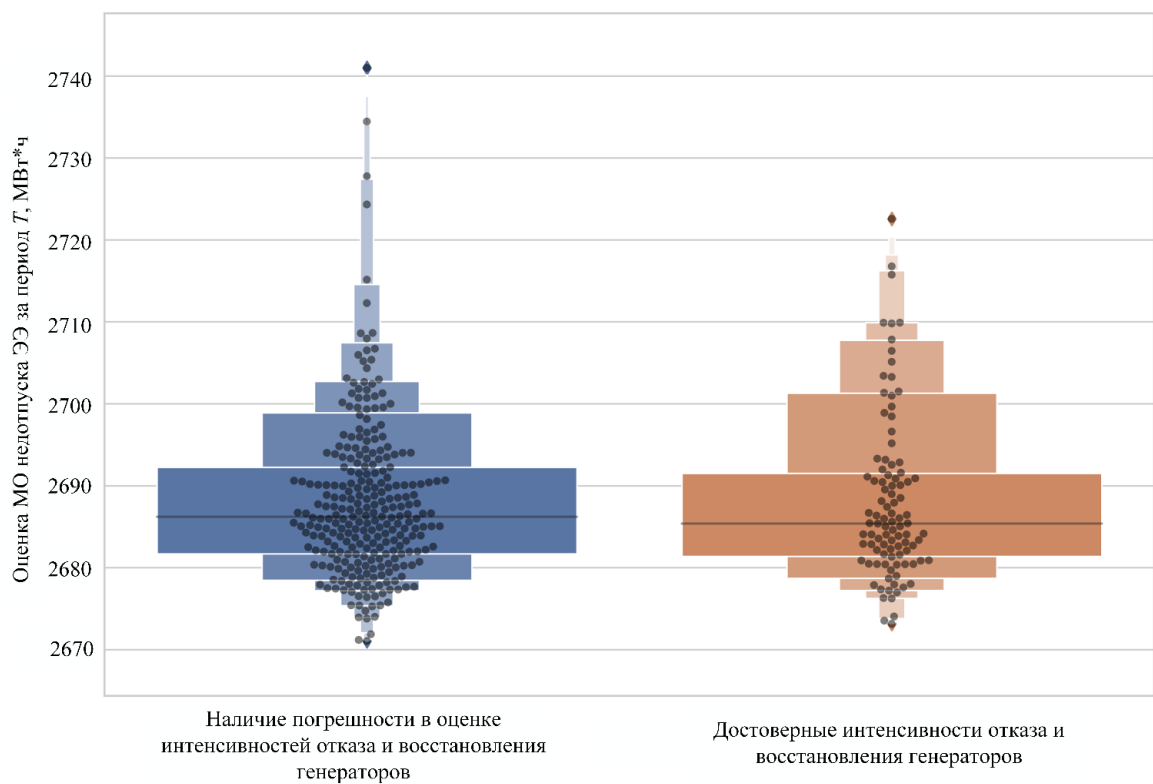


Рисунок 2.21. Реальная оценка МО недоотпуска ЭЭ для графиков, подготовленных по ошибочным и корректным вероятностям отказа энергоблоков

Как можно судить по рисунку 2.20, разброс МО недоотпуска ЭЭ с ростом СКО возрастает, что является закономерным результатом. Тем не менее, крайне важно понимать, что эти оценки сделаны по ошибочным вероятностям и такой исход ни о чем сам по себе не говорит. С точки зрения устойчивости решения интересен другой аспект: если планирование велось по ошибочным вероятностям, каково будет МО недоотпуска ЭЭ для полученных планов, если оценить показатель БН для них по реальным вероятностям $p_{F,i}^0$. Сравнение результатов рассеяния результирующих МО недоотпуска для таких планов и графиков ремонтов, сформированных на основе корректных $p_{F,i}^0$ представлено на рисунке 2.20.

Диаграммы на рисунке 2.21 указывают на то, что несмотря на использование ошибочных вероятностей отказа генераторов с отклонениями $\pm 90\%$ от истинного значения, результаты планирования оказываются не хуже, чем если бы оно выполнялось на основе достоверных данных. Разброс оценок МО в первом случае оказывается большим, но медианные значения, как можно видеть, практически совпадают.

Выводы по главе

Материал, изложенный в данной главе, позволяет прийти к следующим заключениям:

1. Метаэвристические подходы к решению задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования являются мощным инструментом для поиска оптимальных графиков отключений. Их применение позволяет учесть эксплуатационные ограничения любого рода, а также не сдерживается видом целевой функции.
2. Метод направленного поиска, несмотря на свою простоту, отличается высоким быстродействием и эффективностью планирования. Предложенная модификация, увеличивающая порядок метода, дополнительно повышает эту эффективность, но за счет кратного

увеличения вычислительных затрат. Главным недостатком является неудобство учёта ограничений.

3. Применение метода направленного поиска для планирования ремонтов сетевого оборудования является перспективной задачей, требующей определения принципа сортировки списка подлежащих ремонту линий.
4. Лучшее значение целевой функции для плана было получено с помощью метода направленного поиска. Среди метаэвристических подходов – с помощью предложенной модификации метода роя частиц, что подтверждает её целесообразность, и при помощи метода чемпионата. Для последнего также характерны наименьшая дисперсия целевой функции для результатов планирования и минимальное среднее значение этой функции. Ценой такого качества планирования для метода чемпионата оказывается наибольшая средняя длительность расчета.
5. Лучшей версией метода чемпионата при решении задачи планирования ремонтов энергоблоков является вторая модификация, учитывающая нейтральный исход сравнения решений. Для данного метода были определены оптимальные значения коэффициентов в выражении для обновления решений, а также показана перспективность реализации метода со случайным порядком сопоставления и обновления решений.
6. Перспективным является метод дифференциальной эволюции, поскольку он практически не требует предварительного решения задачи выбора оптимальных значений собственных параметров. По этой причине в следующих главах при решении сложных оптимизационных задач применяется именно этот подход.
7. Полученные теоретически оптимальные распределения ремонтного и относительного резервов в пределах ремонтного интервала для разных критериев планирования ремонтов полезны при расчете показателей БН в задаче планирования развития энергосистем, а также в качестве

самостоятельных критериев планирования ремонтов. Экспериментальная проверка гипотез подтвердила их состоятельность.

8. Показано, что ошибка при задании вероятности отказа генераторов слабо влияет на результаты планирования, поскольку оценка ЦФ для полученных в таких условиях графиков отключений оказывается не хуже, чем в случае использования достоверных данных.

ГЛАВА 3. ОЦЕНКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОЖИДАНИЯ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО МЕТОДУ МОНТЕ-КАРЛО

Прежде чем рассмотреть предлагаемый алгоритм планирования ремонтов с учётом сетевого фактора, необходимо прояснить, как в этих условиях следует подходить к оценке ожидаемого ограничения потребляемой мощности и ЭЭ. Данная глава посвящена методу статических испытаний – подходу, который позволяет учесть любые условия при оценке показателей надёжности.

3.1 Общая схема метода Монте-Карло

Показатели, характеризующие надёжность электроснабжения, являются вероятностными величинами. Это связано с тем, что они учитывают случайные состояния оборудования, уровни потребления, располагаемые мощности генерации и множество других факторов.

Существует два подхода к оценке этих показателей: аналитический и метод статических испытаний. Примером первого является оценка МО и вероятности дефицита мощности, приведенная в работах [1-6,55,56], опирающаяся на информацию о вероятностных распределениях нагрузки и генерации в концентрированной системе. Другим примером может служить расчет показателей надёжности по диаграмме состояний системы [85–90]. Согласно ему по интенсивностям переходов оцениваются вероятности нахождения системы в каждом из состояний и соответствующие им недоотпуски электроэнергии. После чего МО недоотпуска оценивается как среднее по вероятности для дефицитов в каждом режиме, а вероятность возникновения этого дефицита рассчитывается как отношение числа режимов с ограничением потребления к общему числу состояний системы.

По мере того, как усложняется набор внешних (погодные условия, вопросы доставки топлива на станции, рыночные условия и др.) и внутренних (ограничения уровней напряжений, токовых загрузок, перетоков мощности, выработки генераторов и др.) факторов системы, которые следует учесть при оценке

показателей надёжности, достижение аналитического решения оказывается все более сложным. В таких случаях предпочтение уже отдается классу методов статических испытаний, к числу которых относится ММК [91–98]. Этот метод заключается в проведении S испытаний на модели системы, каждое i -е из которых заключается в следующем:

1. По заданным предварительно вероятностным распределениям моделируется случайное состояние системы (состояния элементов, выработка ЭЭ возобновляемыми источниками, запас топлива на станциях, величина узловых мощностей и т. д.).
2. Для найденного состояния определяется искомая характеристическая величина x_c или набор величин $\{x_c\}$. Например, таковыми могут быть отключенная мощность системы DNS_t , индикаторная переменная s_t , указывающая на наличие дефицита мощности:

$$s_t = \begin{cases} 0, & DNS_t = 0 \\ 1, & DNS_t > 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

«запертая» или вынужденно отключенная мощность генерации PNG_t и др.

После N испытаний определяется МО каждой из величин x_c , как

$$m(x_c) = \bar{x}_c = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_c^i. \quad (3.2)$$

В частности, ожидаемый дефицит мощности $EDNS_t$ на интервале t :

$$EDNS_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N DNS_t^i, \quad (3.3)$$

недоотпуск ЭЭ $EENS$ за период T :

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T DNS_t^i, \quad (3.4)$$

вероятность ограничения потребления PLC_t на интервале t :

$$PLC_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N s_t^i, \quad (3.5)$$

ожидаемая величина запертой мощности генерации PNG_t на интервале t :

$$PNG_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N PNG_t^i, \quad (3.6)$$

Критерием остановки расчета служит либо достижение предельного числа испытаний $i = S_{max}$, либо достижение допустимого уровня *коэффициента вариации* cv , который для МО некоторого показателя x_c рассчитывается, как:

$$cv_x = \frac{\sigma(\bar{x}_c)}{\bar{x}_c}, \quad (3.7)$$

где $\sigma(\bar{x}_c)$ – СКО МО величины x . Этот параметр характеризует степень относительного рассеяния оценок МО и по мере его уменьшения можно говорить о сходимости расчета.

Для оценки $cv_{\bar{x}}$ между опытами ММК, чтобы не искать каждый раз среднее значение (3.2) и не хранить колоссальное количество данных о предшествующих испытаниях можно воспользоваться формулами пересчета МО и дисперсии показателя надёжности. В частности, для МО:

$$\bar{x}_c^{(i)} = \frac{\bar{x}_c^{(i-1)}(i-1) + x_c^{(i)}}{i}, \quad (3.8)$$

где $\bar{x}_c^{(i)}$ – оценка МО показателя x_c за i испытаний; $x_c^{(i)}$ – значение показателя x_c полученное в ходе i -го опыта.

Дисперсия при $i = 2$:

$$\begin{aligned} V^{(2)}(x_c) &= \frac{(x_c^{(1)} - \bar{x}_c^{(2)})^2 + (x_c^{(2)} - \bar{x}_c^{(2)})^2}{2} = \\ &= \frac{(x_c^{(1)})^2 - 2x_c^{(1)}\bar{x}_c^{(2)} + (\bar{x}_c^{(2)})^2 + (x_c^{(2)})^2 - 2x_c^{(2)}\bar{x}_c^{(2)} + (\bar{x}_c^{(2)})^2}{2} = \\ &= \frac{(x_c^{(1)})^2 + (x_c^{(2)})^2}{2} + (\bar{x}_c^{(2)})^2 - 2\bar{x}_c^{(2)} \frac{x_c^{(1)} + x_c^{(2)}}{2} = \\ &= m^{(2)}((x_c)^2) - (\bar{x}_c^{(2)})^2, \end{aligned} \quad (3.9)$$

где $m\left(\left(x_c^{(i)}\right)^2\right)$ – МО квадрата x_c .

Полученное выражение обобщается:

$$V^{(i)}(x_c) = \frac{m^{(i-1)}((x_c)^2)(i-1) + \left(x_c^{(i)}\right)^2}{i} - \left(\bar{x}_c^{(i)}\right)^2. \quad (3.10)$$

Таким образом вместо того, чтобы хранить значения $x_c^{(i)}$ от всех опытов и каждое испытание оценивать по ним показатели надёжности, требуется только дополнительно пересчитывать МО квадрата x_c .

В работе [92], посвященной применению ММК в анализе энергосистем, указывается, что для МО недоотпуска электроэнергии $EENS$ характерна самая медленная сходимость среди применяемых показателей БН. Именно для этого показателя рекомендуется оценивать коэффициент вариации (3.7), чтобы гарантировать минимальную дисперсию полученных результатов.

В следующих разделах речь будет идти по применению ММК для оценки показателей надёжности конкретного режима сети в момент времени t на расчетном периоде T . На рисунках 3.1 и 3.2 представлены блок-схемы соответствующих алгоритмов. Для оценки недоотпуска ЭЭ требуется оптимизировать режим сети с учётом возможности ограничения узловых нагрузок. Это задача распределения дефицита мощности, которой посвящен следующий раздел.

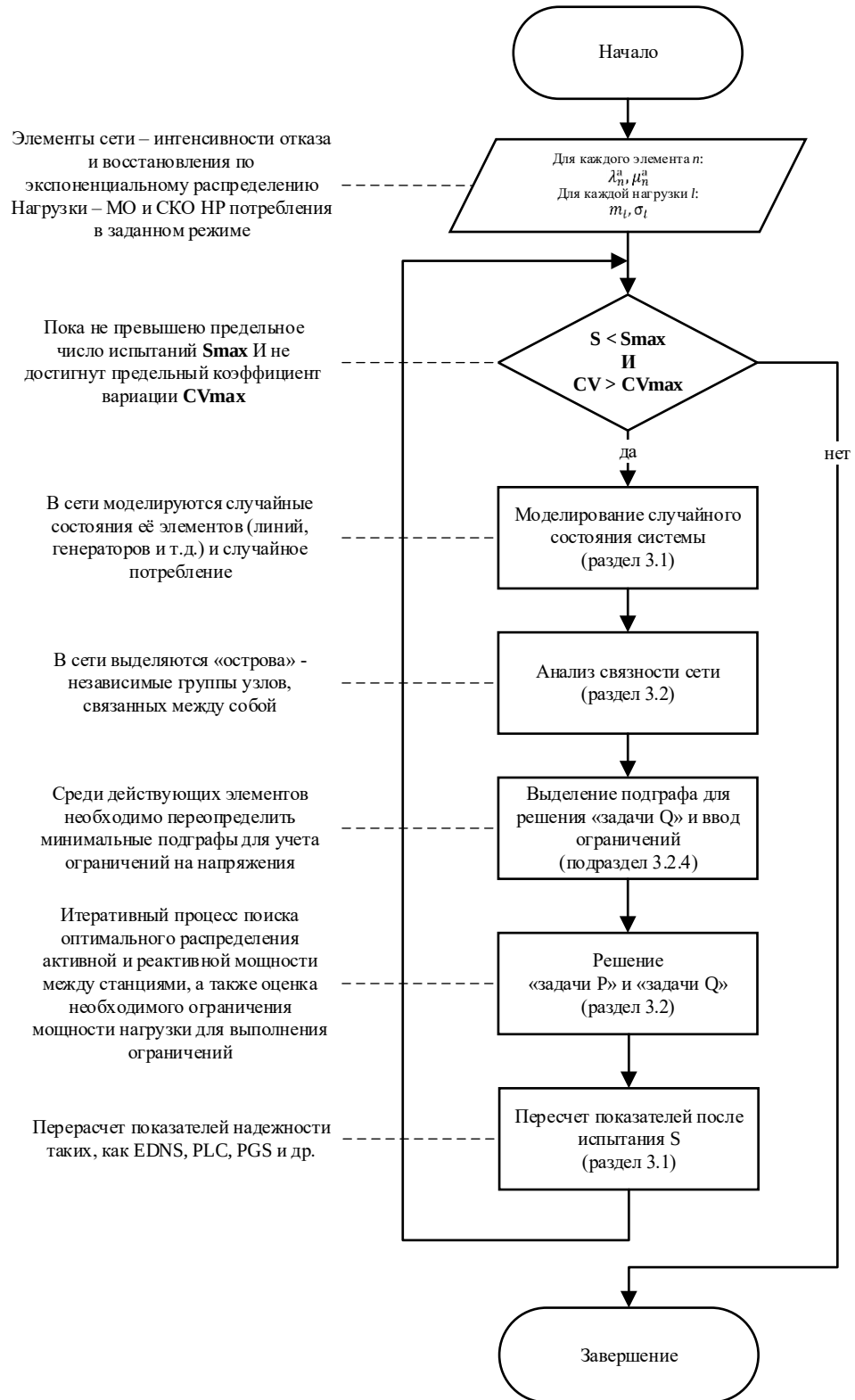


Рисунок 3.1. Общая схема ММК для расчета показателей надёжности для режима сети

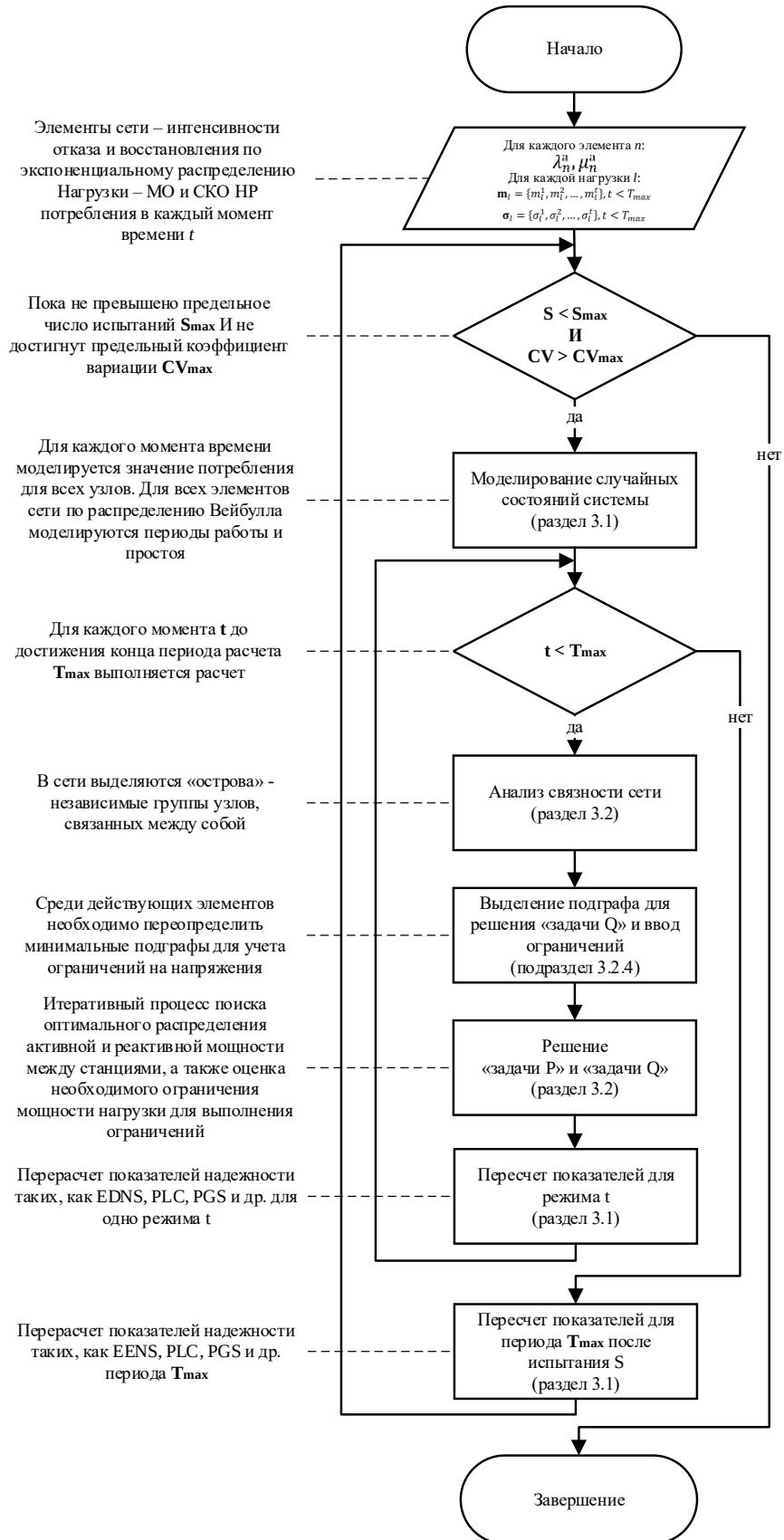


Рисунок 3.2. Общая схема ММК для расчета показателей надёжности для периода времени

Активная $P_{n,t}$ и реактивная $Q_{n,t}$ мощности нагрузки узла n в каждом режиме t моделируются нормальными распределениями:

$$f(P_{n,t}, m_{n,t}^P, \sigma_{n,t}^P) = \frac{1}{\sigma_{n,t}^P \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{P_{n,t} - m_{n,t}^P}{\sigma_{n,t}^P} \right)^2}, \quad (3.11)$$

$$f(Q_{n,t}, m_{n,t}^Q, \sigma_{n,t}^Q) = \frac{1}{\sigma_{n,t}^Q \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{Q_{n,t} - m_{n,t}^Q}{\sigma_{n,t}^Q} \right)^2}, \quad (3.12)$$

где $P_{n,t}$ и $Q_{n,t}$ – активная и реактивная мощность нагрузки узла n в режиме t , МВт и Мвар; $m_{n,t}^P$ и $m_{n,t}^Q$ – МО активной и реактивной мощности нагрузок в режиме нагрузки узла n в режиме t , МВт и Мвар; $\sigma_{n,t}^P$ и $\sigma_{n,t}^Q$ – СКО активной и реактивной мощности нагрузок в режиме нагрузки узла n в режиме t , МВт и Мвар. Здесь предполагается, что МО нагрузки – это некоторое прогнозное значение потребления и случайность обусловлена ошибкой прогноза [55, 85–92]. Моделирование случайной ошибки измерения традиционно выполняется с помощью распределения Гаусса.

Для линий, трансформаторов, генераторов и всех элементов b , состояние которых дискретно (работа или отказ), длительности наработки на отказ и восстановления моделируются экспоненциальными распределениями:

$$f_a(t_a^b, \lambda_a^b) = \lambda_a^b e^{-\lambda_a^b t_a^b}, \quad (3.13)$$

$$f_b(\tau_b^b, \mu_b^b) = \mu_b^b e^{-\mu_b^b \tau_b^b} \quad (3.14)$$

где t_a^b и τ_b^b – соответственно время наработки на отказ и длительность восстановления элемента b , год; λ_a^b и μ_b^b – интенсивности отказа и восстановления элемента b , $\frac{1}{\text{год}}$. Предположение об экспоненциальном характере распределения длительностей безотказной работы устройства и периода восстановления является классическим в теории структурной надёжности [55]. Также для элементов системы важными характеристиками являются коэффициенты готовности K_b^w и неготовности K_b^F :

$$K_b^W = p_b^W = \frac{\mu_b^b}{\mu_b^b + \lambda_a^b}, \quad (3.15)$$

$$K_b^F = p_b^F = \frac{\lambda_a^b}{\mu_b^b + \lambda_a^b}. \quad (3.16)$$

Эти коэффициенты фактически равны вероятностям обнаружить элемент b в работоспособном или неработоспособном состоянии.

Моделирование случайного состояния системы для режима и для интервала времени выполняется по-разному. В первом случае для момента t в ходе опыта:

1. По (3.11) и (3.12) генерируются случайные значения потребления $P_{n,t}$ и $Q_{n,t}$, для $\forall n \in N$.
2. Для каждого элемента b , для которого $K_b^F \neq 0$, по равномерному распределению генерируется случайное число $d \in [0; 1]$. Если $d < K_b^F$, то элемент b в состоянии отказа, в противном случае – остается в работе.

Случайную последовательность состояний системы в режимах $t \in [1, 2, \dots, T]$ можно получить аналогичным образом, если для каждого t получить состояния элементов с помощью K_b^F и K_b^W . Тем не менее, правильнее использовать экспоненциальные распределения (3.13) и (3.14), и следовать следующей процедуре моделирования случайных процессов:

1. По (3.11) и (3.12) генерируются случайные значения потребления $P_{n,t}$ и $Q_{n,t}$, для $\forall n \in N$ в каждом режиме t .
2. Состояние каждого элемента b определяется следующей последовательностью операций:
 - 2.1. Текущий момент времени $t' = t_0$.
 - 2.2. По распределению (3.13) методом обратного преобразования определяется случайная наработка на отказ t_a^b .
 - 2.3. Если $t' + t_a^b \geq T$, то расчет заканчивается – элемент b в течение всего периода T находится в работе. Выход из вложенного алгоритма.
 - 2.4. Если $t' + t_a^b < T$, то $t' = t' + t_a^b$.

2.5. По распределению (3.14) методом обратного преобразования определяется случайное время восстановления τ_b^b .

2.6. Если $t' + \tau_b^b \geq T$, то элемент b выводится из работы до конца периода T и расчет завершается. Выход из вложенного алгоритма.

2.7. Если $t' + \tau_b^b < T$, то $t' = t' + \tau_b^b$ и элемент b выводится из работы в промежутке $t \in [t' - \tau_b^b; t']$. Возврат к шагу 2.2.

По завершению алгоритма для всех элементов получена последовательность режимов работа-восстановления, как это показано на рисунке 3.3.

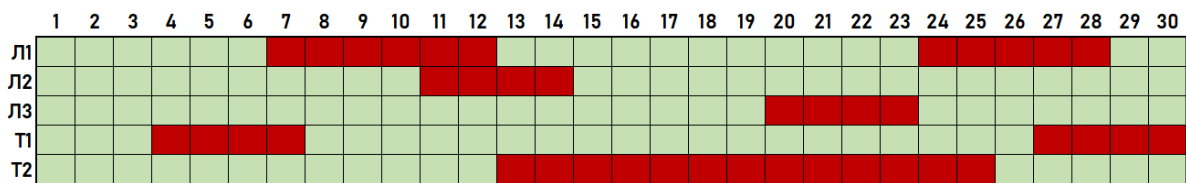


Рисунок 3.3. Диаграмма состояний линий и трансформаторов (зеленым обозначены дни, когда элемент в работе; красным – аварийный простой)

При анализе начала интервала можно в последнем алгоритме использовать не экспоненциальное, а трехпараметрическое распределение Вейбулла. Это позволит учесть существующую к началу интервала наработку на отказ. В остальном алгоритм останется без изменений.

3.2 Распределение дефицита мощности, как задача нелинейного программирования

Задача планирования капитальных ремонтов с учётом сетевых ограничений имеет промежуточный характер относительно задач оптимизации режимов в целях оперативного управления и определения МО недоотпуска ЭЭ при планировании перспективного развития. Для решения этих задач применяются разные методы в силу разной степени детализации и определенности исходных данных и решения. В частности, при перспективном планировании не требуется высокой точности оценки параметров режима, но необходимыми являются быстроедействие процедуры и гарантированная сходимость, поскольку, как правило, расчет выполняется на внутреннем цикле ММК. Расчет УР через матрицу

токораспределения удовлетворяет требованиям и первой (на этапе разработки предварительного плана кап. ремонтов), и второй задач. Так в [92] предлагается несколько подходов к распределению дефицита мощности между узлами нагрузки в том числе основанных на методе коэффициентов потокораспределения. В труде [101] так же рекомендуется использовать этот метода, но с дополнительным использованием матрицы перетоков мощности в аварийных схемах. По этим причинам в качестве основного математического аппарата в данной работе рассмотрены математические алгоритмы и процедуры на базе матрицы токораспределения (чувствительности). В частности, используется вариация метода коэффициентов потокораспределения для распределения активной мощности – «задача P ». Главное, что дает такой подход – гарантия сходимости при максимальном быстродействии.

Следует отдельно подчеркнуть, что описываемое далее решение – не предмет новизны, а лишь реализованный инструмент для решения вспомогательной задачи при планировании ремонтов.

Преимущество метода коэффициентов потокораспределения заключается в том, что для оценки перетоков мощности по ветвям сети не требуется детальный расчет режима сети. С помощью этой матрицы может быть получено потокораспределение на основе только узловых мощностей. Это альтернатива оптимизации на базе системы УУН или её упрощенной версии, применяемой в разделенном методе Ньютона [94, 95]. В этих случаях не удастся ввести ограничения по напряжению для отдельных точек или части связей в сети, поскольку для оценки потокораспределения требуется расчет напряжений всех узлов. При этом в моделях реальных энергосистем число узлов может достигать десятков тысяч узлов. Таким образом, нужно либо мириться со значительными вычислительными затратами и развивать методику решения экстенсивно – как вариант, за счет параллельных вычислений, либо эквивалентировать исходную модель так, чтобы сократить число узлов до минимума без снижения информативности модели сети. Эквивалентирование модели – это хорошее

решение, но его сложно алгоритмизировать при использовании ММК, поскольку в ходе каждого опыта схема сети может меняться, что потребует обновления эквивалентной модели.

Как было отмечено, метод коэффициентов потокораспределения лишен этих недостатков. Размерность задачи можно гибко варьировать в зависимости от числа ограничений, о чем будет сказано ниже, и включать в вектор варьируемых переменных только мощности интересующих узлов сети.

Дополнительно следует отметить, что учёт допустимости напряжений в узлах, во-первых, является задачей режимной надёжности, что актуально лишь на относительно коротком горизонте планирования, где практически максимально полно определены структура и параметры электрической сети и, во-вторых, требует оценки обеспеченности баланса реактивной мощности и энергии в ЭЭС. Математическое обеспечение последней задачи практически отсутствует. Требуются глубокие научные исследования, аналогичные проблеме баланса активной мощности и энергии.

Как было показано на блок-схемах 3.1 и 3.2, одним из этапов оптимизации является анализ связности сети. Эта процедура выполняется по алгоритму, описанному в работе [55]. По её окончании в зависимости от результата вместо одной сети требуется произвести оптимизацию режима для нескольких районов, называемых *островами*. Каждый остров включает в себя набор узлов, которые оказались отделены от остальной системы, связывающие их линии и прочие изолированные объекты. Метод коэффициентов потокораспределения работает для всей сети и в этих условиях: для линий одного острова коэффициенты по мощностям другого будут равны нулю. Решение задачи Р выполняется отдельно для каждого острова, как это показано на блок-схеме 3.4. Если, например, в отделившемся районе отсутствует генерация, или наоборот нагрузка, то оптимизация не проводится. В первом случае недоотпуск ЭЭ равен ожидаемому потреблению в исследуемом режиме; во втором случае – дефицит равен нулю, но имеется запертая мощность, которую можно учесть в другом показателе БН.

В следующих разделах описывается предлагаемое решение задачи Р, а также реализация метода коэффициентов потокораспределения. Здесь хотелось бы остановиться сверх прочего на критерии остановки расчета по распределению дефицита мощности между узлами сети. Здесь может быть два подхода:

1. Выполнение всех ограничений задачи.
2. Длина вектора изменения варьируемых переменных Δx на 1-й итерации j -го цикла оптимизации не превышает пороговое значение ε

$$|\Delta x| \leq \varepsilon. \quad (3.17)$$

Расчеты в конце главы выполняются с использованием первого критерия.

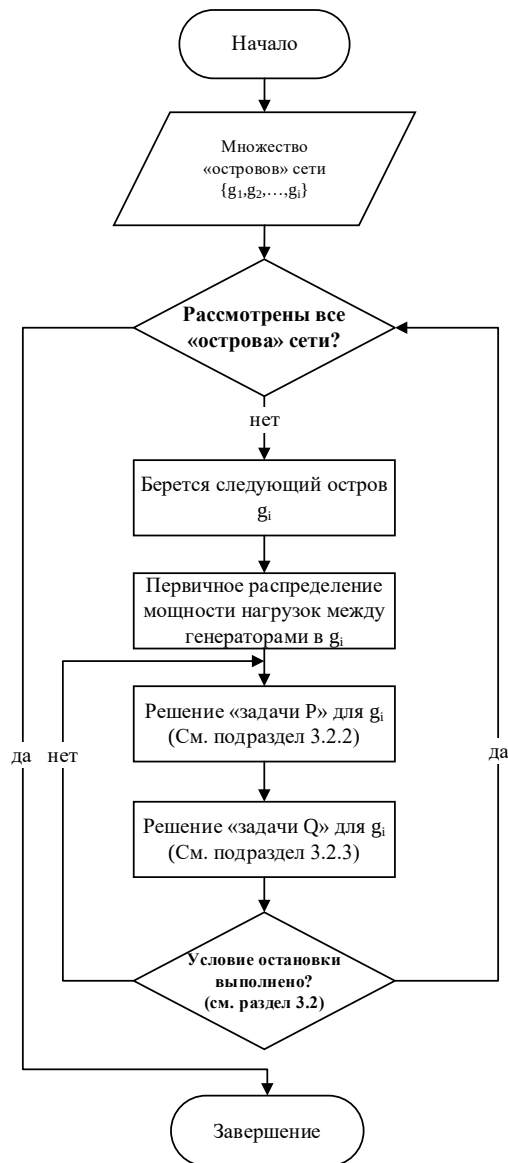


Рисунок 3.4. Блок-схема распределения дефицита мощности между узлами сети в режиме t

Дополнительно для снижения вычислительных затрат расчет мощностей ведется не для отдельных генераторов и потребителей, а для узлов генерации и нагрузки в целом. В качестве характеристик затрат, как это показано ниже используются обобщенные узловые характеристики, которые перестраиваются в зависимости от состава работающего оборудования и соотношения режимных мощностей отдельных потребителей.

Важно понимать – рассчитываемые по методу распределения дефицита мощности ограничения потребления в узлах сети не имеют ничего общего с распределением управляющих воздействий по отключению нагрузки для противоаварийной автоматики. Если по результатам оптимизации показано, что в узле нагрузки требуется отключить 100 МВт, то это не означает, что они действительно были бы отключены или их следовало бы отключить. Эта величина служит для того, чтобы качественно сравнить тяжесть послеаварийных режимов, а также в среднем оценивать, насколько те или иные мероприятия повышают надёжность электроснабжения.

3.2.1 Метод расчета потоков через коэффициенты потокораспределения

Метод коэффициентов токораспределения – это метод расчета режима сети, основанный на применении матрицы коэффициентов токораспределения. Эта матрица связывает узловые значения токов в режиме с токами по ветвям сети и базируется на принципе наложения. Для сети с n узлов и m ветвей это матрица $A = [a_{ij}]_{mn}$, где a_{ij} – доля тока j -го узла в токе i -й ветви. Так, в общем случае для расчета токов по связям для некоторой сети требуется вычислить:

$$\mathbf{i} = A \cdot \mathbf{j}, \quad (3.18)$$

где $\mathbf{i}$ – вектор токов по ветвям сети; $\mathbf{j}$ – вектор узловых токов. При этом, поскольку система уравнений (3.18) линейна, потенциально режим сети может быть рассчитан без итерационной процедуры: после расчета вектора $\mathbf{i}$ определяются узловые напряжения $\mathbf{v}$ и процедура на этом завершается. Для неоднородной сети все элементы матриц и векторов представлены комплексными величинами,

поэтому для упрощения дальнейшего вывода рассматривается случай матрицы вещественных коэффициентов токораспределения для сети постоянного тока.

Расчет режима традиционно выполняется в мощностях. Иными словами, вместо вектора узловых токов, исходным является вектор узловых мощностей. В таком случае уравнение (3.18) по-прежнему применимо, но либо с допущением об отсутствии в сети потерь мощности, либо с переходом к итерационному расчету с уточнением напряжений и потерь мощности. Здесь возникают трудности со всем, что так же связано с напряжениями: мощности шунтов, трансформаторы и т. д. Это зачастую ограничивает область применения метода распределительными сетями и приближенным расчетом при оптимизации режимов. Вклад в развитие этого подхода внес Холмский В.Г. [96], ряд идей которого используется и в этой работе.

Классическим подходом к определению матрицы A является метод единичных токов, который фактически воспроизводит принцип наложения [96, 99]. Так для сети n узлов требуется последовательно заменить нагрузку или генерацию узла единичным током и рассчитать токораспределение. Результатом каждого расчета становится столбец матрицы A . При этом любое изменение схемы сети требует пересчета матрицы коэффициентов, поскольку меняется её размерность, как и распределение токов в измененной схеме. Следует понимать, что расчеты режимов подразумевают постоянную работу с послеаварийными и ремонтными схемами, что требует анализа множества схемных ситуаций для одной сети. Их количество только возрастает при применении ММК. В работе [92] предлагается метод упрощенного учёта отключения элементов без пересчета матрицы коэффициентов, но и это решение неизбежно искажает результат, а также плохо применимо к параллельно работающим элементам.

Тем не менее, как отмечалось в начале раздела 3.2, в этой работе предлагается оптимизационный алгоритм, основанный именно на методе коэффициентов токораспределения. Для решаемой задачи преимущества этой методики перекрывают её недостатки. Как будет показано ниже, элементы матрицы A можно использовать для оценки загрузки отдельных элементов, а также для сокращения

размерности задачи при условии, что матрицы коэффициентов для основных сценариев подготовлены до начала расчета.

С целью снижения вычислительных затрат и упрощения алгоритма оптимизации нужно от метода единичных токов с перебором узлов перейти к однократному расчету матрицы коэффициентов.

Дальнейшие рассуждения для наглядности будут проводиться для простой демонстрационной схемы, представленной на рисунке 3.5. Красным цветом на ней обозначены номера линий, зеленым – номинальные напряжения узлов.

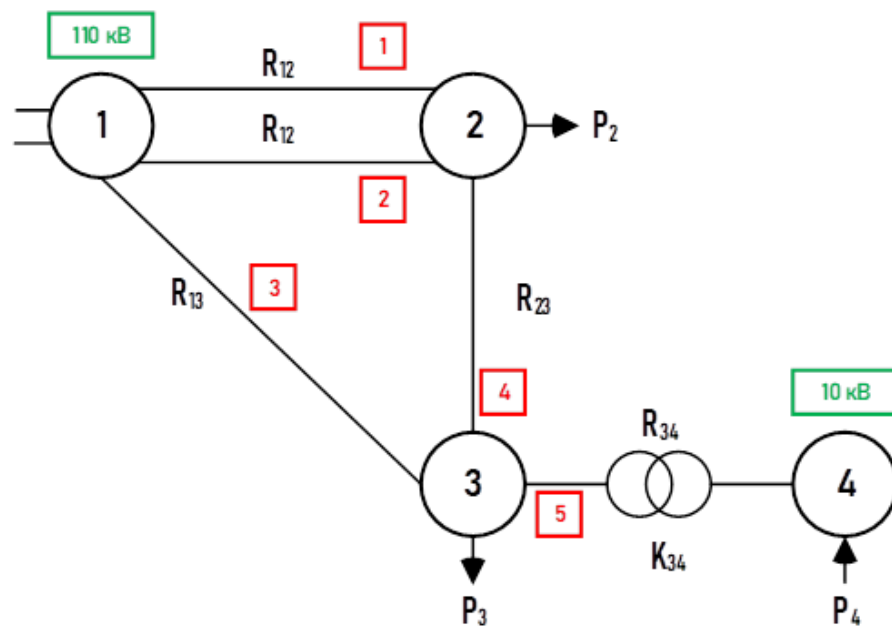


Рисунок 3.5. Демонстрационная схема

Для того чтобы получить A простым перемножением матриц, требуется ввести понятие специальной матрицы инцидентий. В теории графов матрицы инцидентий показывают, какие вершины связывает каждая дуга графа [55]. Для направленного графа с n узлов и m ветвей это матрица размерностью $[n \times m]$, обозначаемая как $B = [b_{ij}]_{mn}$. Она заполняется так:

1. $b_{ij} = 1$, если i – это первый узел ветви a_j .
2. $b_{ij} = -1$, если i – это второй узел ветви a_j .
3. $b_{ij} = 0$, если ветвь a_j не связывает узел x_i с каким-либо другим узлом.

Так, если для трансформаторов в качестве начальных узлов строго принять выводы обмотки высокого напряжения, то для сети на рисунке 3.5 матрица $\mathbf{B}$ запишется, как показано ниже.

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}. \quad (3.19)$$

Матрица $\mathbf{B}$ не позволяет сохранить и использовать в дальнейшем информацию о трансформаторных ветвях схемы, поэтому введем понятие специальной матрицы инцидентий $\mathfrak{B} = [\mathfrak{b}_{ij}]$, в которой для трансформаторных ветвей вводятся собственные правила заполнения. При условии, что для трансформаторов узел начала на стороне высокого напряжения:

1. $\mathfrak{b}_{ij} = 1$, если x_i – это первый узел трансформатора a_j .
2. $\mathfrak{b}_{ij} = -K_{\text{тр}} = -\frac{V_{\text{вн}a_j}}{V_{\text{нн}a_j}}$, если x_i – это второй узел трансформатора a_j .
3. $\mathfrak{b}_{ij} = 0$, если трансформатор a_j не связывает узел x_i с другим узлом.

Для той же сети на рисунке 3.2 с учётом номинальных классов напряжения узлов специальная матрица инцидентий примет вид:

$$\mathfrak{B} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -11 \end{bmatrix}. \quad (3.20)$$

Новая матрица может быть использована для расчета падений напряжений на участках сети. Выполнить такой расчет достаточно просто:

$$\Delta \mathbf{v} = \mathfrak{B}^T \cdot \mathbf{v} \quad (3.21)$$

где $\Delta \mathbf{v}$ – вектор падений напряжений по ветвям схемы; $\mathbf{v}$ – вектор узловых напряжений сети.

Используя введенную матрицу $\mathfrak{B}$ и вектор $\Delta \mathbf{v}$, можно рассчитать токораспределение в сети следующим образом:

$$\mathbf{i} = \mathbf{Y} \times \Delta \mathbf{v} = \mathbf{Y} \times \mathfrak{B}^T \times \mathbf{Y}^{-1} \times \mathbf{j} = \mathcal{A} \times \mathbf{j}, \quad (3.22)$$

где для сети с n узлов и m ветвей: $Y = \text{diag}\{Y_1, Y_2, \dots, Y_m\}$ – диагональная матрица проводимостей ветвей схемы, См; Y – матрица проводимостей сети, используемая в расчете режимов по системе УУН, См; $\mathcal{A} = [a_{ij}]_{m \times n} = Y \times \mathfrak{B}^T \times Y^{-1}$ – расчетная матрица коэффициентов токораспределения, равная матрице A , полученной по методу единичных токов.

Расчет потокораспределения активной мощности требует пересчета узловых токов и токов по ветвям в мощности, как это показано ниже:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{p} &= V^p \times Y \times \mathfrak{B}^T \times Y^{-1} \times \left[\frac{1}{V_p} \right] \times \mathbf{p} = \\ &= V^p \times \mathcal{A} \times \left[\frac{1}{V_p} \right] \times \mathbf{p} = \mathcal{A}' \times \mathbf{p}. \end{aligned} \quad (3.23)$$

где для сети с n узлов и m ветвей $V_p = \text{diag}\{V_1^p, V_2^p, \dots, V_n^p\}$ – диагональная матрица рабочих узловых напряжений сети, кВ; $\left[\frac{1}{V_p} \right] = \text{diag}\left\{ \frac{1}{V_1^p}, \frac{1}{V_1^p}, \dots, \frac{1}{V_n^p} \right\}$ – диагональная матрица обратных режимных узловых напряжений сети, кВ; $\boldsymbol{p} = [P_1, P_2, \dots, P_n]^T$ – вектор узловых активных мощностей, МВт; $\mathbf{p} = [P_1, P_2, \dots, P_m]^T$ – вектор линейных активных мощностей в начале связей, МВт; $\mathcal{A}'$ – матрица коэффициентов потокораспределения при фиксированных узловых напряжениях сети.

Очевидно для применения (3.23) необходимо задаться некоторым начальным приближением напряжений в узлах для заполнения матриц V_p и $\left[\frac{1}{V_p} \right]$. Это могут быть либо подготовленные заранее для каждого сценария ориентировочные рабочие напряжения, либо нормальные значения.

Следует также обратить внимание на матрицу проводимостей Y . Как известно, если составить эту матрицу для всех узлов сети, то она будет вырожденной, поскольку все её строки будут линейно зависимы. По этой причине, как правило, один узел выбирается в качестве базисного и балансирующего, в нем фиксируется напряжение и из матрицы он исключается. Таким узлом служат шины станции, либо шины подстанций связи с внешними энергосистемами, которые могут взять на себя весь небаланс мощности в процессе расчета. В

оптимизационном расчете – это неудобно, поскольку мощность одной из станций становится зависимой величиной. С этой целью в этой работе предлагается добавлять сеть фиктивный узел, в котором отсутствует потребление или генерация мощности, и который имеет сильную связь ($R \approx 0$) с одной из станций сети. Для демонстрационной сети результат добавления узла представлен на рисунке 3.6.

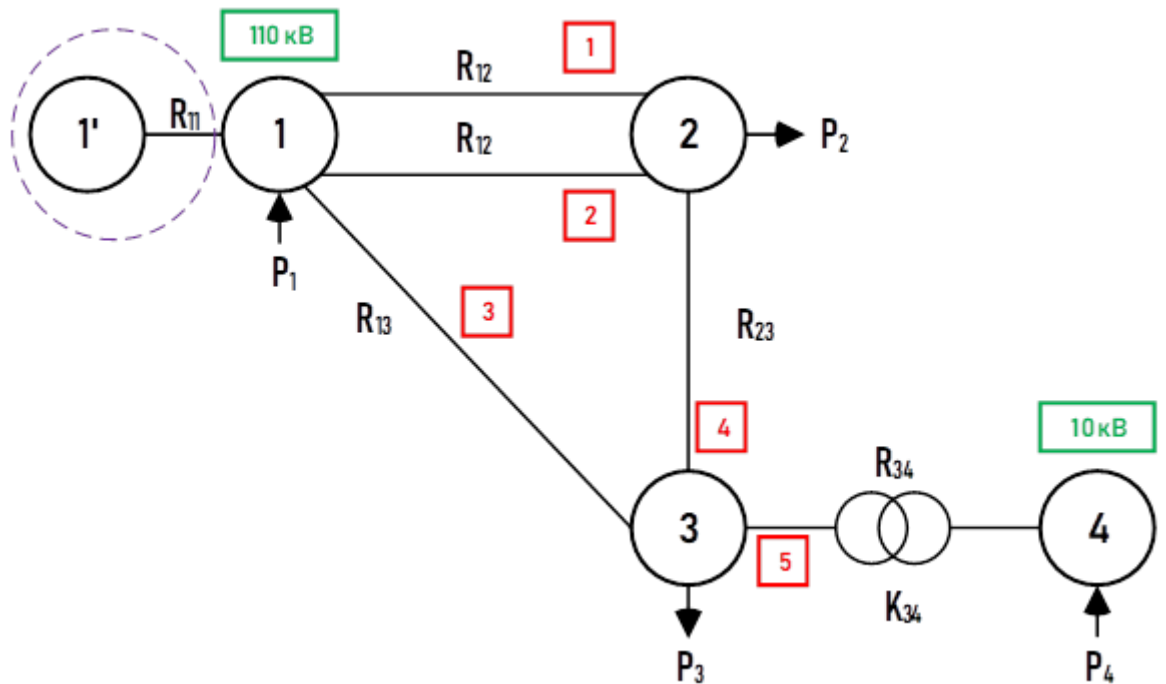


Рисунок 3.6. Демонстрационная сеть с фиктивным узлом

В таком случае для сети можно использовать полную матрицу Y , дополнив её диагональный элемент Y_{11} проводимостью связи с фиктивным узлом $G_{11} = \frac{1}{R_{11}}$. Также легко учитывается ограничение генерации для первого узла: $P_{n_G}^G \in [P_1^G; \overline{P_1^G}]$. При этом при учёте ограничения в форме равенства для баланса мощности сети, переток по линии $1' - 1$ уменьшается до нуля и не влияет на суммарные потери мощности. Условие применимости модели для оптимизации режима – предварительное распределение активной и реактивной мощностей нагрузки между генераторами системы для обеспечения исходного баланса мощности.

Для сети переменного тока описанное выше решение применимо, но при условии перехода к комплексным величинам. В таком случае уравнение (3.22) должно быть записано в виде

$$\begin{bmatrix} \mathbf{i}' \\ \mathbf{i}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathcal{G} & \mathcal{B} \\ -\mathcal{B} & \mathcal{G} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathfrak{B}^T & 0 \\ 0 & \mathfrak{B}^T \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{G} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{G} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \mathbf{j}' \\ \mathbf{j}'' \end{bmatrix} = \mathcal{A} \times \begin{bmatrix} \mathbf{j}' \\ \mathbf{j}'' \end{bmatrix}, \quad (3.24)$$

где $\mathbf{i}' = [i'_1, i'_2, \dots, i'_m]^T$ и $\mathbf{i}'' = [i''_1, i''_2, \dots, i''_m]^T$ – вектора соответственно действительной и мнимой составляющих токов по ветвям сети, кА; $\mathcal{G} = \text{diag}\{g_1, g_2, \dots, g_m\}$ и $\mathcal{B} = \text{diag}\{b_1, b_2, \dots, b_m\}$ – диагональные подматрицы активных и реактивных проводимостей ветвей схемы, См; $\mathbf{G}$ и $\mathbf{B}$ – матрицы активных и реактивных составляющих матрицы проводимостей $\mathbf{Y}$ сети, См; $\mathbf{j}' = [j'_1, j'_2, \dots, j'_n]^T$ и $\mathbf{j}'' = [j''_1, j''_2, \dots, j''_n]^T$ – вектора соответственно действительной и мнимой части узловых токов, кА; $\mathcal{A}$ – матрица комплексных коэффициентов токораспределения.

Аналогично тому, как это было сделано выше для сети постоянного тока, можно выполнить переход от токов к мощностям и получить вместо (3.23):

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \mathbf{p} \\ \mathbf{q} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \mathcal{U}'_p & \mathcal{U}''_p \\ \mathcal{U}''_p & -\mathcal{U}'_p \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathcal{G} & \mathcal{B} \\ -\mathcal{B} & \mathcal{G} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathfrak{B}^T & 0 \\ 0 & \mathfrak{B}^T \end{bmatrix} \times \\ &\times \begin{bmatrix} \mathbf{G} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{G} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \mathbf{u}' & \mathbf{u}'' \\ \mathbf{u}'' & -\mathbf{u}' \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{p} \\ \mathbf{q} \end{bmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} \mathcal{U}'_p & \mathcal{U}''_p \\ \mathcal{U}''_p & -\mathcal{U}'_p \end{bmatrix} \times \mathcal{A} \times \begin{bmatrix} \mathbf{u}' & \mathbf{u}'' \\ \mathbf{u}'' & -\mathbf{u}' \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{p} \\ \mathbf{q} \end{bmatrix} = \mathcal{A}' \times \begin{bmatrix} \mathbf{p} \\ \mathbf{q} \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (3.25)$$

где $\mathcal{U}'_p = \text{diag}\{\sqrt{3}U'_1, \sqrt{3}U'_2, \dots, \sqrt{3}U'_n\}$ и $\mathcal{U}''_p = \text{diag}\{\sqrt{3}U''_1, \sqrt{3}U''_2, \dots, \sqrt{3}U''_n\}$ – диагональные подматрицы действительных и мнимых составляющих узловых рабочих напряжений; $\mathbf{u}' = \text{diag}\left\{\frac{U'_1}{\sqrt{3}V_1^2}, \dots, \frac{U'_n}{\sqrt{3}V_n^2}\right\}$ и $\mathbf{u}'' = \text{diag}\left\{\frac{U''_1}{\sqrt{3}V_1^2}, \dots, \frac{U''_n}{\sqrt{3}V_n^2}\right\}$ – соответственно вектора действительных и мнимых составляющих обратных узловых напряжений; $\mathbf{p} = [P_1, P_2, \dots, P_n]^T$ и $\mathbf{q} = [Q_1, Q_2, \dots, Q_n]^T$ – соответственно диагональные матрицы активных и реактивных узловых мощностей, МВт и Мвар.

Как и при постоянном токе, переход к мощностям требует наличия начальных приближений напряжений. Предварительно эти значения должны быть

собраны в базу данных коэффициентов для анализируемого набора сценариев. Это позволит минимизировать пересчеты в ходе оптимизационной процедуры.

Для однородной сети или при допущении о её однородности, подматрицы на побочных диагоналях $\mathcal{A}'$ вырождаются в нулевые, а на главной диагонали окажутся идентичные подматрицы $\mathcal{A}$ из выражения (3.26):

$$\begin{aligned} \boldsymbol{p} &= \mathcal{A} \times \boldsymbol{p} \\ \boldsymbol{q} &= \mathcal{A} \times \boldsymbol{q} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Это отражает свойство однородных сетей – независимое распределение активной и реактивной мощности.

В следующих разделах при постановке задачи оптимизации режима с целью упрощения используется система уравнений (3.26). Иными словами предполагается, что приближенные значения напряжений в узлах сети известны и учтены в матрице $\mathcal{A}$, а сеть однородна. Система (3.25) также применима для оценки величины отключенной нагрузки, но в таком виде дальнейший вывод стал бы недостаточно прозрачным.

В дальнейших расчетах не рассматривается распределение реактивной мощности – решается только «задача Р». Основанием служит результат обзора существующих подходов, выполненный в главе 1, который указывает на то, что сегодня общепринятой практикой при планировании ремонтов является отказ от учёта перетоков реактивной мощности. В дальнейшем требуется проработка алгоритма решения «задачи Q» с использованием коэффициентов потокораспределения.

3.2.2 Задача Р. Оптимизация режима сети по активной мощности

При решении «задачи Р» минимизируется функция затрат (3.27), в которые входят затраты на выработку электроэнергии станциями n_G и ущерб от ограничения потребления в узлах нагрузки n_L . При этом учитываются ограничения на перетоки по сечениям (3.29) и (3.32), предельные мощности узлов (3.30) и (3.31), токовые загрузки линий (3.33), баланс мощности в системе (3.28). Допустимые

токовые загрузки линий учитываются через квадрат тока. Это позволяет упростить в дальнейшем дифференцирование целевой функции, а сократить число вспомогательных переменных, поскольку квадрат тока всегда положительная величина. Методика учёта потерь по связям и их разнесения по концам передач базируется на предложениях, изложенных в работах Холмского [96].

$$F_P(P_{n_G}^G, C_{n_L}^P) = \sum_{n_L=1}^{N_L} (d_{n_L}(C_{n_L}^P + C_{n_L}^Q))^2 + \sum_{n_G=1}^{N_G} a_{n_G}(P_{n_G}^G)^2 + b_{n_G}P_{n_G}^G + c_{n_G} \rightarrow \min \quad (3.27)$$

$$\sum_{n_L=1}^{N_L} (P_{n_L}^L - C_{n_L}^P - C_{n_L}^Q) - \sum_{n_G=1}^{N_G} P_{n_G}^G + \sum_{b=1}^B \Delta P_b = 0 \quad (3.28)$$

$$-\pi_\phi + \sum_{\substack{b=1 \\ b \in \phi}}^B \sum_{n=1}^{N=N_L \cup N_G} \alpha_{bn} \left(P_n^L - C_{n_L}^P - C_{n_L}^Q - P_n^G + \sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta P_{b_n}}{2} \right) = 0, \phi = 1, \dots, \Phi \quad (3.29)$$

$$\underline{P_{n_G}^G} \leq P_{n_G}^G \leq \overline{P_{n_G}^G} \quad (3.30)$$

$$\underline{P_{n_L}^L} \leq C_{n_L}^P + C_{n_L}^Q \leq \overline{P_{n_L}^L} \quad (3.31)$$

$$\underline{\pi_\phi} \leq \pi_\phi \leq \overline{\pi_\phi} \quad (3.32)$$

$$J_b^2 \leq \overline{J_b^2}, \quad (3.33)$$

где $C_{n_L}^P$ и $C_{n_L}^Q$ – ограничения потребления в узле нагрузки $n_L \in N_L$ соответственно после решения «задач P и Q » (в «задаче P » варьируемой является только первая переменная; ограничение нагрузки $C_{n_L}^Q$ – входная величина алгоритма от решения «задачи Q »), МВт и Мвар; $P_{n_G}^G$ – варьируемая активная мощность узла генерации $n_G \in N_G$ активной мощности, МВт; d_{n_L} , a_{n_G} , b_{n_G} и c_{n_G} – коэффициенты ценовых характеристики ограничений нагрузок в узлах n_L и расходных характеристик узлов генерации n_G ; $P_{n_L}^L$ – ожидаемая величина потребления в рассматриваемом режиме в узле нагрузки n_L , МВт; $\underline{P_{n_G}^G}$ и $\overline{P_{n_G}^G}$ – соответственно нижнее и верхнее ограничение активной мощности генераторного узла n_G , МВт; $\underline{P_{n_L}^L}$ и $\overline{P_{n_L}^L}$ – нижний и верхний предел ограничения нагрузки в узле n_L , МВт; π_ϕ – переток мощности по сечению ϕ , МВт, рассчитываемый по выражению:

$$\pi_{\phi} = \sum_{b_{\phi}=1}^{B_{\phi}} P_{b_{\phi}}, \quad (3.37)$$

где $P_{b_{\phi}}$ – переток активной мощности по связи $b_{\phi} \in B_{\phi}$, МВт; $\underline{\pi}_{\phi}$ и $\overline{\pi}_{\phi}$ – предельно допустимый переток мощности на прием и на выдачу по сечению ϕ , МВт;

$$J_b^2 = \frac{1}{3} \frac{\Delta P_b}{r_b}, \quad (3.38)$$

где J_b^2 – квадрат тока по связи b , кА^2 ; $\overline{J}_b^2$ – квадрат значения ДДТН для связи b , кА^2 ; ΔP_b – потери активной мощности в связи b , МВт, рассчитываемые по формуле

$$\Delta P_b = \frac{P_b^2 + Q_b^2}{(V_b)^2} r_b, \quad (3.34)$$

где $V_b = \frac{V_1^b + V_2^b}{2}$ – напряжение в начале линии b , кВ; r_b – активное сопротивление ветви b сети, Ом; P_b и Q_b – соответственно перетоки активной и реактивной мощности по ветви b схемы, МВт и Мвар, рассчитываемые по выражениям:

$$P_b = \sum_{n=1}^N \alpha_{bn} \left(P_n^L - C_{n_L}^P - C_{n_L}^Q - P_n^G + \sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta P_{b_n}^{(i-1)}}{2} \right), \quad (3.35)$$

$$Q_b = \sum_{n=1}^N \alpha_{bn} \left((P_n^L - C_{n_L}^P - C_{n_L}^Q) \operatorname{tg} \varphi_n - Q_n^G + (V_n^{(i-1)})^2 \beta_n + \sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta Q_{b_n}^{(i-1)}}{2} \right), \quad (3.36)$$

где α_{bn} – коэффициент потокораспределения: доля мощности узла n в потоке по ветви b , о.е.; $\sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta P_{b_n}^{(i-1)}}{2}$ и $\sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta Q_{b_n}^{(i-1)}}{2}$ – для узла n половина потерь соответственно активной и реактивной мощности по всем его связям $b_n \in B_n$ на $(i-1)$ итерации расчета, МВт; Q_n^G – реактивная мощность генерации в узле n (в «задаче Р» – исходная величина после инициализации или решения «задачи Q»), Мвар; $\operatorname{tg} \varphi_n$ – коэффициент мощности нагрузки в узле n ; $V_n^{(i-1)}$ – напряжение узла n на $(i-1)$ итерации расчета, МВт; β_n – собственная емкостная проводимость узла n и отходящих от него линий, мкСм.

Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 3.7.

Для минимизации целевой функции (3.27) с учётом ограничений (3.28) – (3.33) применяется метод множителей Лагранжа, описанный в работах [99, 101]. Задача оптимизации по активной мощности в таком случае сводится к поиску минимума следующей функции:

$$\begin{aligned}
& L_P \left(P_{n_G}^G, C_{n_L}, \lambda_0, \gamma_\phi, \underline{\omega}_{n_G}, \overline{\omega}_{n_G}, \underline{\rho}_{n_L}, \overline{\rho}_{n_L}, \underline{f}_\phi, \overline{f}_\phi, \underline{j}_b, \overline{j}_b, \underline{g}_{n_G}, \overline{g}_{n_G}, \underline{l}_{n_L}, \overline{l}_{n_L}, \underline{s}_\phi, \overline{s}_\phi, \underline{r}_b, \overline{r}_b \right) = \\
& = \sum_{n_L=1}^{N_L} \left(d_{n_L} (C_{n_L}^P + C_{n_L}^Q) \right)^2 + \sum_{n_G=1}^{N_G} \left(a_{n_G} (P_{n_G}^G)^2 + b_{n_G} P_{n_G}^G + c_{n_G} \right) + \\
& + \lambda_0 \left(\sum_{n_L=1}^{N_L} (P_{n_L}^L - C_{n_L}^P - C_{n_L}^Q) - \sum_{n_G=1}^{N_G} P_{n_G}^G + \sum_{b=1}^B \Delta P_b \right) + \\
& + \sum_{\phi=1}^{\Phi} \gamma_\phi \left(-\pi_\phi + \sum_{b=1}^B \sum_{n=1}^{N=N_L \cup N_G} \alpha_{bn} \left(P_n^L - C_{n_L}^P - C_{n_L}^Q - P_n^G + \sum_{b_n=1}^{B_n} \frac{\Delta P_{b_n}}{2} \right) \right) + \\
& + \sum_{n_G=1}^{N_G} \underline{\omega}_{n_G} (P_{n_G}^G - \underline{P}_{n_G}^G - \underline{g}_{n_G}) + \sum_{n_G=1}^{N_G} \overline{\omega}_{n_G} (\overline{P}_{n_G}^G - P_{n_G}^G - \overline{g}_{n_G}) + \\
& + \sum_{n_L=1}^{N_L} \underline{\rho}_{n_L} \left((C_{n_L}^P + C_{n_L}^Q) - \underline{P}_{n_L}^L - \underline{l}_{n_L} \right) + \sum_{n_L=1}^{N_L} \overline{\rho}_{n_L} (\overline{P}_{n_L}^L - (C_{n_L}^P + C_{n_L}^Q) - \overline{l}_{n_L}) + \\
& + \sum_{\phi=1}^{\Phi} \underline{f}_\phi (\pi_\phi - \underline{\pi}_\phi - \underline{s}_\phi) + \sum_{\phi=1}^{\Phi} \overline{f}_\phi (\overline{\pi}_\phi - \pi_\phi - \overline{s}_\phi) + \\
& + \sum_{b=1}^B \underline{j}_b (\overline{J}_b^2 - J_b^2 - \underline{r}_b) + \\
& + \sum_{n_G=0}^{N_G} \left(\frac{1}{\underline{g}_{n_G}} + \frac{1}{\overline{g}_{n_G}} \right) + \sum_{n_L=0}^{N_L} \left(\frac{1}{\underline{l}_{n_L}} + \frac{1}{\overline{l}_{n_L}} \right) + \\
& + \sum_{\phi=1}^{\Phi} \exp(\underline{s}_\phi) + \sum_{\phi=1}^{\Phi} \exp(-\overline{s}_\phi) + \sum_{b=1}^B \exp(-\overline{r}_b),
\end{aligned} \tag{3.39}$$

где $\lambda_0, \gamma_\phi, \underline{\omega}_{n_G}, \overline{\omega}_{n_G}, \underline{\rho}_{n_L}, \overline{\rho}_{n_L}, \underline{f}_\phi, \overline{f}_\phi, \underline{j}_b, \overline{j}_b, \underline{g}_{n_G}, \overline{g}_{n_G}, \underline{l}_{n_L}, \overline{l}_{n_L}, \underline{s}_\phi, \overline{s}_\phi, \underline{r}_b, \overline{r}_b$ – вспомогательные переменные для учёта ограничений (3.28) – (3.33). Для узловых потребления и генерации ограничения учитываются с помощью барьерных функций, чтобы не допустить выхода за пределы допустимого диапазона. Для токовых нагрузок и

перетоков мощности барьерный метод использовать затруднительно, поскольку это зависимые величины и ввести их в допустимый диапазон, не меняя узловые мощности затруднительно. По этой причине для их учёта используются экспоненциальные штрафные функции.

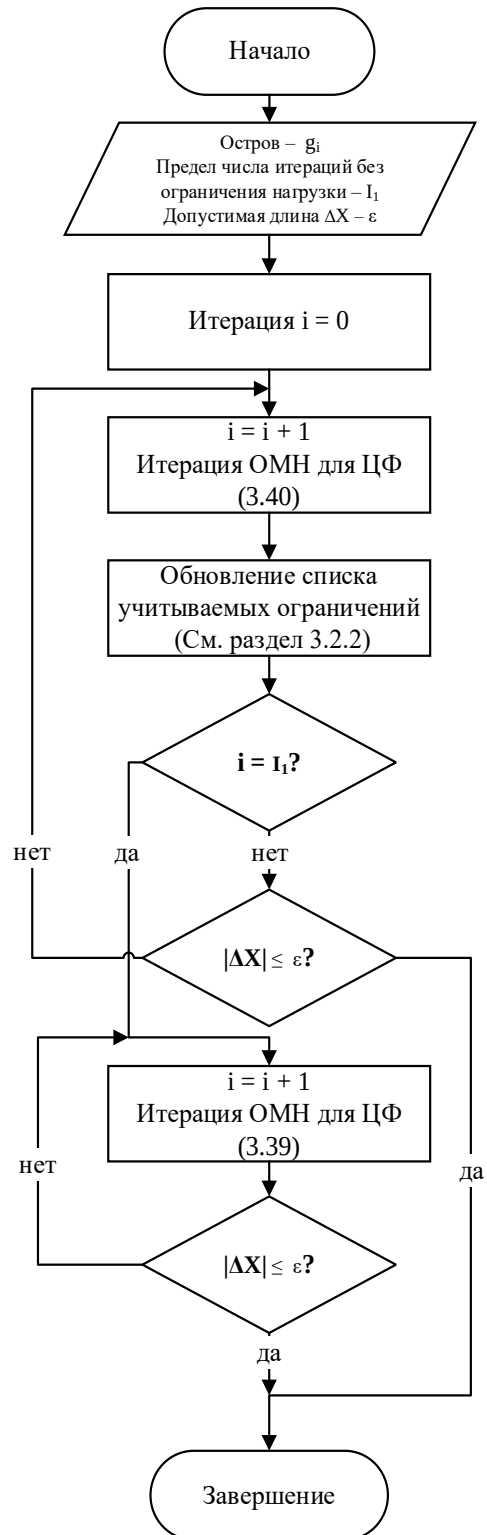


Рисунок 3.7. Блок-схема решения «задачи Р»

Для того чтобы дополнительно снизить вычислительные затраты при выполнении оптимизации требуется дополнять целевую функцию ограничениями постепенно – по мере того, как переменные задачи будут приближаться к граничным значениям. С этой целью предлагается следующее:

1. Включать ограничения потребления в узлах сети в вектор переменных только при достижении предельного числа итераций I_1 и до этого момента использовать целевую функцию (3.40). Таким образом, потребители электроэнергии отключаются только тогда, когда возможности управления режимом с помощью генерации исчерпаны. Если, например, для выполнения ограничений требуется ограничить переток мощности по сечению и при этом в дефицитной части системы за ним рабочая мощность генерации недостаточна, то равенство (3.28) не будет выполнено и расчет не сойдется. В таком случае будет достигнуто некоторое предопределенное пороговое число итераций I_1 , после которого ограничения $C_{n_L}^P$ и $C_{n_L}^Q$ можно будет учесть.

$$\begin{aligned}
 L_P \left(P_{n_G}^G, \lambda_0, \gamma_\phi, \underline{\omega}_{n_G}, \bar{\omega}_{n_G}, \underline{g}_{n_G}, \bar{g}_{n_G} \right) = \\
 = \sum_{n_G=1}^{N_G} \left(a_{n_G} (P_{n_G}^G)^2 + b_{n_G} P_{n_G}^G + c_{n_G} \right) + \\
 + \lambda_0 \left(\sum_{n_L=1}^{N_L} P_{n_L}^L - \sum_{n_G=1}^{N_G} P_{n_G}^G + \sum_{b=1}^B \Delta P_b \right) + \\
 + \sum_{n_G=1}^{N_G} \underline{\omega}_{n_G} \left(P_{n_G}^G - \underline{P}_{n_G}^G - \underline{g}_{n_G} \right) + \sum_{n_G=1}^{N_G} \bar{\omega}_{n_G} \left(\bar{P}_{n_G}^G - P_{n_G}^G - \bar{g}_{n_G} \right) + \\
 + \sum_{n_G=0}^{N_G} \left(\frac{1}{\underline{g}_{n_G}} + \frac{1}{\bar{g}_{n_G}} \right).
 \end{aligned} \tag{3.40}$$

2. Учитывать ограничения (3.30) – (3.33) для конкретных узлов n_G и n_L и ветвей b только при достижении контролируемой величиной граничного значения. При этом для переменных, ограничиваемых с помощью барьеров, значение просто вводится в допустимый диапазон. В случае

штрафных функций – сохраняется весь вектор переменных с предшествующей итерации и расчет повторяется с учётом штрафа.

Таким образом, удастся снизить вычислительную сложность решаемой задачи и принимать во внимание только активные ограничения.

3.3 Аппроксимация графика недоотпуска электроэнергии по интервалам постоянства состава оборудования

Несмотря на принятые меры по ускорению решения задачи распределения дефицита мощности, которая была описана в предшествующем разделе 3.2, для реальных энергосистем следует использовать любое дополнительное решение по сокращению времени расчетов. Этот раздел объединяет идеи по дополнительному снижению вычислительных затрат на оценку недоотпуска как при использовании ММК, так и для метаэвристических подходов оптимизации.

Для решений с эквивалентированием графиков и реализацией выборки по значимости нужно ввести понятие *интервала постоянства состава оборудования*. Обратимся к блок-схеме на рисунке 3.2, где показан алгоритм ММК для периода времени. На его втором шаге по экспоненциальному распределению моделируются случайные состояния оборудования. *Интервал постоянства состава оборудования* – это отрезок времени, в пределах которого после выбора случайных моментов отказа и восстановления, состав включенных линий, трансформаторов, генераторов и другого оборудования остается неизменным.

Для примера рассмотрим сеть на рисунке 3.11 для которой ранее рассчитывались коэффициенты токораспределения. Предположим, что в ходе одного из испытаний ММК согласно методике, описанной в разделе 3.1, по условным λ_b и μ_b были получены периоды аварийного простоя для линий и трансформатора сети для периода 1 месяц с шагом расчета 1 день. На рисунке 3.11 показаны состояния элементов на этом отрезке времени.

В нижней части рисунка 3.11 указаны номера интервалов постоянства состояния оборудования. Для любого из выделенных интервалов, возможный

недоотпуск электроэнергии, вызванный недостаточностью располагаемой мощности генерации и/или нарушением режимных ограничений, определяется только ожидаемой величиной потребления в каждый момент времени.

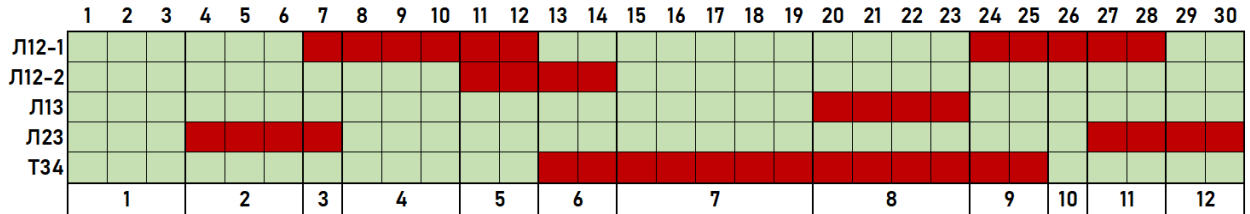


Рисунок 3.11. Диаграмма состояний линий и трансформаторов демонстрационной сети (**зеленым** обозначены дни, когда элемент в работе; **красным** – аварийный простой)

По методике, представленной в разделе 3.1, в ходе испытания s для каждого момента времени t должно быть рассчитано ограничение мощности нагрузки в каждом узле и по системе в целом – $DNS_{n,t}$ и DNS_t соответственно. В таком случае для периода T недоотпуск электроэнергии по системе по результатам опыта:

$$ENS = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N DNS_{n,t} = \sum_{t=1}^T DNS_t. \quad (3.61)$$

Проблемой является рост вычислительных затрат по мере расширения рассматриваемого интервала и уменьшения шага расчета. Например, для оценки EENS за один год с шагом расчета $\Delta t = 1$ час во время каждого испытания нужно выполнить оптимизацию 8760 режимов и сделать это следует, как можно быстрее, поскольку такой расчет, например при планировании ремонтов, требуется выполнить для каждого рассматриваемого решения. Быстродействие становится особенно важным, если применять ММК в качестве инструмента для оценки некоторой целевой функции на внутреннем цикле оптимизационного расчета.

Если принять, что форма графиков потребления во всех узлах сети одинакова, то вычислительные затраты можно значительно уменьшить, если перейти от оценки каждого режима к анализу интервалов постоянства состава оборудования, о которых говорилось выше. Идея заключается в том, что если, дефицит мощности в каждом режиме зависит только от величины потребления в

узлах, то режимам больших нагрузок будет соответствовать большой недоотпуск электроэнергии, как это наблюдается в случае сети с сильными связями (см. главу 2). В таком случае можно аппроксимировать величину недоотпущенной электроэнергии за интервал с помощью кусочно-линейной функции и перейти от выражения (3.61) к формуле:

$$ENS^* = \sum_{i=1}^I \sum_{t_i=1}^{T_i} d(L_{t_i}) \approx \sum_{t=1}^T DNS_{t_i}, \quad (3.62)$$

где ENS^* – приближенное значение недоотпуска ЭЭ за период T , МВт × ч; $d(L_{t_i})$ – кусочно-линейная функция, описывающая зависимость дефицита мощности в системе DNS_{t_i} от суммарного потребления сети L_{t_i} , МВт; $i \in I$ – номер интервала постоянства состава оборудования.

С целью формирования аппроксимационной функции необходимо получить функциональную зависимость $DNS_{t_i}^* = d(L_{t_i})$ для интервала i . Алгоритм анализа нагрузки на относительно большом интервале времени сводится к следующему:

1. Проанализировать график потребления активной мощности для интервала i , найти час максимума $t_{L_{max}}$ и час минимума $t_{L_{min}}$ потребления и соответствующие им мощности L_{max} и L_{min} . Почасовой график для интервала 168 часов представлен на рисунке 3.12.

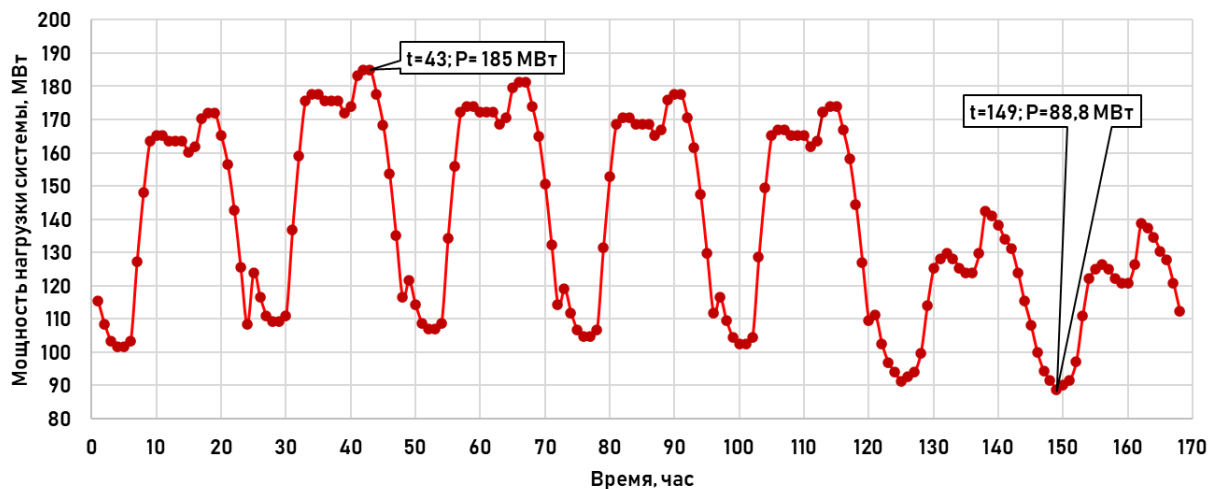


Рисунок 3.12. График потребления активной мощности в интервале i

2. Пусть выбрано несколько значений относительной нагрузки $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\}$, каждое из которых рассчитывается по выражению:

$$p_h = \frac{L}{L_{max}}, \quad (3.63)$$

где L – некоторое значение нагрузки в диапазоне $L \in [L_{min}; L_{max}]$, МВт.

Выше p_0 и p_{h+1} – относительные нагрузки в час минимального и максимального потребления соответственно. Другие точки p_h задаются расчетчиком в начале моделирования.

3. Для каждого $p_h \in \mathbf{p}$ выбирается ближайший к нему по мощности потребление режим s_h из диапазона T , либо (если интервал невелик) инициализируется фиктивный режим сети s_h^f , в котором мощность всех нагрузочных узлов пересчитана по соотношению $P_{nL}^L = P_{nL_{max}}^L p_h$. Последнее решение возможно только в условиях принятого выше допущения об идентичности графиков потребления в узлах.
4. Для каждого режима s_h или s_h^f решается задача распределения дефицита мощности (см. раздел 3.2) и рассчитывается значение недоотпуска электроэнергии в системе в предполагаемом режиме DNS_h^* .
5. На основе собранных данных об интервале i кусочно-линейная функция может быть записана так:

$$d(L_{t_i}) = \begin{cases} DNS_{min}^* - \frac{DNS_1^* - DNS_0^*}{L(p_1) - L_{min}} (L_{t_i} - L_{min}), L_{min} \leq L_{t_i} < L(p_1) \\ DNS_1^* - \frac{DNS_2^* - DNS_1^*}{L(p_2) - L(p_1)} (L_{t_i} - L(p_1)), L(p_1) \leq L_{t_i} < L(p_2) \\ \dots \\ DNS_{max}^* - \frac{DNS_{max}^* - DNS_h^*}{L_{max} - L(p_h)} (L_{t_i} - L(p_h)), L(p_h) \leq L_{t_i} \leq L_{max} \end{cases} \quad (3.64)$$

На рисунке 3.3 в одних осях представлены расчетные значения недоотпуска электроэнергии в зависимости от нагрузки в энергосистеме и кусочно-линейная функция $d(L_{t_i})$. Средняя разница между значениями дефицита и описывающей их

моделью 0,014 МВт; суммарное фактическое ограничение энергии соответственно – 397,440 и 414,097 МВт × ч.

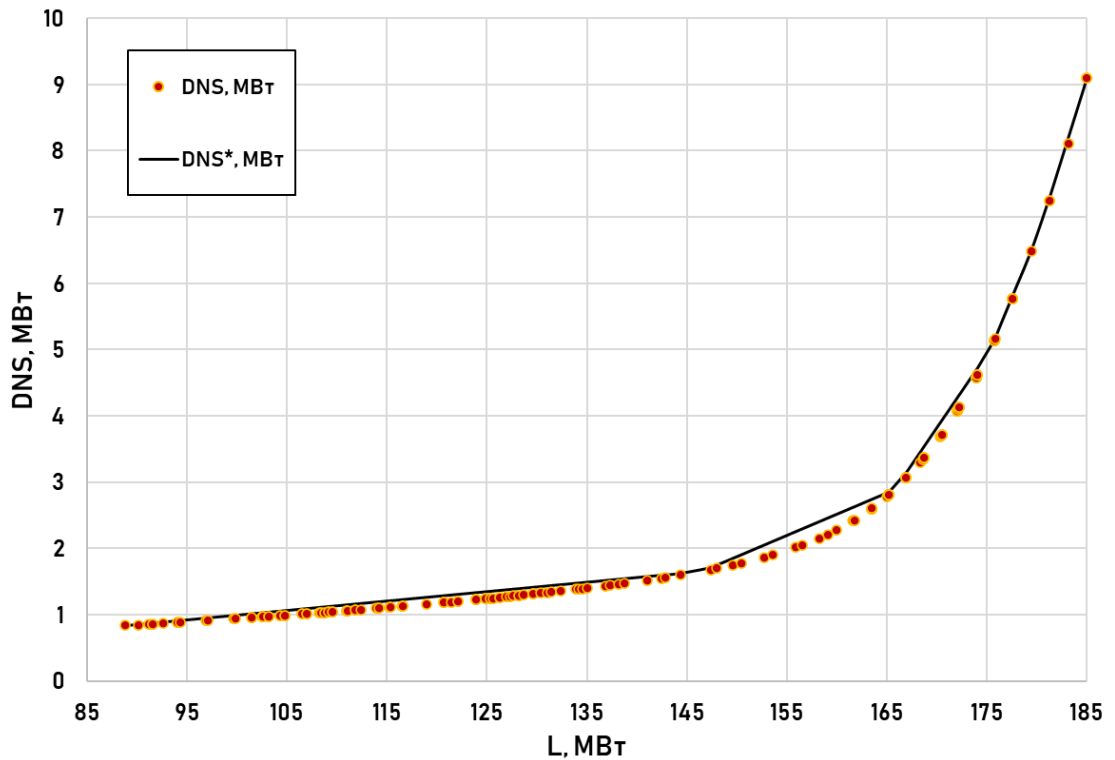


Рисунок 3.13. Недоотпуск электроэнергии в зависимости от потребления в системе DNS и аппроксимирующая кусочно-линейная функция $DNS_{t_i}^* = d(L_{t_i})$

Серьезным принятым допущением является предположение о ненулевом дефиците мощности в каждый момент времени t . При использовании метода барьерных функций для учёта ограничений $C_{n_L}^P$ и $C_{n_L}^Q$ в функции Лагранжа, после оптимизации в системе всегда будет небольшой недоотпуск ЭЭ. Тем не менее, от него можно отстроиться, если задаться некоторым пороговым значением отключенной мощности γ и считать, что в системе дефицит только при пересечении этой границы. В таком случае при использовании представленной выше методики можно получить результат, приведенный на рисунке 3.14. Схожим образом будет выглядеть график $d(L_{t_i})$ и при малых значениях DNS_{t_i} в режимах минимальной нагрузки.

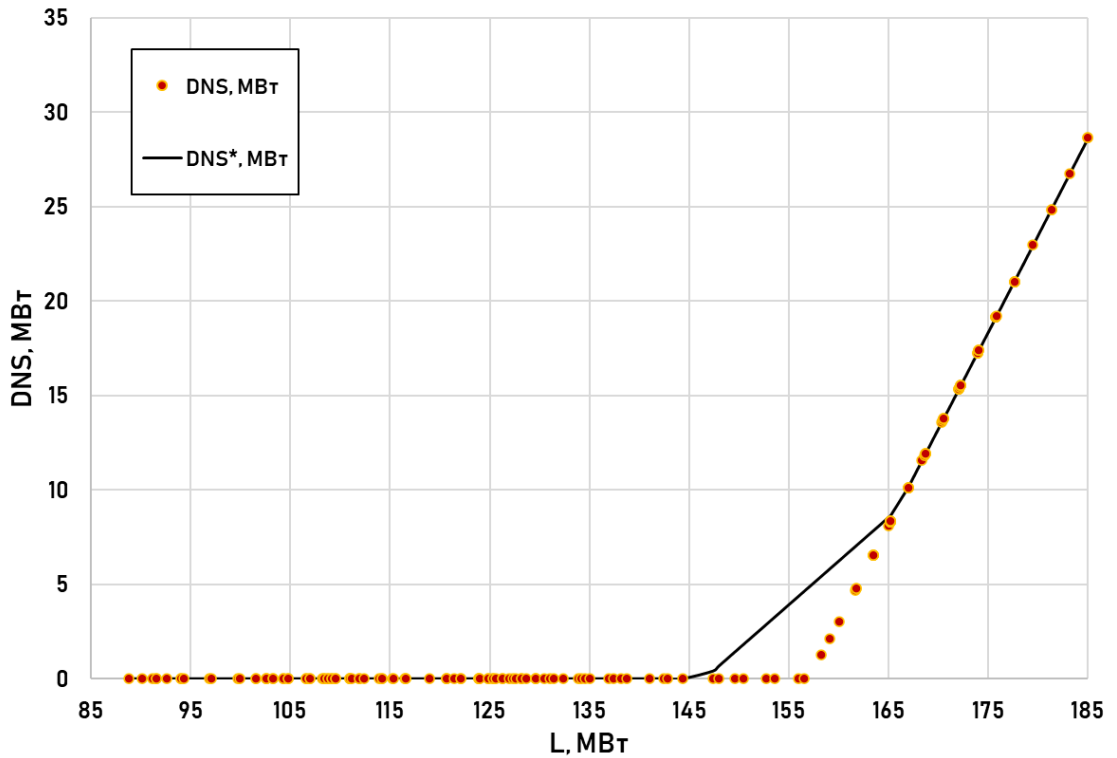


Рисунок 3.14. Аппроксимация при околонулевых значениях DNS_{t_i}

Причина такого результата заключается в том, что заранее корректно задать точки p_h для всех сценариев невозможно, если, конечно, не компенсировать возможную погрешность их числом. Но последнее противоречит сути предлагаемой процедуры, поскольку предполагает искусственное увеличение вычислительных затрат в задаче по их суммарному сокращению. Анализ графика на рисунке 3.14 дает понять, что ошибку можно исключить, если знать какому потреблению в сети соответствует точка предельного режима – режима, в котором недоотпуск еще равен нулю, но при дальнейшем росте нагрузки, её придется ограничить. Поскольку заранее узнать положение этого перелома характеристики невозможно, предлагается модифицировать описанную ранее методику, дополнив её методом бисекции.

В частности, после шага №1, когда известны минимальное и максимальное потребление за период T реализовать следующий вложенный алгоритм:

1. Рассчитывается DNS_{max}^* . Если $DNS_{max}^* \leq \gamma$, то весь алгоритм прерывается – в интервале отсутствует значимый недоотпуск ЭЭ.

2. Если $DNS_{max}^* > \gamma$, то рассчитывается DNS_{min}^* . Если $DNS_{min}^* > \gamma$, то данный алгоритм останавливается и расчет ведется по представленному выше – считается, что во всех режимах интервала есть значимый недоотпуск ЭЭ.
3. Если до этого шага расчет не был прерван, задается начальное значение относительной нагрузки $p_1^0 = \frac{L_{min} + L_{max}}{2L_{max}}$, соответствующее среднему потреблению за период, а также граничные точки $\underline{p}^0$ и $\bar{p}^0$. На первой итерации ($i = 1$) $\underline{p}^0 = \frac{L_{min}}{L_{max}}$ и $\bar{p}^0 = \frac{L_{max}}{L_{max}} = 1.0$.
4. Для текущего p_i^0 оценивается DNS_i^* .
5. Если $DNS_i^* < \gamma$, то искомая точка лежит справа от p_i^0 . Тогда $p_{i+1}^0 = \frac{p_i^0 + \bar{p}^0}{2\bar{p}^0}$ и $\underline{p}^0 = p_i^0$.
6. Если $DNS_i^* > \gamma$, то искомая точка лежит слева от p_i^0 . Тогда $p_{i+1}^0 = \frac{p_i^0 + \underline{p}^0}{2\underline{p}^0}$ и $\bar{p}^0 = p_i^0$.
7. Если $\bar{p}^0 - \underline{p}^0 > \varepsilon$, то $i = i + 1$ и возврат к шагу. В противном случае – для внешнего алгоритма $p_0 = \frac{\bar{p}^0 - \underline{p}^0}{2}$ и расчет заканчивается.

Алгоритм гарантированно дает желаемый результат, только для монотонно возрастающих значений действительного DNS_i . Именно такой вид имеет зависимость недоотпуска ЭЭ от нагрузки системы при одинаковой форме графиков потребления в её узлах. Случай, когда эти графики отличаются, в данной работе не рассматривается и заслуживает в дальнейшем отдельного внимания и проработки.

Если расчет недоотпуска производится по интервалам, то в алгоритме расчета по ММК шаги, связанные с расчетом для момента времени t заменяются на представленные выше алгоритмы. При этом вместо цикла расчетов дефицита по всем режимам производится такой же цикл, но по интервалам i .

Выигрыш в вычислительных затратах от эквивалентирования оказывается тем больше, чем меньше в рассматриваемом периоде T оказывается интервалов и, чем при этом больше их средняя длина. Таким образом, представленное решение лучше применять там, где число элементов, для которых моделируются случайные состояния невелико, или шаг времени расчета Δt мал по отношению длине периода T . Удачным примером применения подхода мог бы быть расчет ожидаемой величины недоотпуска ЭЭ для года с $\Delta t = 1$ день, но дополнительным расчетом почасовых значений с помощью эквивалентирования суточных графиков с $h = 4$ (то есть максимум и минимум нагрузки, а также две точки в полупиковой зоне). Это позволило бы сократить время расчетов в 6 раз из расчета 4 точки на один день. Хотя, как было отмечено выше многое в таком случае будет зависеть от степени наложения отказов оборудования друг на друга и числа интервалов.

Результаты вычислительного эксперимента по применению метода эквивалентирования представлены в подразделе 3.4.3.

3.4 Вычислительный эксперимент

В данном разделе приведены результаты проверки работоспособности предложенного алгоритма оптимизации, оценка эффективности метода эквивалентирования графика нагрузки, а также проверка результатов применения предложенного алгоритма выборки по значимости.

3.4.1 Тестовая модели и принятые допущения

Для расчетов использовалась 6-тиузловая система Роя Биллингтона, описанная в его труде [52, 92]. Далее она будет сокращенно обозначаться RBTS. Однолинейная схема этой сети представлена на рисунке 3.15. На данном рисунке рядом с узлами показаны установленные мощности генераторов. В нагрузочных узлах показано потребление в максимальном режиме. Для моделирования годового графика потребления использованы профили мощности для тестовой системы RTS-96 [92, 100]. Годовой график мощностей по часам для узла №3 – на рисунке 3.16; годовой график суточных максимумов нагрузки узла №3 показан на рисунке

3.17. На рисунке 3.18 показан увеличенный почасовой недельный график для узла №3.

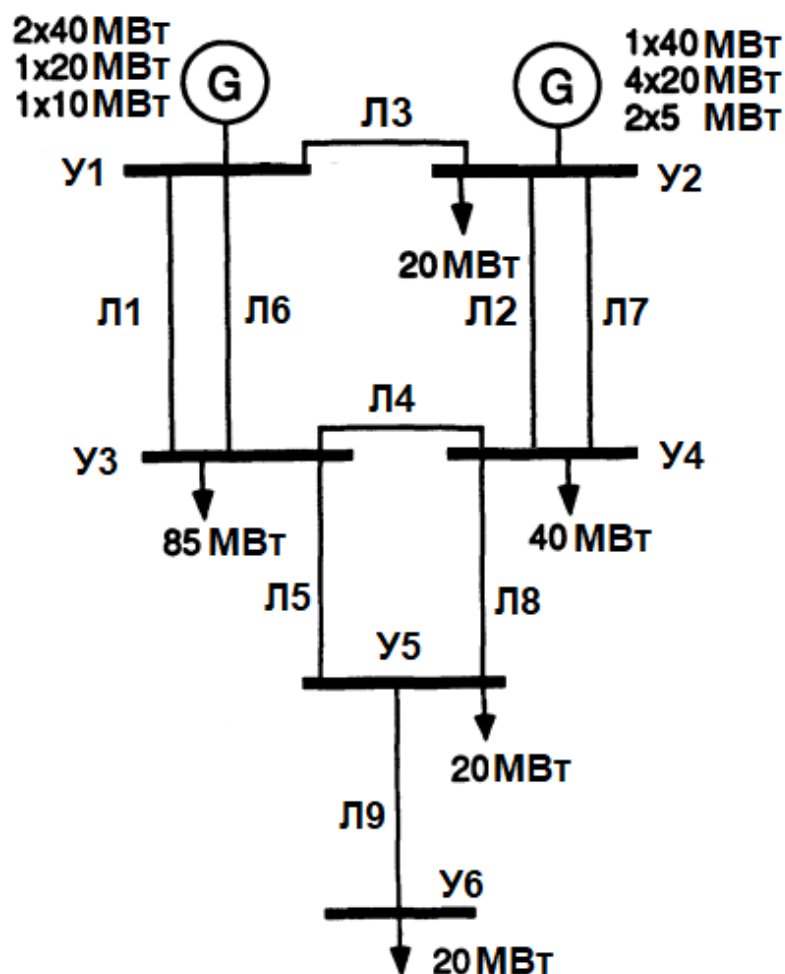


Рисунок 3.15. Однолинейная схема RBTS

В таблицах 3.1 и 3.2 приводится информация о генераторах и линиях системы. Для линий рассматриваются только устойчивые отказы. При этом МО длительности восстановления увеличено до 1-го дня, чтобы можно было выполнять расчеты по ММК для интервала 365 дней.

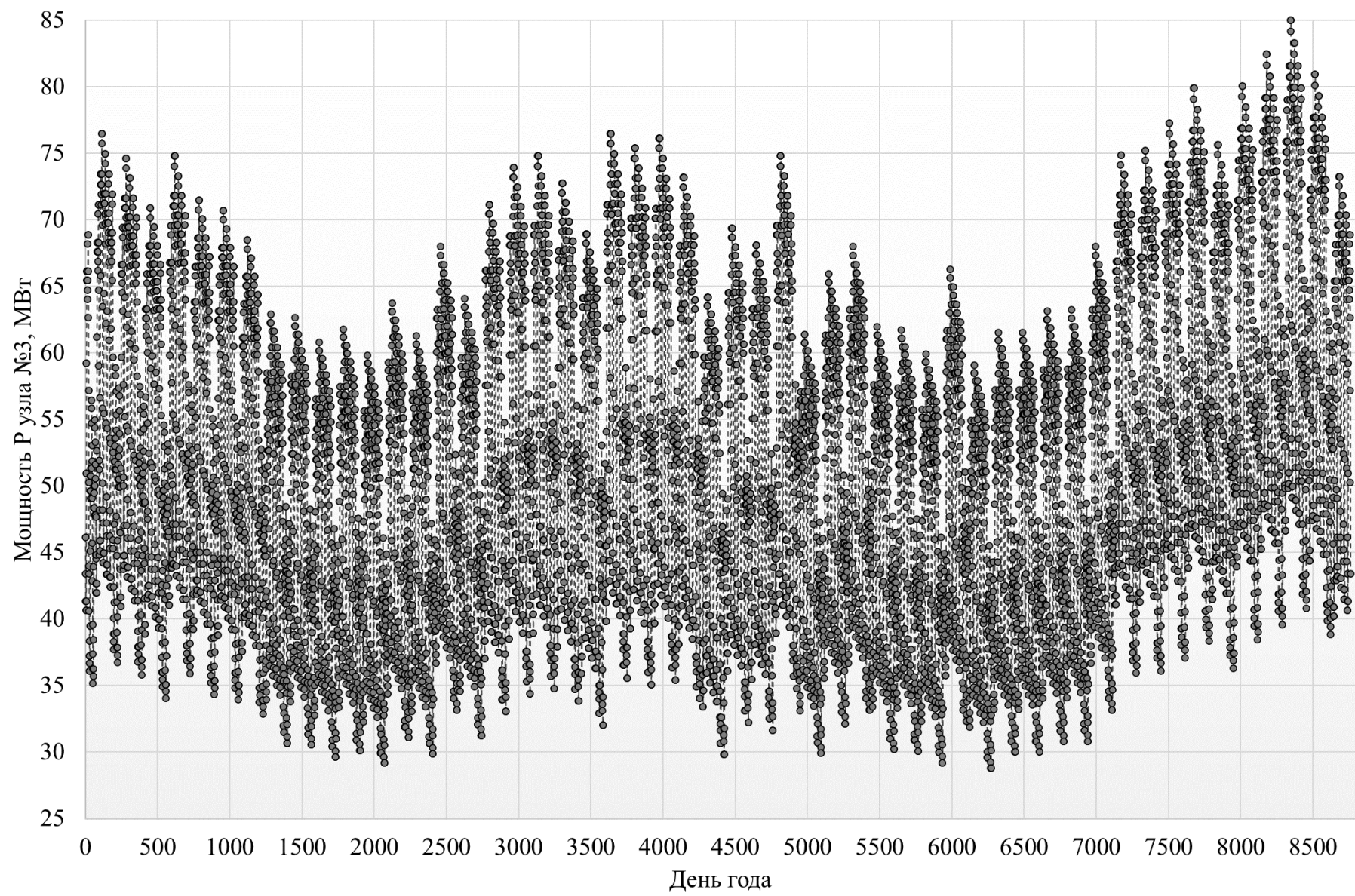


Рисунок 3.16. Годовой график мощностей для узла №3

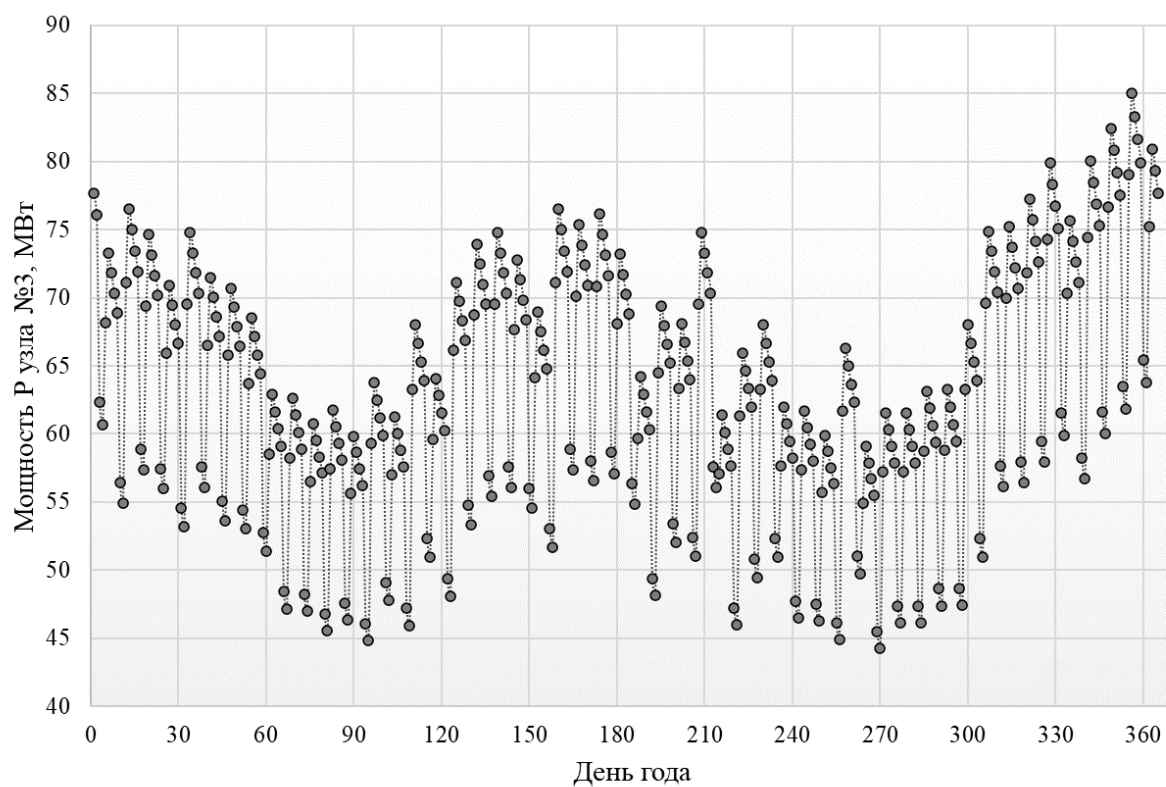


Рисунок 3.17. Годовой график суточных максимумов нагрузки узла №3

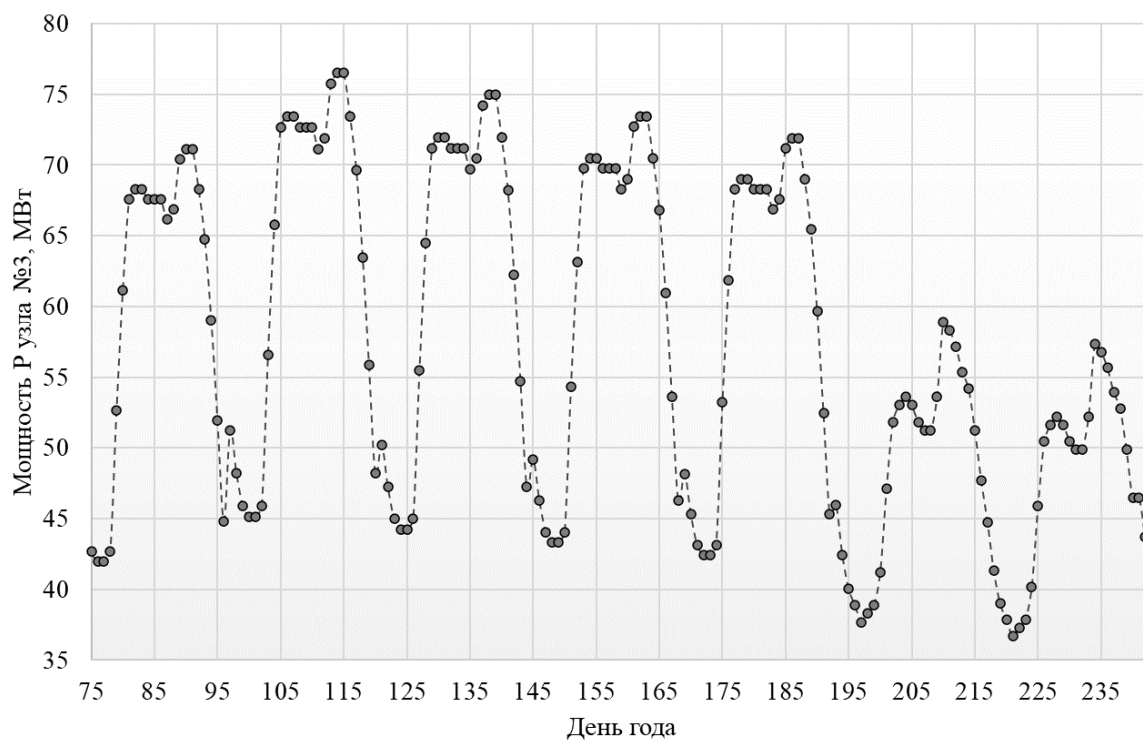


Рисунок 3.18. Недельный график мощностей для узла №3 (2-я неделя года)

Таблица 3.1. Параметры генераторов системы

№	Узел	P_{min} , МВт	P_{max} , МВт	Q_{min} , Мвар	Q_{max} , Мвар	V_{min} , кВ	V_{max} , кВ	a_{n_G}	b_{n_G}	c_{n_G}	λ , 1/год	μ , 1/год
1	У1	3	10	0	7	218	242	12	3,74	64,33	4	196
2	У1	6	20	-7	12	218	242	12	3,74	64,33	5	195
3	У1	12	40	-15	17	218	242	12	3,74	64,33	6	194
4	У1	12	40	-15	17	218	242	12	3,74	64,33	6	194
5	У2	0	5	0	5	218	242	0,5	7,64	2,98	2	198
6	У2	0	5	0	5	218	242	0,5	7,64	2,98	2	198
7	У2	0	40	-15	17	218	242	0,5	7,64	2,98	3	147
8	У2	0	20	-7	12	218	242	0,5	7,64	2,98	2,4	158
9	У2	0	20	-7	12	218	242	0,5	7,64	2,98	2,4	158
10	У2	0	20	-7	12	218	242	0,5	7,64	2,98	2,4	158
11	У2	0	20	-7	12	218	242	0,5	7,64	2,98	2,4	158

Таблица 3.2. Параметры линий системы

№	Имя линии	R , Ом	X , Ом	B , мкСм	I_{max} , кА	λ , 1/год	μ , 1/год
1	Л1	18,095	95,237	20,037	0,215	1,5	365
2	Л6	18,095	95,237	20,037	0,215	1,5	365
3	Л2	60,317	317,455	66,540	0,180	5	365
4	Л7	60,317	317,455	66,540	0,180	5	365
5	Л3	48,253	253,964	53,308	0,180	4	365
6	Л4	12,063	63,491	13,421	0,180	1	365
7	Л5	12,063	63,491	13,421	0,180	1	365
8	Л8	12,063	63,491	13,421	0,180	1	365
9	Л9	12,063	63,491	13,421	0,180	1	365

Для всех нагрузок параметр $d_{n_L} = 5000$.

В системе поддерживаются напряжения в узлах №1 и №2, а также контролируется напряжение в узлах №3 и №4. Базисным принят узел №2, как узел генерации с наибольшими располагаемыми активной и реактивной мощностями. Требуемые уровни напряжений показаны в таблице 3.1.

В данных о тестовой модели отсутствует информация об опасных сечениях и предельных перетоках по ним. По этой причине ограничение (3.29) в дальнейших расчетах не учитывается.

3.4.2 Оценка точности методики распределения дефицита мощности

Для того чтобы выполнить распределение дефицита мощности между узлами в процессе планирования ремонтов, требуется подтвердить достоверность полученных результатов. С этой целью выполняется сравнение результатов оптимизации нескольких режимов тестовой системы, представленной в разделе 3.4.1. Для нее рассматриваются режимы:

1. Режим зимнего максимума, нормальная схема сети.
2. Режим зимнего максимума, генератор №3 выведен из работы.
3. Режим зимнего максимума, линия №1 выведена из работы.

Расчет для каждого сценария выполняется двумя способами:

1. Распределение дефицита мощности по результатам решения «задачи Р», представленной в разделе 3.2.2.
2. Оптимизация режима тестовой сети по критерию минимизации отключений нагрузки с помощью ПК DIgSILENT Power Factory 2021.

Для решения «задачи Р» применяется обобщенный метод Ньютона для минимизации функции Лагранжа (3.39). В общем виде ход решения по данному методу на i -ой итерации сводится к следующему:

$$[H(\mathbf{x}^{(i)})] \times \Delta \mathbf{x}^{(i)} = \overline{G}(\mathbf{x}^{(i)}), \quad (3.65)$$

$$\Delta \mathbf{x}^{(i)} = [H(\mathbf{x}^{(i)})]^{-1} \times \overline{G}(\mathbf{x}^{(i)}), \quad (3.66)$$

$$\mathbf{x}^{(i+1)} = \mathbf{x}^{(i)} - q_{\text{опт}}^{(i)} \Delta \mathbf{x}^{(i)}, \quad (3.67)$$

где $\mathbf{x}^{(i)}$ – вектор независимых переменных функции Лагранжа на i -ой итерации расчета; $\overline{G}(\mathbf{x}^{(i)}) = \left[\frac{\partial L}{\partial x_1}, \dots, \frac{\partial L}{\partial x_w} \right]^T$ – градиента функции Лагранжа или, иными словами, вектор величин её первых производных по её аргументам функции в точке $\mathbf{x}^{(i)}$; $[H(\mathbf{x}^{(i)})]$ – матрица Гессе, содержащая вторые производные функции Лагранжа по независимым переменным в точке $\mathbf{x}^{(i)}$; $\Delta \mathbf{x}^{(i)}$ – приращение аргументов функции Лагранжа; $q_{\text{опт}}^{(i)}$ – оптимальная длина шага на i -ой итерации, которая выбирается по длине вектора градиента в точке $\mathbf{x}^{(i+1)}$. Длина шага на

каждой итерации выбирается таким образом, чтобы градиент целевой функции в точке $\mathbf{x}^{(i+1)}$ был минимален.

Функция Лагранжа с учётом принятых допущений и отказа от анализа распределения реактивной мощности выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned}
L_P \left(P_{n_G}^G, C_{n_L}, \lambda_0, \underline{\omega}_{n_G}, \overline{\omega}_{n_G}, \underline{\rho}_{n_L}, \overline{\rho}_{n_L}, \bar{j}_b, \underline{g}_{n_G}, \overline{g}_{n_G}, \underline{l}_{n_L}, \overline{l}_{n_L}, \bar{r}_b \right) = \\
= \sum_{n_L=1}^{N_L} (d_{n_L} C_{n_L})^2 + \sum_{n_G=1}^{N_G} \left(a_{n_G} (P_{n_G}^G)^2 + b_{n_G} P_{n_G}^G + c_{n_G} \right) + \\
+ \lambda \left(\sum_{n_L=1}^{N_L} (P_{n_L}^L - C_{n_L}) - \sum_{n_G=1}^{N_G} P_{n_G}^G + \sum_{b=1}^B \Delta P_b \right) + \\
+ \sum_{n_G=1}^{N_G} \underline{\omega}_{n_G} (P_{n_G}^G - \underline{P}_{n_G}^G - \underline{g}_{n_G}) + \sum_{n_G=1}^{N_G} \overline{\omega}_{n_G} (\overline{P}_{n_G}^G - P_{n_G}^G - \overline{g}_{n_G}) + \\
+ \sum_{n_L=1}^{N_L} \underline{\rho}_{n_L} (C_{n_L} - \underline{P}_{n_L}^L - \underline{l}_{n_L}) + \sum_{n_L=1}^{N_L} \overline{\rho}_{n_L} (\overline{P}_{n_L}^L - C_{n_L} - \overline{l}_{n_L}) + \\
+ \sum_{b=1}^B \bar{j}_b (\bar{J}_b^2 - J_b^2 - \bar{r}_b) + \\
+ \sum_{n_G=0}^{N_G} \left(\frac{1}{\underline{g}_{n_G}} + \frac{1}{\overline{g}_{n_G}} \right) + \sum_{n_L=0}^{N_L} \left(\frac{1}{\underline{l}_{n_L}} + \frac{1}{\overline{l}_{n_L}} \right) + \sum_{b=1}^B \exp(-\bar{r}_b).
\end{aligned} \tag{3.68}$$

Для нахождения вектора $\mathbf{x}^{(i+1)}$ необходимо рассчитать матрицу Гессе, которая представлена в общем виде для данного вида минимизируемой функции Лагранжа в таблице 3.3. С целью минимизации вычислительных затрат данная матрица пересчитывается не на каждой итерации, а раз в несколько итераций (для тестовой системы – раз в 5).

Таблица 3.3. Заполнение матрицы Гессе для ЦФ тестируемой версии алгоритма

	$C_{n_L}(N_L)$	$P_{n_G}^G(N_G)$	λ	$\bar{j}_b(B)$	$\underline{\omega}_{n_G}(N_G)$	$\overline{\omega}_{n_G}(N_G)$	$\underline{\rho}_{n_L}(N_L)$	$\overline{\rho}_{n_L}(N_L)$	$\bar{r}_b(B)$	$\underline{g}_{n_G}(N_G)$	$\overline{g}_{n_G}(N_G)$	$\underline{l}_{n_L}(N_L)$	$\bar{l}_{n_L}(N_L)$	
$C_{n_L}(N_L)$	$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L}^2}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L} \partial P_{n_G}^G}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L} \partial \lambda}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L} \partial \bar{j}_b}$	0		diag(1)	diag(-1)	0					
$P_{n_G}^G(N_G)$	$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial C_{n_L}}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G{}^2}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial \lambda}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial \bar{j}_b}$	diag(1)	diag(-1)	0							
λ	$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial C_{n_L}}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial P_{n_G}^G}$	0											
$\bar{j}_b(B)$	$\frac{\partial^2 L}{\partial \bar{j}_b \partial C_{n_L}}$	$\frac{\partial^2 L}{\partial \bar{j}_b \partial P_{n_G}^G}$							diag(-1)					
$\underline{\omega}_{n_G}(N_G)$	0	diag(1)												
$\overline{\omega}_{n_G}(N_G)$		diag(-1)												
$\underline{\rho}_{n_L}(N_L)$	diag(1)	0												
$\overline{\rho}_{n_L}(N_L)$	diag(-1)													
$\bar{r}_b(B)$	0			diag(-1)										
$\underline{g}_{n_G}(N_G)$									0	$\frac{\partial^2 L}{\partial \underline{g}_{n_G}{}^2}$				
$\overline{g}_{n_G}(N_G)$									0		$\frac{\partial^2 L}{\partial \overline{g}_{n_G}{}^2}$	0		
$\underline{l}_{n_L}(N_L)$									0			$\frac{\partial^2 L}{\partial \underline{l}_{n_L}{}^2}$	0	
$\bar{l}_{n_L}(N_L)$												0	$\frac{\partial^2 L}{\partial \bar{l}_{n_L}{}^2}$	

Ниже в общем виде представлены выражения для расчета составляющих градиента функции Лагранжа:

$$\frac{\partial L}{\partial C_{n_L}} = 2d_{n_L}C_{n_L} + \lambda \left(-1 + \sum_{b=1}^B \frac{\partial \Delta P_b}{\partial C_{n_L}} \right) + \underline{\rho}_{n_L} - \bar{\rho}_{n_L} - \sum_{b=1}^B \bar{j}_b \frac{\partial J_b^2}{\partial C_{n_L}} \quad (3.68)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{n_G}^G} = 2a_{n_G}P_{n_G}^G + b_{n_G} + \lambda \left(-1 + \sum_{b=1}^B \frac{\partial \Delta P_b}{\partial P_{n_G}^G} \right) + \underline{\omega}_{n_G} - \bar{\omega}_{n_G} - \sum_{b=1}^B \bar{j}_b \frac{\partial J_b^2}{\partial P_{n_G}^G} \quad (3.69)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \sum_{n_L=1}^{N_L} (P_{n_L}^L - C_{n_L}) - \sum_{n_G=1}^{N_G} P_{n_G}^G + \sum_{b=1}^B \Delta P_b \quad (3.70)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{\omega}_{n_G}} = P_{n_G}^G - \underline{P}_{n_G}^G - \underline{g}_{n_G}, \quad \frac{\partial L}{\partial \bar{\omega}_{n_G}} = \bar{P}_{n_G}^G - P_{n_G}^G - \bar{g}_{n_G} \quad (3.71)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{\rho}_{n_L}} = C_{n_L} - \underline{P}_{n_L}^L - \underline{l}_{n_L}, \quad \frac{\partial L}{\partial \bar{\rho}_{n_L}} = \bar{P}_{n_L}^L - C_{n_L} - \bar{l}_{n_L} \quad (3.72)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \bar{j}_b} = \bar{J}_b^2 - J_b^2 - \bar{r}_b \quad (3.73)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{g}_{n_G}} = -\underline{\omega}_{n_G} - \frac{1}{(\underline{g}_{n_G})^2}, \quad \frac{\partial L}{\partial \bar{g}_{n_G}} = -\bar{\omega}_{n_G} - \frac{1}{(\bar{g}_{n_G})^2} \quad (3.74)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \underline{l}_{n_L}} = -\underline{\rho}_{n_L} - \frac{1}{(\underline{l}_{n_L})^2}, \quad \frac{\partial L}{\partial \bar{l}_{n_L}} = -\bar{\rho}_{n_L} - \frac{1}{(\bar{l}_{n_L})^2} \quad (3.75)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \bar{r}_b} = -\bar{j}_b - \frac{1}{(\bar{r}_b)^2}. \quad (3.76)$$

$$\frac{\partial \Delta P_b}{\partial C_{n_L}} = \frac{\partial \Delta P_b}{\partial P_n^G} = \frac{-2\alpha_{bn}r_b}{(V_b^{av})^2} \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^N \alpha_{bm} (P_m^L - C_{m_L} - P_m^G), \quad (3.77)$$

$$\frac{\partial J_b^2}{\partial C_{n_L}} = \frac{1}{3r_b} \cdot \frac{\partial \Delta P_b}{\partial C_{n_L}}, \quad (3.78)$$

$$\frac{\partial J_b^2}{\partial P_n^G} = \frac{1}{3r_b} \cdot \frac{\partial \Delta P_b}{\partial P_n^G}. \quad (3.79)$$

Далее представлены формулы для расчета элементов матрицы Гессе:

$$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L} \partial C_{m_L}} = \lambda \sum_{b=1}^B \frac{\partial^2 \Delta P_b}{\partial C_{n_L} \partial C_{m_L}} + \sum_{b=1}^B \bar{r}_b \frac{\partial^2 J_b^2}{\partial C_{n_L} \partial C_{m_L}} \quad (3.80)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L}^2} = 2d_{n_L} + \lambda \sum_{b=1}^B \frac{\partial^2 \Delta P_b}{\partial C_{n_L}^2} + \sum_{b=1}^B \bar{r}_b \frac{\partial^2 J_b^2}{\partial C_{n_L}^2} \quad (3.81)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial P_{m_G}^G} = \lambda \sum_{b=1}^B \partial P_{n_G}^G \partial P_{m_G}^G + \sum_{b=1}^B \bar{r}_b \frac{\partial^2 J_b^2}{\partial P_{n_G}^G \partial P_{m_G}^G} \quad (3.82)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^{G^2}} = 2a_{n_G} + \lambda \sum_{b=1}^B \frac{\partial^2 \Delta P_b}{\partial P_{n_G}^{G^2}} + \sum_{b=1}^B \bar{r}_b \frac{\partial^2 J_b^2}{\partial P_{n_G}^{G^2}} \quad (3.83)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial C_{m_L}} = \lambda \sum_{b=1}^B \frac{\partial^2 \Delta P_b}{\partial P_{n_G}^G \partial C_{m_L}} + \sum_{b=1}^B \bar{r}_b \frac{\partial^2 J_b^2}{\partial P_{n_G}^G \partial C_{m_L}} \quad (3.84)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L} \partial \lambda} = -1 + \sum_{b=1}^B \frac{\partial \Delta P_b}{\partial C_{n_L}} \quad (3.85)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial \lambda} = -1 + \sum_{b=1}^B \frac{\partial \Delta P_b}{\partial P_{n_G}^G} \quad (3.86)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial C_{n_L} \partial \bar{j}_b} = -\frac{\partial J_b^2}{\partial C_{n_L}} \quad (3.87)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial \bar{j}_b} = -\frac{\partial J_b^2}{\partial P_{n_G}^G} \quad (3.88)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \bar{r}_b^2} = \frac{2}{(\bar{r}_b)^3} \quad (3.89)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \underline{g}_{n_G}^2} = \frac{2}{(\underline{g}_{n_G})^3}, \quad \frac{\partial^2 L}{\partial \bar{g}_{n_G}^2} = \frac{2}{(\bar{g}_{n_G})^3} \quad (3.90)$$

$$\frac{\partial^2 L}{\partial \underline{l}_{n_L}^2} = \frac{2}{(\underline{l}_{n_L})^3}, \quad \frac{\partial^2 L}{\partial \bar{l}_{n_L}^2} = \frac{2}{(\bar{l}_{n_L})^3} \quad (3.91)$$

$$\frac{\partial^2 \Delta P_b}{\partial C_{n_L} \partial C_{m_L}} = \frac{\partial^2 \Delta P_b}{\partial C_{n_L} \partial P_{m_G}^G} = \frac{\partial^2 L}{\partial P_{n_G}^G \partial P_{m_G}^G} = \frac{2\alpha_{bn}\alpha_{bm}r_b}{(V_b^{av})^2} \quad (3.92)$$

$$\frac{\partial^2 J_b^2}{\partial C_{n_L}^2} = \frac{1}{3r_b} \cdot \frac{\partial \Delta P_b}{\partial C_{n_L}}, \quad (3.93)$$

$$\frac{\partial^2 J_b^2}{\partial P_{n_G}^{G^2}} = \frac{1}{3r_b} \cdot \frac{\partial \Delta P_b}{\partial P_{n_G}^G}. \quad (3.94)$$

На рисунках 3.19–3.24 представлена однолинейная схема тестовой системы с нанесенными на неё результатами оптимизации. В частности, на 3.19, 3.21 и 3.23 рисунках показано потокораспределение, полученное с помощью ПК DIgSILENT PowerFactory 2021, на оставшихся на ту же схему нанесены результаты решения «задачи Р» по методике, описанной в данной главе.

Для нормальной схемы электроснабжения разница между полученными потокораспределениями практически отсутствует: максимальное расхождение в величинах перетоков по линиям не превышает 0,5 МВт при пиковой мощности нагрузки. Выработка мощности на станциях для двух случаев: 190.924 МВт (ПК), 190.198 МВт («задача Р»). Причина наличия разницы обусловлена тем, что в тестируемой реализации «задачи Р» переменные C_{n_L} всегда входят в вектор варьируемых переменных. Из-за этого даже при наличии достаточной рабочей мощности и возможности поставить её потребителю в системе накапливается небольшой недоотпуск ЭЭ, который при планировании ремонтов и расчете показателей БН отбрасывается, но проявляет себя при верификации.

В ремонтных режимах результирующие балансы мощности для двух методик практически идентичны. Так мощность нагрузки с учётом ограничения потребления в сценариях принимает следующие значения: ремонт генератора – 155.134 МВт (ПК) и 153.863 («задача Р»), ремонт линии – 152.901 МВт (ПК) и 154.562 («задача Р»). В то же время перетоки мощности в системе разительно отличаются. Это связано с тем, что при оптимизации с помощью PowerFactory 2021 учитываются уровни напряжений в узлах сети. Это позволяет точно рассчитывать потери мощности по связям и ограничивать потребление с целью дополнительного снижения этих потерь. Данная закономерность ярко проявляется во втором сценарии, когда по результатам расчета с помощью ПК была полностью отключена нагрузка в узле 6 – в самой удаленной точке потребления в сети. Отказ от учёта напряжений согласно предложенной методике, наоборот, приводит к равномерному распределению дефицита мощности между узлами сети, если не отсутствуют нарушения сетевых ограничений. В решаемой задаче планирования ремонтов главной величиной является недоотпуск ЭЭ по системе в целом, поэтому результаты распределения можно считать достоверными.

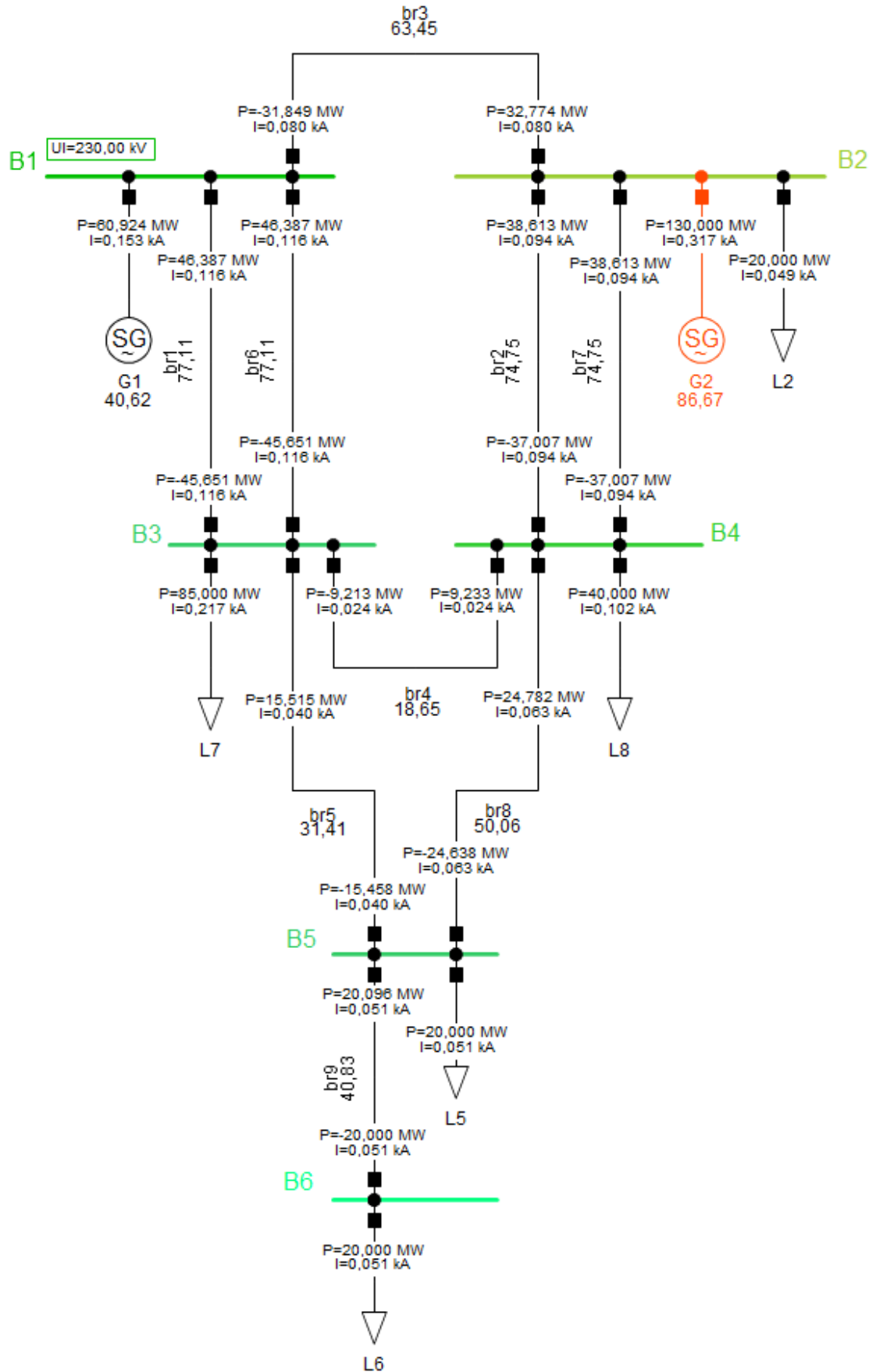


Рисунок 3.19. Сценарий №1. Результат оптимизации с помощью ПК PowerFactory

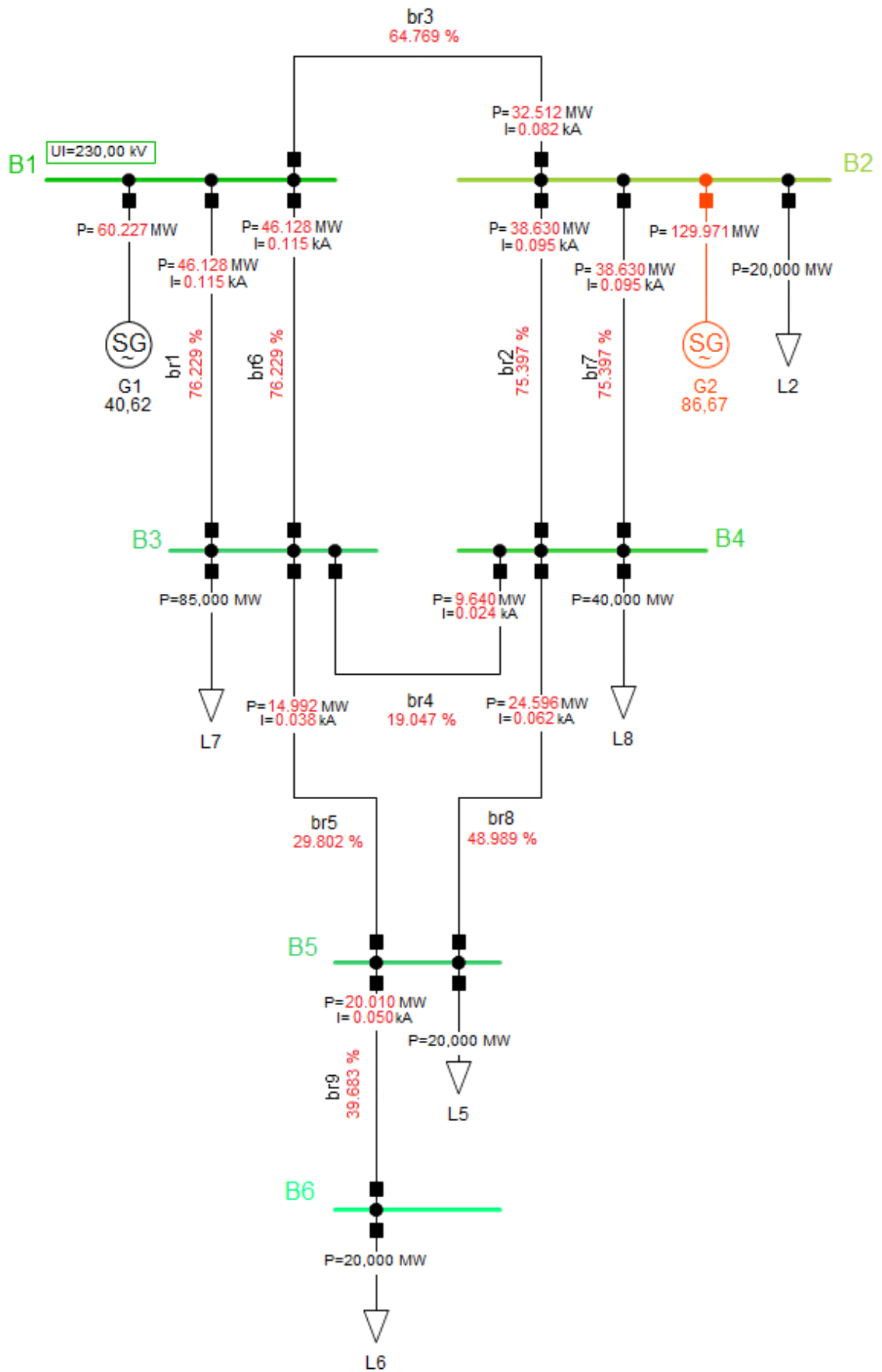


Рисунок 3.20. Сценарий №1. Результат оптимизации с предложенной «задачи Р»

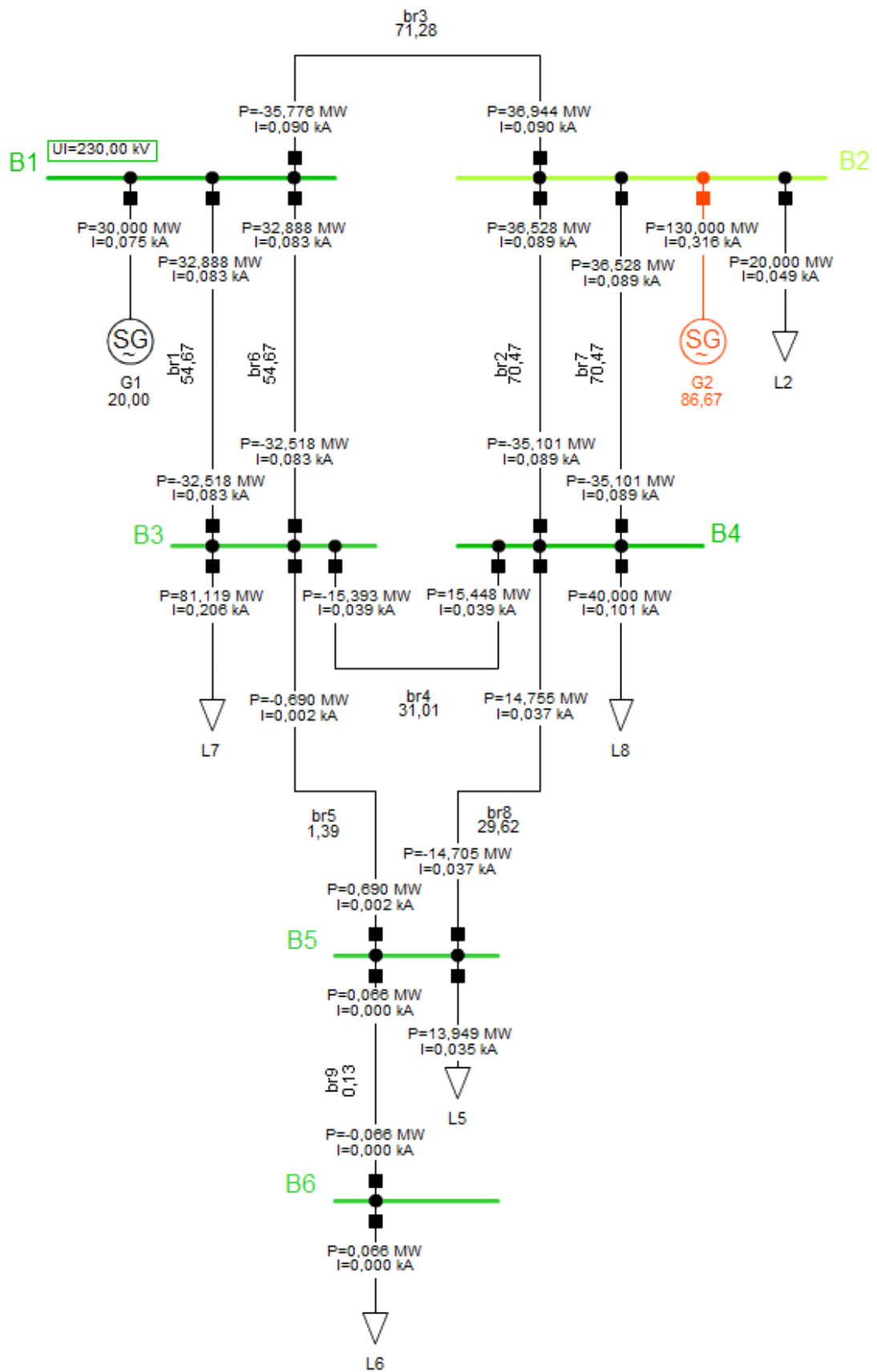


Рисунок 3.21. Сценарий №2. Результат оптимизации с помощью ПК PowerFactory

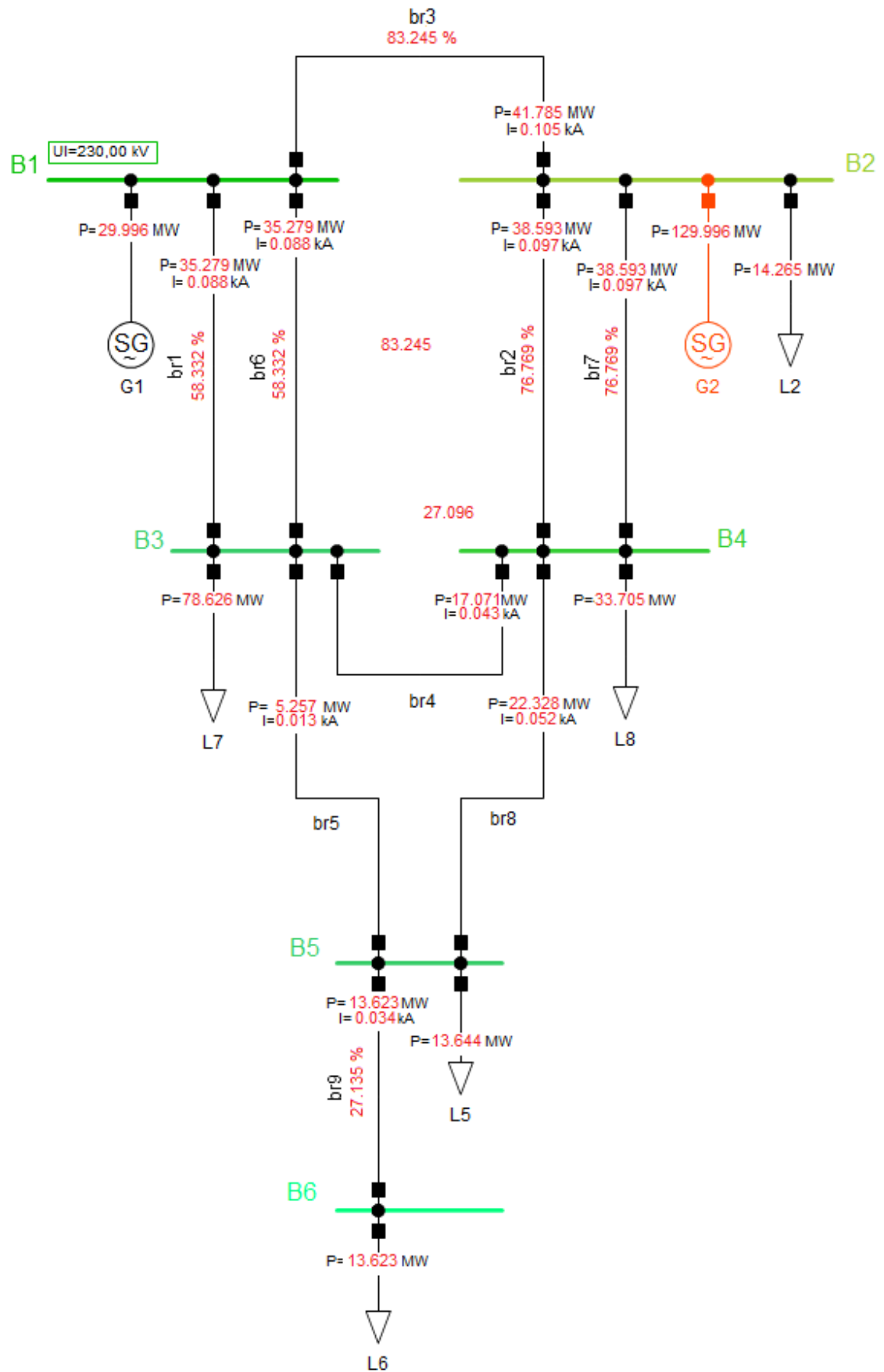


Рисунок 3.22. Сценарий №2. Результат оптимизации с предложенной «задачи Р»

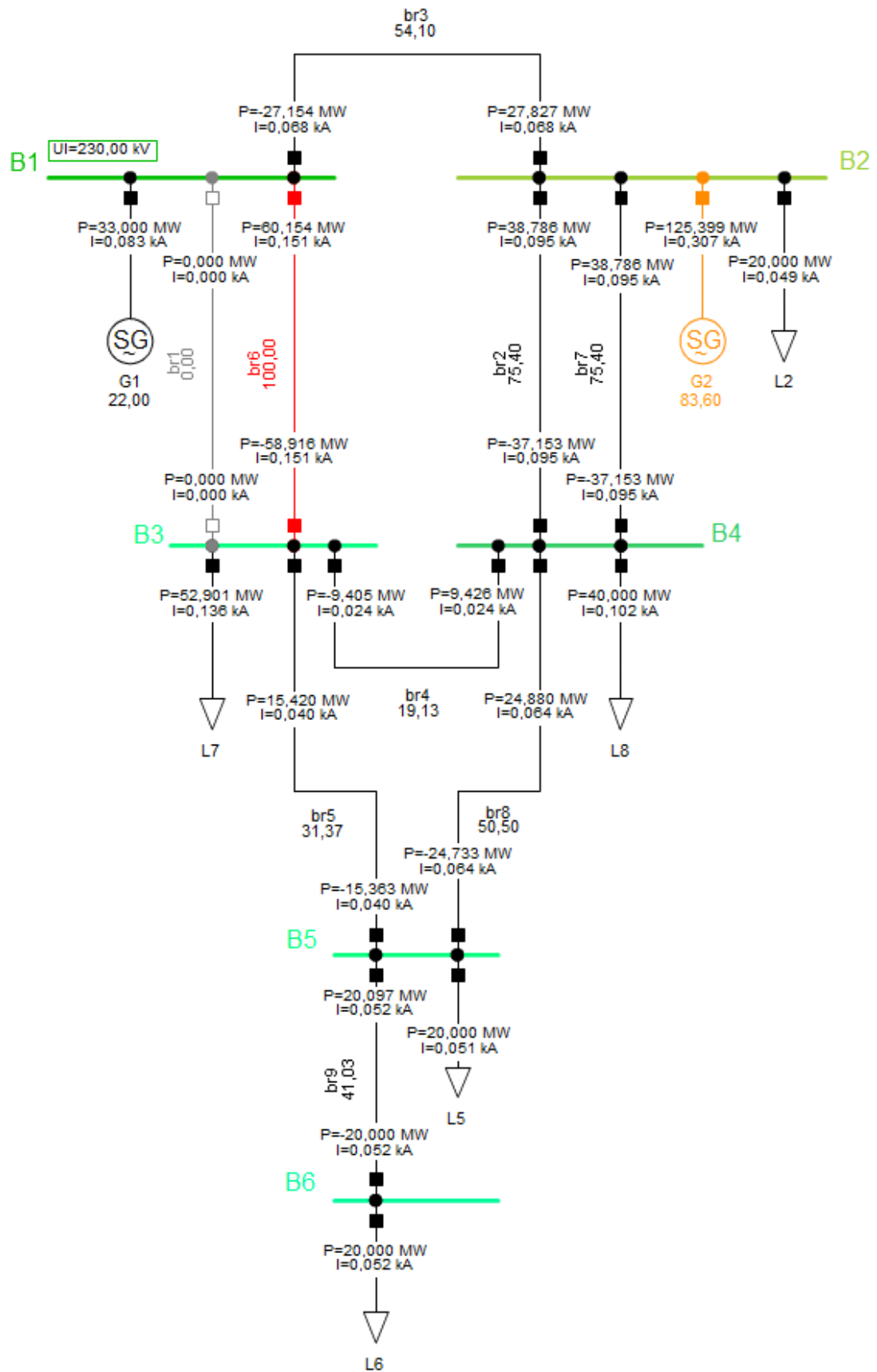


Рисунок 3.23. Сценарий №3. Результат оптимизации с помощью ПК PowerFactory

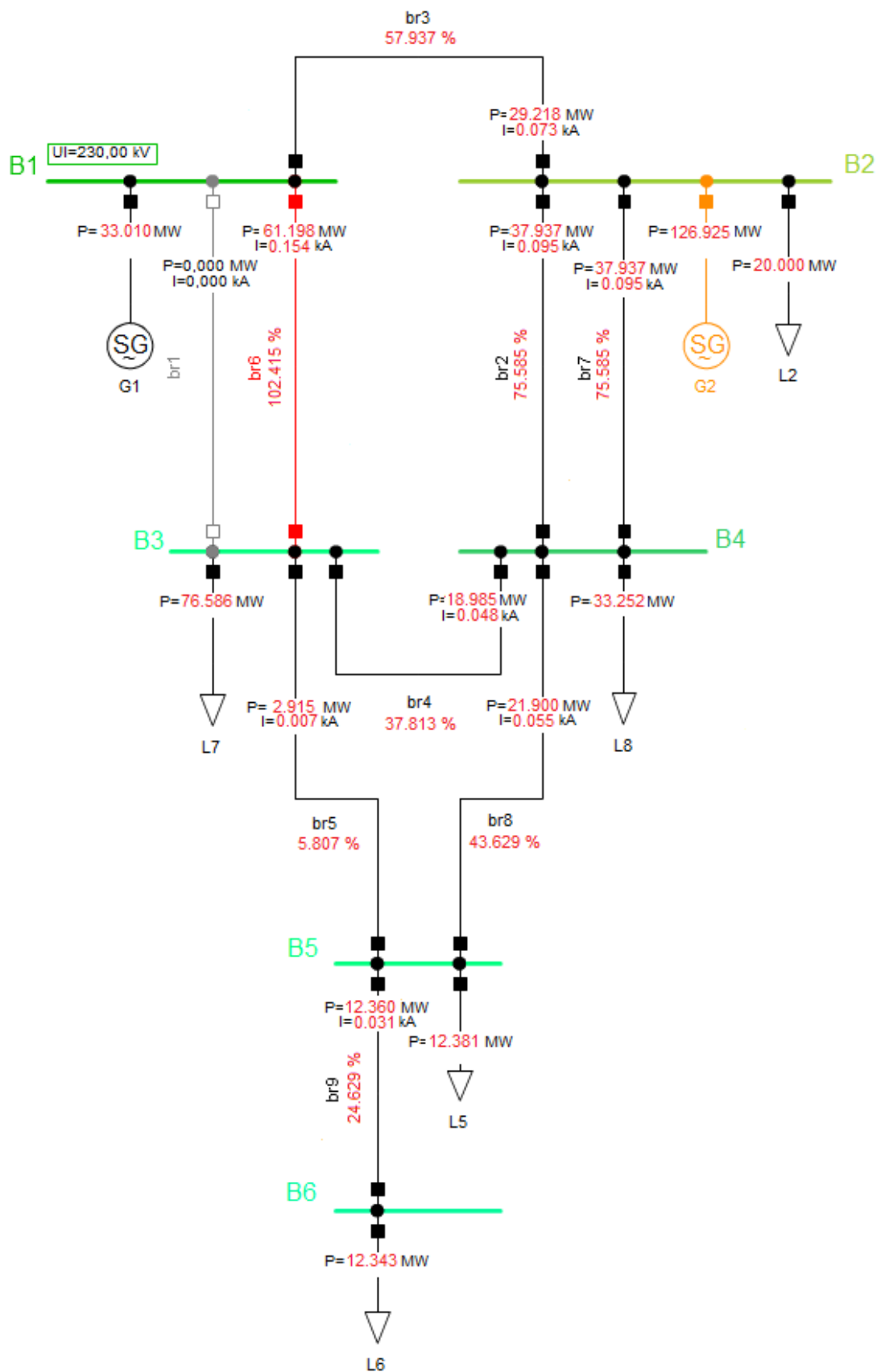


Рисунок 3.24. Сценарий №3. Результат оптимизации с предложенной «задачи Р»

3.4.3 Оценка эффективности эквивалентирования недоотпуска

Для оценки работоспособности предложенного метода проводится 4 вычислительных эксперимента, в соответствии со сценариями в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Описание сценариев по оценке метода эквивалентирования

№	Длина периода T	Режим сети	Метод эквивалентирования
1	365	Отключены генераторы №3 и №4	Фиксированный набор точек перелома кусочно-линейной аппроксимирующей функции дефицита: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.6, 0.8, 0.9, 0.95, 1.0\}.$
2	365	Отключены генераторы №3 и №4	То же самое, но с предварительной бисекцией каждого интервала для поиска точки излома кривой дефицита. На дефицитном участке аппроксимирующей функции – фиксированный набор точек перелома: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0\}.$
3	8760	Отключены генераторы №3 и №4	Фиксированный набор точек перелома кусочно-линейной аппроксимирующей функции дефицита: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.6, 0.8, 0.9, 0.95, 1.0\}.$
4	8760	Отключены генераторы №3 и №4	То же самое, но с предварительной бисекцией каждого интервала для поиска точки излома кривой дефицита. На дефицитном участке аппроксимирующей функции – фиксированный набор точек перелома: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0\}.$
5	365	Отключены линии №1 и №2	Фиксированный набор точек перелома кусочно-линейной аппроксимирующей функции дефицита: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.6, 0.8, 0.9, 0.95, 1.0\}.$

№	Длина периода T	Режим сети	Метод эквивалентирования
6	365	Отключены линии №1 и №2	То же самое, но с предварительной бисекцией каждого интервала для поиска точки излома кривой дефицита. На дефицитном участке аппроксимирующей функции – фиксированный набор точек перелома: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0\}.$
7	8760	Отключены линии №1 и №2	Фиксированный набор точек перелома кусочно-линейной аппроксимирующей функции дефицита: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.6, 0.8, 0.9, 0.95, 1.0\}.$
8	8760	Отключены линии №1 и №2	То же самое, но с предварительной бисекцией каждого интервала для поиска точки излома кривой дефицита. На дефицитном участке аппроксимирующей функции – фиксированный набор точек перелома: $\mathbf{p} = \{p_0, p_1, \dots, p_h, p_{h+1} \mid h < T\} = \{0.0, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0\}.$

Для каждого из сценариев выполняется 1000 следующих расчетов:

1. Случайным образом генерируются моменты начала и конца интервала.
2. Для каждого момента времени $t \in T$ решается задача распределения дефицита мощности между узлами, определяется DNS_t и $ENS_T = \sum DNS_t$.
3. Для найденного интервала оценивается приближенное значение ENS_T^* по методике из таблицы 3.4.

Для сценариев по результатам эксперимента сравниваются длительности вычислений τ и τ^* , а также расхождение между ENS_T и ENS_T^* в %, оцениваемое по выражению:

$$\Delta_{ENS} = \frac{ENS_T^* - ENS_T}{ENS_T} \times 100\% \quad (3.95)$$

Во всех сценариях, приведенных в таблице 3.4, отключены либо два генератора, либо две линии системы. Это сделано для большей репрезентативности результатов. В частности, когда всё оборудование системы в работе, в большинстве режимов периода T дефицит мощности будет отсутствовать. Тогда большая часть опытов даст идентичные нулевые значения ENS_T и ENS_T^* , что не позволит сделать выводы о целесообразности предложенной схемы эквивалентирования.

В таблице 3.5 приведены выборочные МО и СКО Δ_{ENS} , а также средние длительности расчета по полной и упрощенной методике – $\bar{\tau}$ и $\bar{\tau}^*$ соответственно. На рисунках 3.25–3.32 представлены зависимости ошибки в оценке недоотпуска электроэнергии на интервале от его длительности для каждого из сценариев из таблицы 3.4.

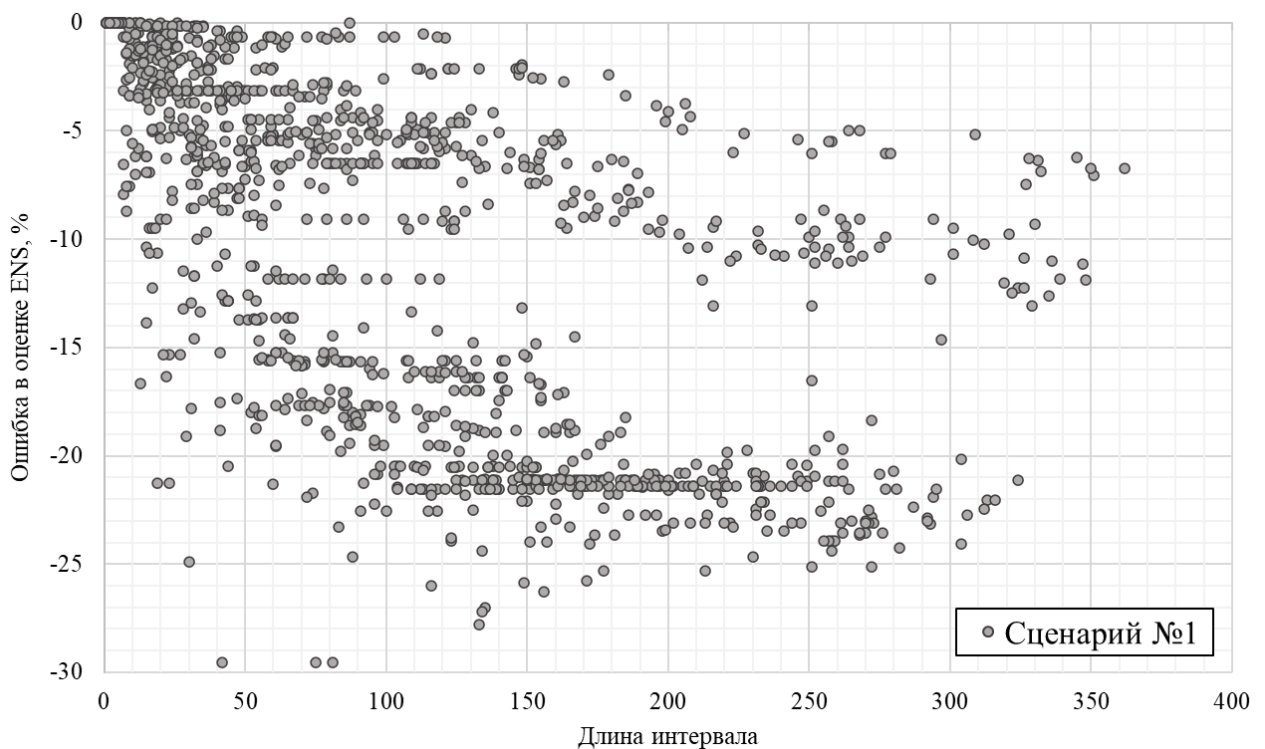


Рисунок 3.25. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №1

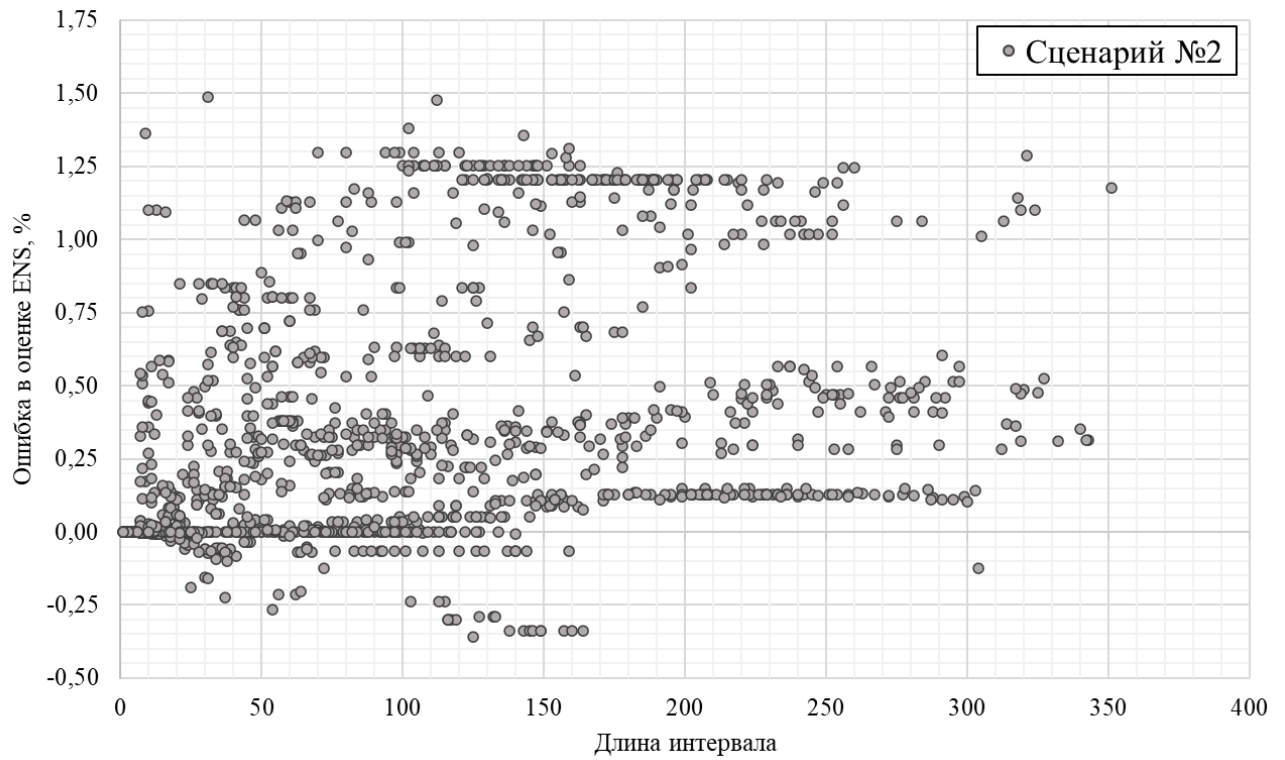


Рисунок 3.26. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №2

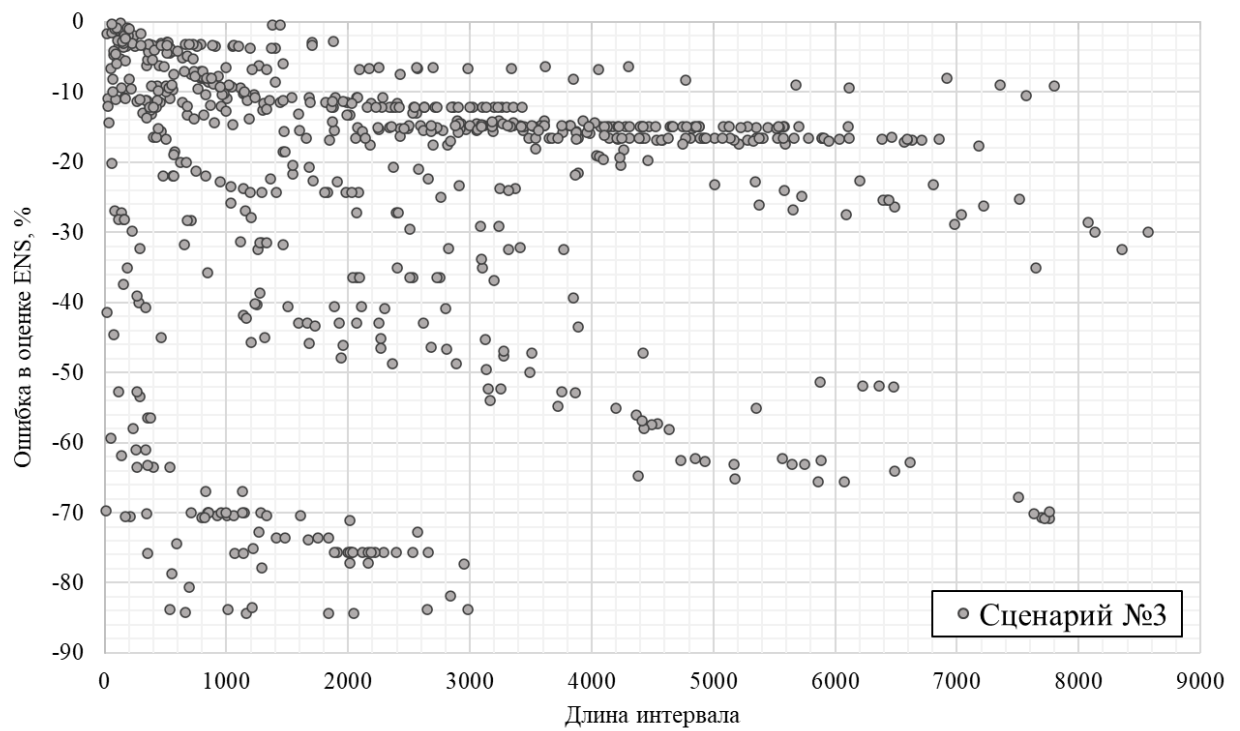


Рисунок 3.27. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №3

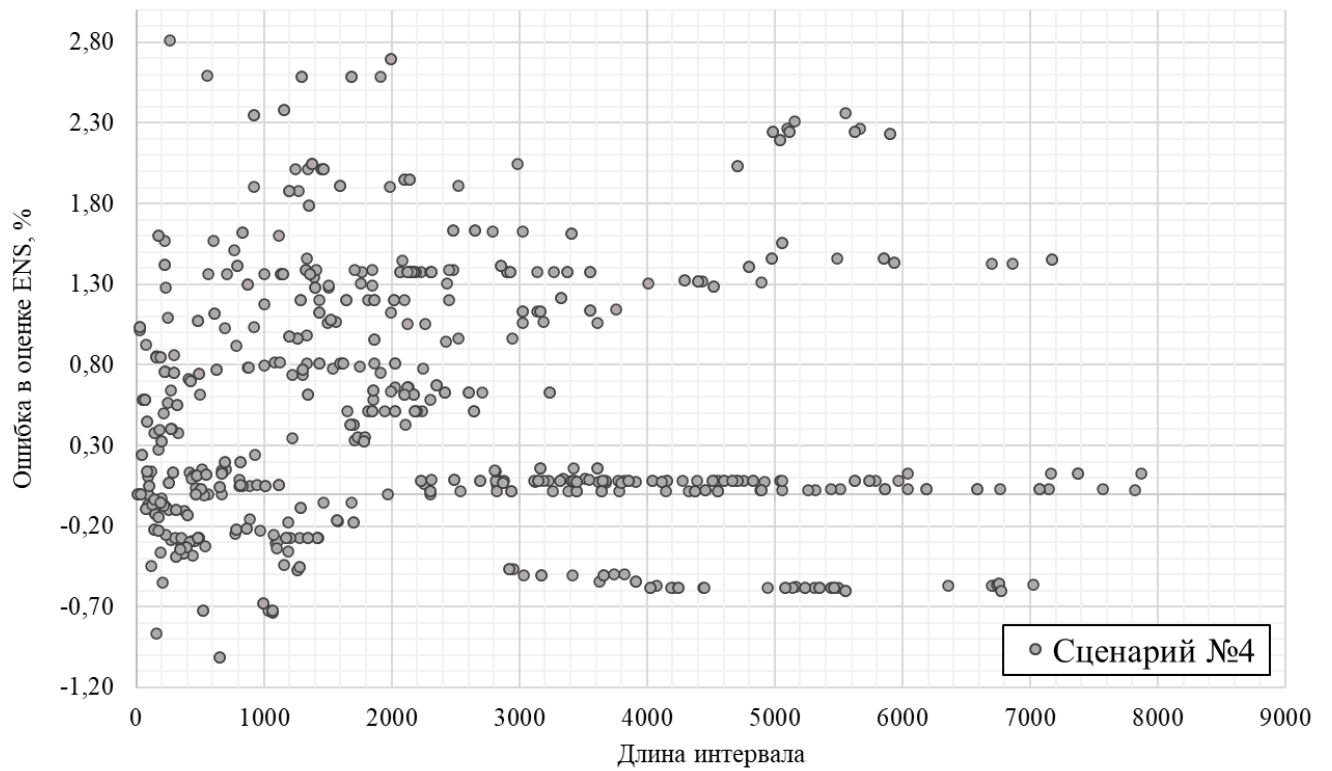


Рисунок 3.28. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №4

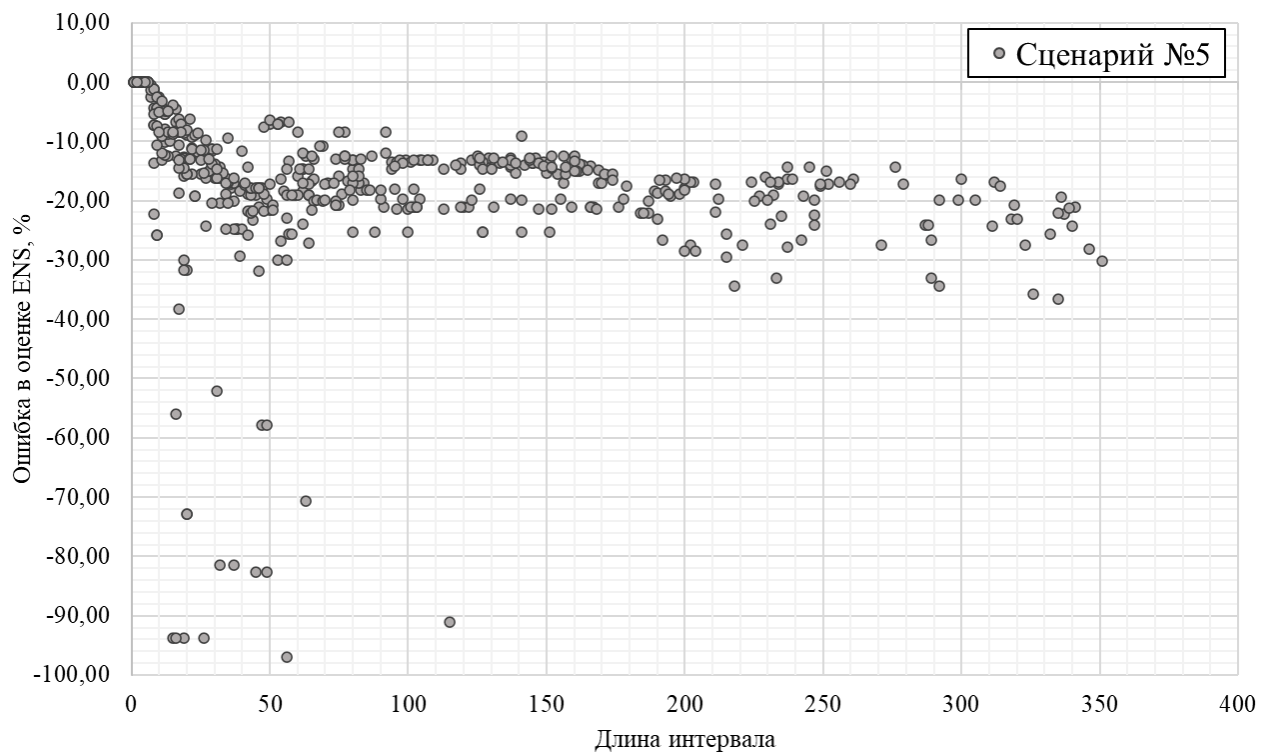


Рисунок 3.29. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №5

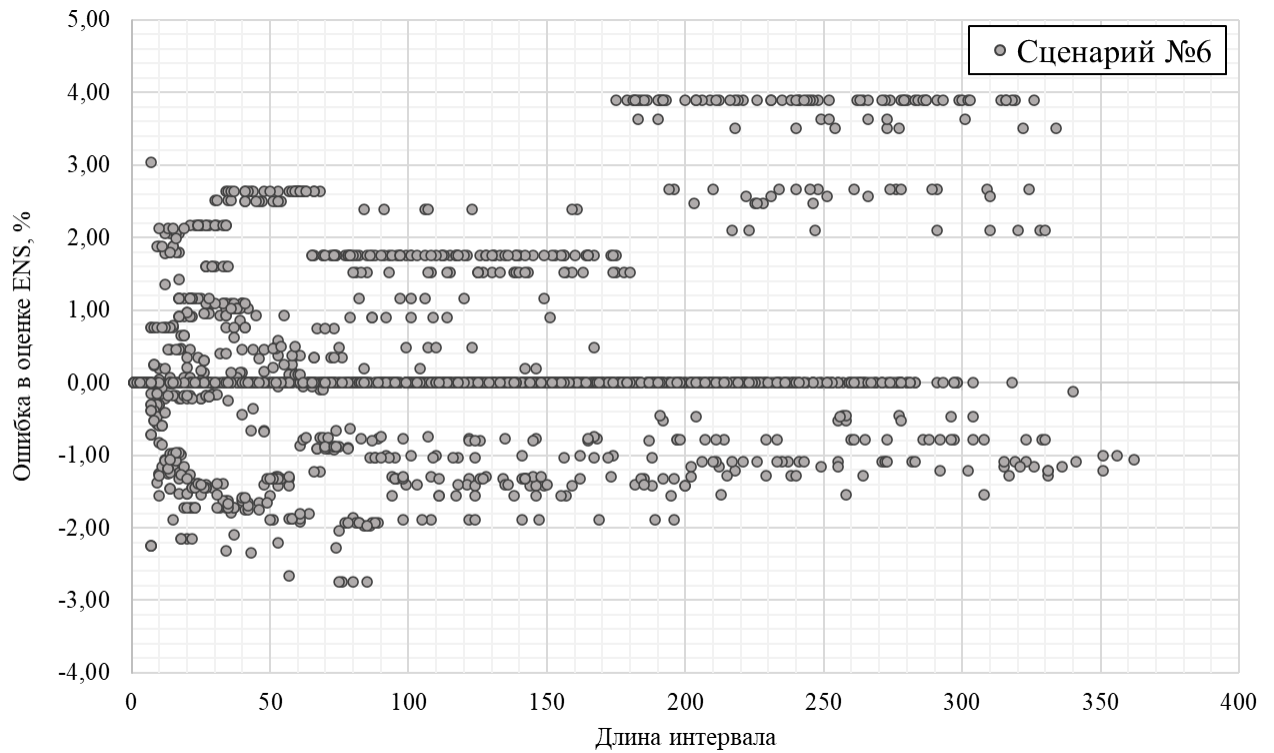


Рисунок 3.30. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №6

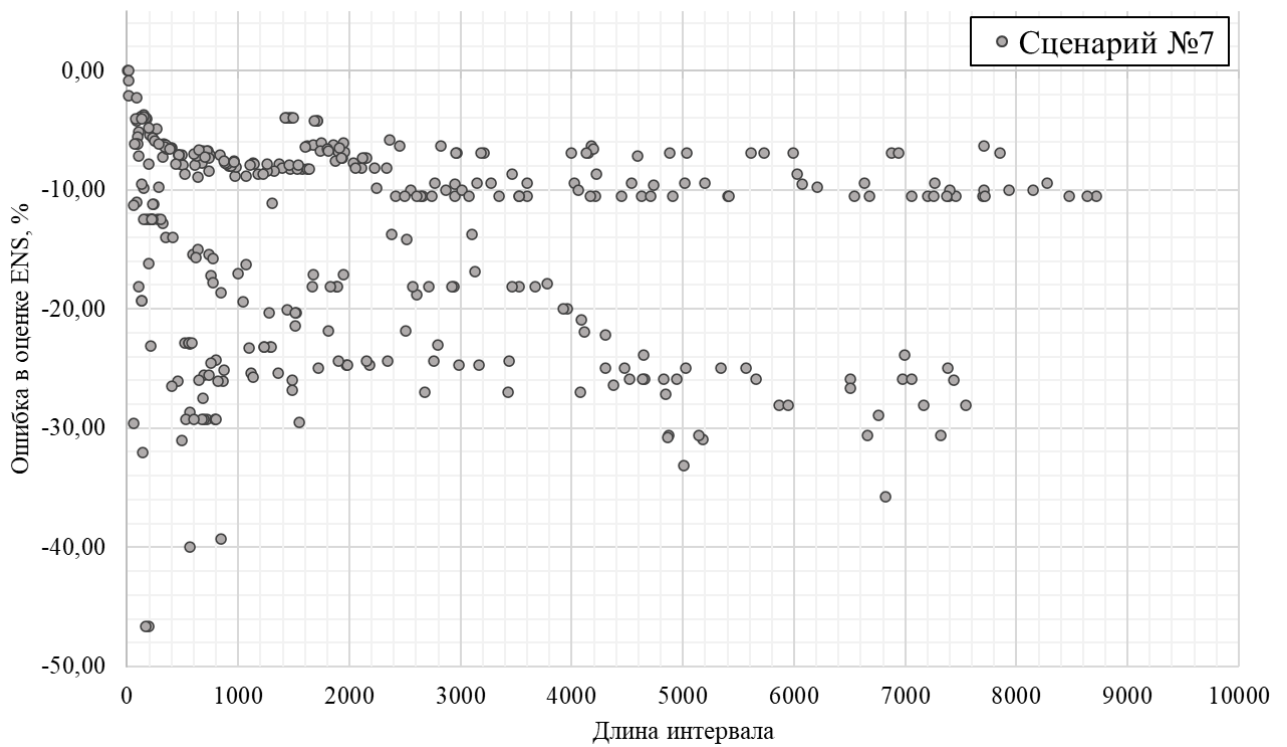


Рисунок 3.31. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №7

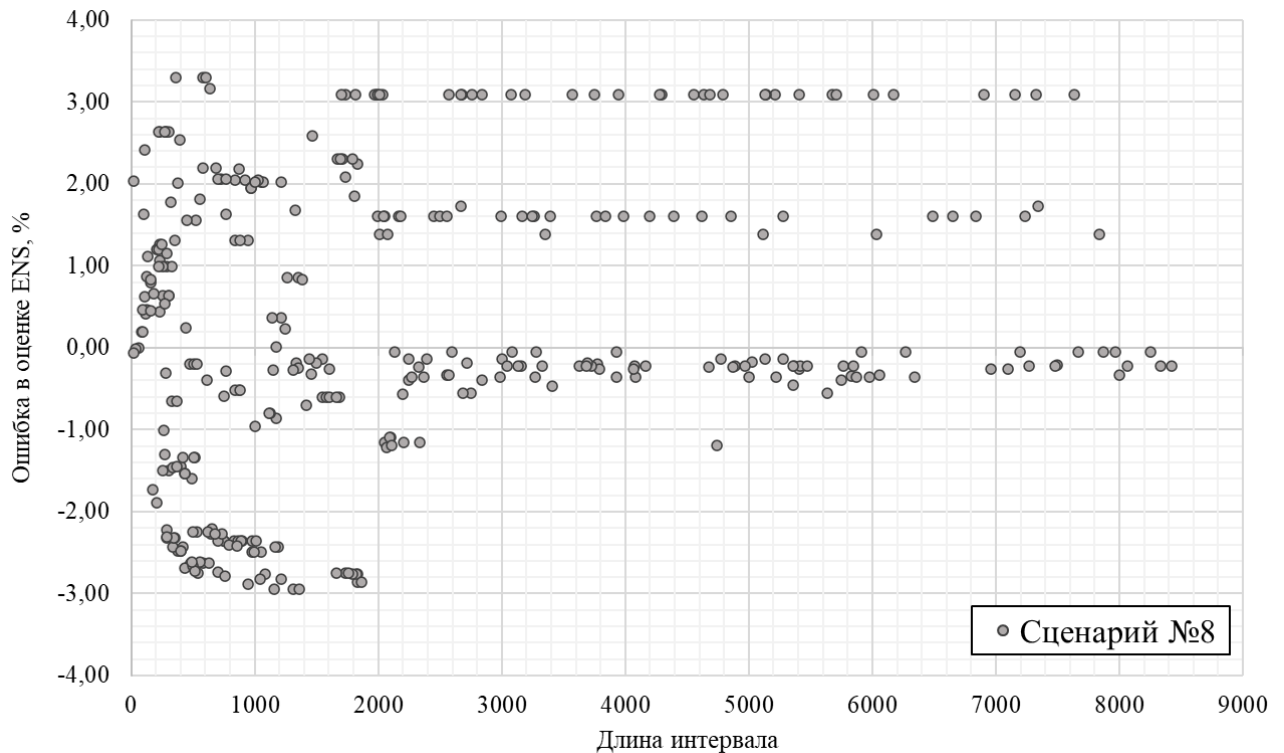


Рисунок 3.32. Зависимость ошибки Δ_{ENS} от длины интервала T для сценария №8

Таблица 3.5. Выборочные МО и СКО Δ_{ENS} и средние длительности расчета по полной и упрощенной методике

№ сценария	1	2	3	4	5	6	7	8
МО Δ_{ENS} , %	-10,66	0,36	-25,61	0,54	-17,40	0,23	-14,29	0,21
СКО Δ_{ENS} , %	8,18	0,43	22,36	0,82	13,72	1,25	8,85	1,80
$\bar{t}$, с	2,60	2,60	61,60	57,86	2,20	2,60	52,60	50,10
$\bar{t}^*$, с	0,13	0,28	0,14	0,29	0,12	0,24	0,14	0,30

Результаты в таблице 3.5 позволяют прийти к следующим заключениям:

1. Аппроксимация дефицита мощности на интервале постоянства состава оборудования с приемлемой точностью возможна только при условии постоянного переопределения точек излома аппроксимирующей кусочно-линейной функции. В данной работе для этой цели используется метод бисекции, с помощью которого находится максимальное значение системного потребления, которому соответствует нулевой недоотпуск электроэнергии (см. раздел 3.3). При задании фиксированных

соотношений нагрузки p на всем интервале неизбежна ошибка и завышение недоотпуска электроэнергии.

2. При использовании метода эквивалентирования с бисекцией ошибка в расчете недоотпуска не превышает 0.5% от действительного уровня. Вместе с тем вычислительные затраты удастся снизить: для периода 365 дней – в среднем в 10 раз; для периода 8760 часов – почти в 200 раз.
3. При расчете средней ошибки и её СКО не учитывались расчеты для интервалов, на которых недоотпуск электроэнергии отсутствовал. В этих случаях по методу эквивалентирования выполнялся всего 1 расчет – для часа максимума нагрузки, что при введенных выше допущениях позволяет добиться еще большего снижения вычислительных затрат и вообще не рассматривать режимы промежуточных интервалов.
4. По мере увеличения длины интервала увеличивается и выигрыш от применения метода эквивалентирования. Здесь важно помнить, что при моделировании отказов оборудования энергосистемы интервалы оказываются значительно короче, чем рассмотренные в ходе выполненного эксперимента. Это будет показано ниже при расчете по методу ММК.

Для сценариев № 2 и 6, описание которых дано в таблице 3.1, был выполнен расчет вероятности наличия недоотпуска и его МО за период по ММК. Оценка величины отключенной нагрузки производилась двумя методами:

1. для всех моментов определяются собственные дефициты мощности, из которых складывается недоотпуск ЭЭ для всего периода;
2. после моделирования случайных состояний элементов системы выделяются интервалы постоянства состава оборудования, для каждого из этих интервалов по методу эквивалентирования с бисекцией определяется аппроксимирующая функция дефицита мощности и с её помощью рассчитывается недоотпуск на всем интервале.

Результаты расчета представлены в таблице 3.6. Также на рисунках 3.33–3.36 показан процесс сходимости расчет по МО недоотпуска ЭЭ для двух рассматриваемых сценариев в зависимости от метода оценки дефицита мощности.

Таблица 3.6. Результаты расчета показателей для сценариев № 2 и 6

Метод оценки недоотпуска	Расчетный показатель	Сценарий №2	Сценарий №6
Полный расчет	Ожидаемый недоотпуск EENS, МВт*ч	1111,12	745,57
	Вероятность недоотпуска PLC	0,234	0,127
	Среднее время на один опыт ММК t_s , с	8,97	8,01
Аппроксимация по интервалам с бисекцией	Ожидаемый недоотпуск EENS, МВт*ч	1120,25	740,78
	Вероятность недоотпуска PLC	0,238	0,128
	Среднее время на один опыт ММК t_s^* , с	6,13	5,30
	$ \Delta_{EENS} $, %	0,82	0,64
	$ \Delta_{PLC} $, %	1,68	0,79
	$\frac{t_s - t_s^*}{t_s}$, %	31,66	33,83

Расхождение между найденными недоотпусками ЭЭ и их вероятностями, рассчитанные двумя методами, минимально – менее 1% для EENS и меньше 2% для PLC. Это закономерный результат, если учитывать продемонстрированную в прошлом эксперименте высокую точность эквивалентирования.

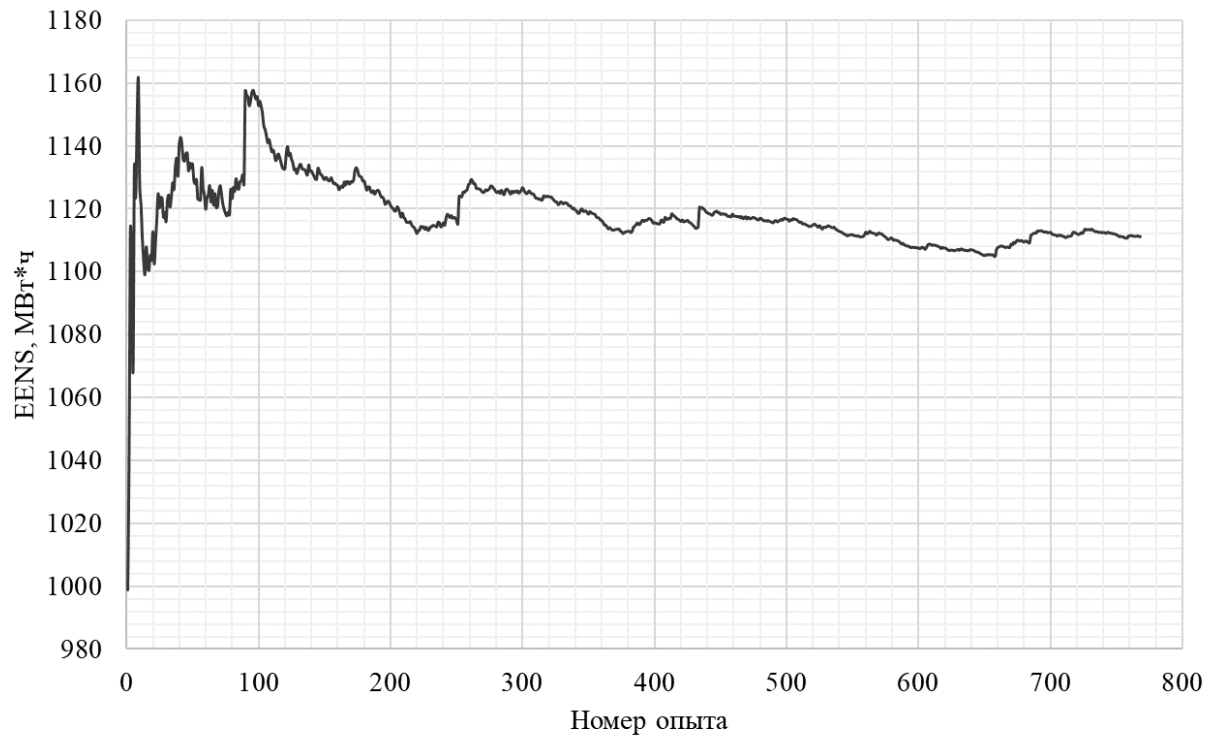


Рисунок 3.33. Траектория изменения МО недоотпуска ЭЭ при моделировании по ММК и полном расчете дефицитов мощности для моментов в сценарии №2

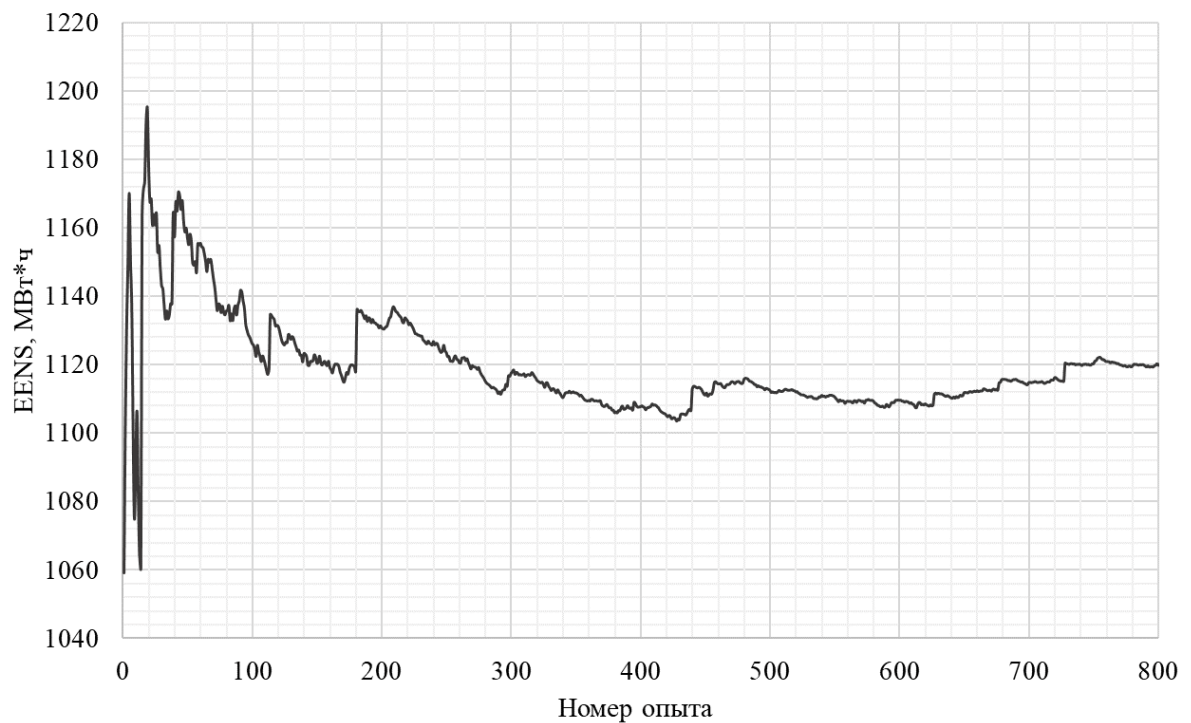


Рисунок 3.34. Траектория изменения МО недоотпуска ЭЭ при моделировании по ММК и эквивалентировании дефицита мощности с бисекцией в сценарии №2

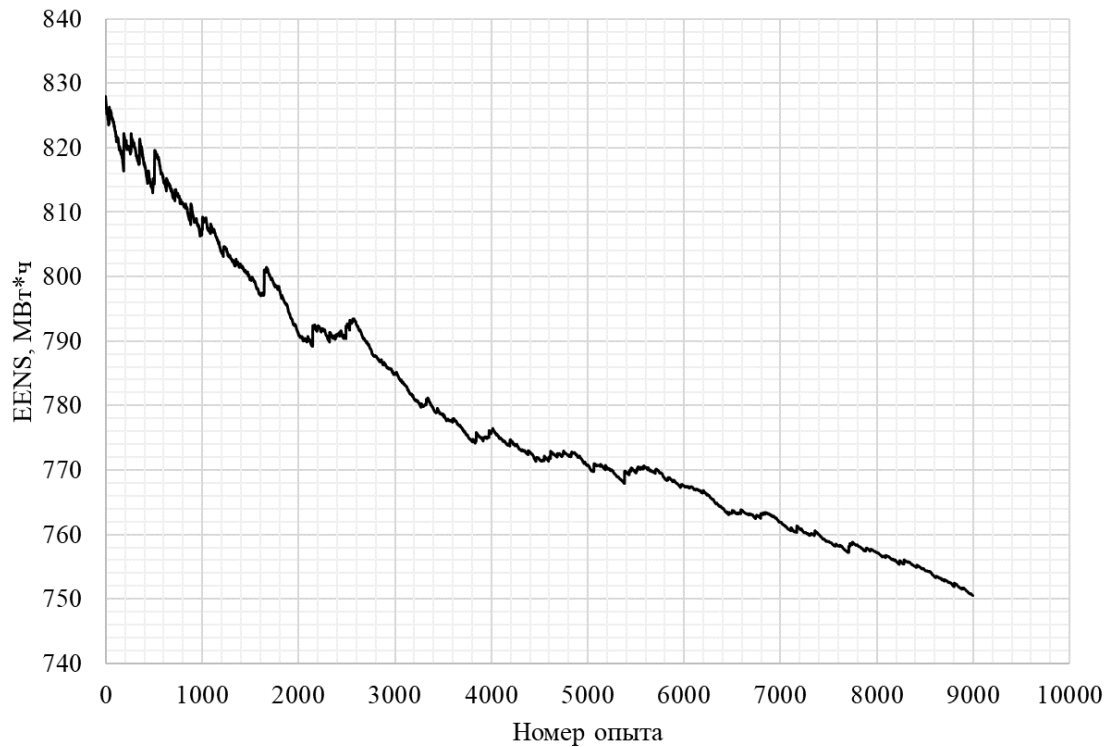


Рисунок 3.35. Траектория изменения МО недоотпуска ЭЭ при моделировании по ММК и полном расчете дефицитов мощности для моментов в сценарии №6

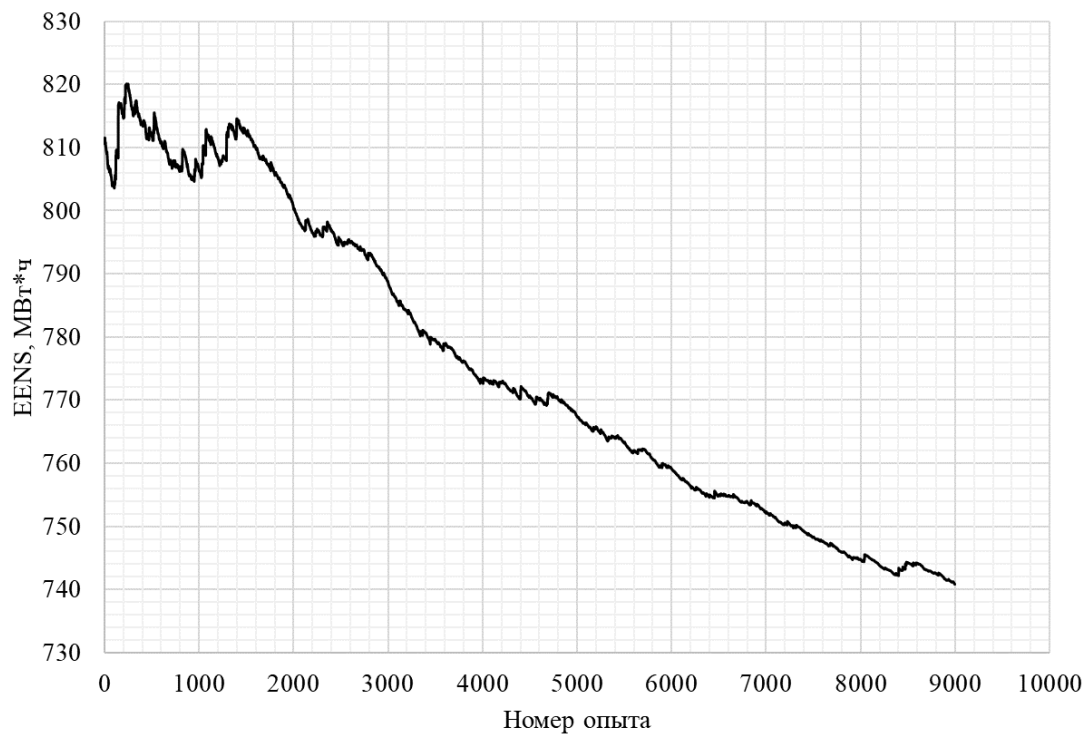


Рисунок 3.36. Траектория изменения МО недоотпуска ЭЭ при моделировании по ММК и эквивалентировании дефицита мощности с бисекцией в сценарии №6

Большой интерес представляет соотношение между средними временами необходимыми для одного испытания. Эквивалентирование в данном случае дает меньший выигрыш в вычислительных затратах – всего 30%. Это подтверждает приведенные в разделе 3.3 рассуждения о снижении эффективности применения методики по мере сокращения средней длины интервала. Тем не менее, даже в случае, когда метод эквивалентирования оказывается малоприменим, можно использовать интервалы постоянства состава оборудования для снижения вычислительных затрат. Как минимум, для отсева интервалов, для которых в час максимального потребления ожидаемый недоотпуск равен нулю.

Кроме того, как будет показано в следующей главе, метод эквивалентирования может применяться в отрыве от ММК для оценки недоотпуска электроэнергии при планировании ремонтов, когда средняя длина интервала увеличивается.

Выводы по главе

Приведенные рассуждения в купе с результатами вычислительных экспериментов позволяют прийти к следующим заключениям:

1. Использование коэффициентов потокораспределения при решении «задачи Р» по распределению дефицита мощности позволяет снизить вычислительные затраты без значительных потерь в точности особенно, если учитывать, что главный интерес представляет суммарное ограничений мощности нагрузки по системе.
2. Отказ от учёта напряжений при распределении дефицита между узлами приводит к практически равным ограничениям потребления в узлах сети, что существенно отличается от результатов промышленного ПК.
3. Предложенный метод аппроксимации дефицита мощности по интервалам постоянства состава оборудования позволяет кратно снизить вычислительные затраты при расчете показателей БН по ММК и при планировании ремонтов, как это показано в следующей главе.

ГЛАВА 4. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ С УЧЁТОМ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

В данной главе предлагается методика планирования ремонтов оборудования с учётом сетевых ограничений на основе материала, изложенного выше. Метаэвристический алгоритм первой главы – метод дифференциальной эволюции – объединяется с процедурой распределения недоотпуска электроэнергии и методикой эквивалентирования дефицита мощности для оценки целевой функции при планировании ремонтов.

4.1 Общая схема планирования ремонтов

Главным препятствием при переходе от планирования ремонтов в концентрированной системе к планированию в системе со слабыми связями является сложность расчета целевой функции при оптимизации. В первом случае, как было показано в главе 2 не учитывается распределение мощности по связям системы. Соответственно оценить уровень БН можно по соотношению между генерацией и нагрузкой с учётом их вероятностного характера, как это было показано в работе [56]. При учёте сетевого фактора наличие ограничений на передаваемую мощность, токовую загрузку связей и напряжения узлов может быть причиной вынужденного ограничения потребления даже в условиях, когда рабочая мощность генерации в системе достаточна для покрытия нагрузки. Для проверки ограничений необходимо знать параметры установившегося режима сети, которые затруднительно определить прямым решением системы УУН, поскольку при моделировании состав оборудования различен для разных решений, а нагрузка имеет вероятностный характер. В то же время, при оценке плана ремонтов требуется решать задачу оптимизации для распределения нагрузки между генераторами энергосистемы и узловыми дефицитами мощности.

Задача планирования ремонтов в системе со слабыми связями заключается в нахождении на интервале времени $T = 1$ год моментов $\mathbf{x} = \{x_1, \dots, x_n, x_{n+1}, \dots, x_{n+m}\}, x_j \in \mathbb{N}$ вывода n генераторов и m линий в ремонт. В

данной главе, если это не оговаривается отдельно, принят шаг времени $t = 1$ день – $x_j \in [0, 365 - \tau_j]$, где τ_j – продолжительность ремонта элемента j .

Критерием оптимизации является достижение минимума ожидаемого недоотпуска электроэнергии на интервале планирования ремонтов T с учётом возможных отключений элементов в системе.

Целевая функция так же, как и в главе 2, включает две составляющие: штрафную составляющую, учитывающую ограничения, накладываемые на план ремонтов и оценку недоотпуска ЭЭ за период T :

$$\Omega(\mathbf{x}) = \chi(\mathbf{x}) + \Psi(\mathbf{x}) = \chi(\mathbf{x}) + \sum_{t=1}^T \varphi_t(\mathbf{x}), \quad (4.1)$$

где $\varphi_t(\mathbf{x})$ – дефицит мощности в момент времени t , МВт, оценка которого описана в подразделе 4.1.2; $\chi(\mathbf{x})$ – штрафная составляющая функции, расчет и состав которой не отличается от описанного в разделе 2.2.

Ограничения включают в себя те, которые, приведены в разделе 2.2 (ограниченное число одновременно выполняемых ремонтов, минимальное изменение существующего плана ремонтов и др.), а также режимные ограничения для каждого момента времени t , которые были введены в разделе 3.2 при постановке задачи распределения недоотпуска электроэнергии.

4.1.1 Метод дифференциальной эволюции для планирования ремонтов

Применение МДЭ для планирования ремонтов генерирующего оборудования представлено в [60, 62]. Как уже отмечалось, в отличие от метода чемпионата, реализация которого была описана в разделе 2.2.4, МДЭ имеет мало собственных настроечных параметров. Это позволяет легко использовать его без подготовительных расчетов.

Алгоритм реализации МДЭ для планирования ремонтов с учётом сетевых ограничений следующий:

1. Инициализируется начальный вектор решений:

$$\mathbf{x}_0 = [x_1, \dots, x_n, x_{n+1}, \dots, x_{n+m}]^T. \quad (4.2)$$

2. Задается начальная матрица популяции P_0 , столбцы которой равны $\mathbf{x}_0$, а их число, называемое размером популяции, должно быть не меньше, чем количество переменных, входящих в вектор $\mathbf{x}_0$.
3. Для каждого элемента матрицы P_0 $x_{i,j}$ задается случайное равномерно распределенное отклонение $\Delta x_{i,j}$. При этом

если $x_{i,j} + \Delta x_{i,j} > T$, то $x_{i,j} = T$

если $x_{i,j} + \Delta x_{i,j} < 0$, то $x_{i,j} = 0$.

Таким образом формируется матрица P_1 на первой итерации расчетного процесса.

4. Для каждого вектор-столбца матрицы популяции $\mathbf{x}_j$, рассчитывается значение целевой функции $\Omega(\mathbf{x}_j)$.
5. Определяется элемент (вектор $\mathbf{x}_b$) с лучшим значением целевой функции $\Omega_b(\mathbf{x}_b)$.
6. На каждой итерации k алгоритма выполняется операция кроссинговера следующее:

- 6.1. Последовательно для каждого вектор-столбца $\mathbf{x}_j$ матрицы популяции P_k случайным образом выбираются два других вектора $\mathbf{x}_a$ и $\mathbf{x}_b$, $a \neq b \neq j$. На основе этих трех векторов рассчитывается вспомогательный вектор $\mathbf{h}$:

$$\mathbf{h} = \mathbf{x}_j + F \times [\mathbf{x}_a - \mathbf{x}_b], \quad (4.3)$$

где F – коэффициент скрещивания, который задается в начале расчета. Из элементов векторов $\mathbf{x}_j$ и $\mathbf{h}$ случайным образом составляется вектор-потомок $\mathbf{y}$. Для каждой переменной γ_j вектора $\mathbf{y}$ генерируется равномерно распределенное случайное число $d \in [0; 1]$. Если $d \geq \rho$, то $\gamma_{i,j} = h_{i,j}$. В противном случае $\gamma_{i,j} = x_{i,j}$. Здесь ρ – заданная расчетчиком вероятность принятия нового решения.

- 6.2. Для вектора $\mathbf{y}$ рассчитывается значение целевой функции $\Omega(\mathbf{y})$.

6.3. Вновь генерируется случайное число $d \in [0; 1]$ и проверяется: если

$$d > \frac{\varphi(\gamma) - \varphi_b(\gamma)}{\varphi(\gamma) + \varphi(x_j) - 2\varphi_b(\gamma)}, \text{ то вектор } \mathbf{x}_j \text{ в матрице } P_k \text{ заменяется на вектор}$$

γ ; в противном случае матрица χ_k остается без изменений.

7. По окончании коррекции вектора $\mathbf{x}_j$, проверяется условие остановки расчета: на протяжении k_{lim} итераций не меняется лучший вектор в популяции и соответственно лучшее значение $\Omega_b(\gamma)$ сохраняется. Если условие не выполнено, то выполняется возврат к шагу №5.

Алгоритм мало отличается от версии, использованной ранее для реализации выборки по значимости. Главное отличие – расчет целевой функции при планировании ремонтов.

4.1.2 Оценка недоотпуска электроэнергии

Задача заключается в том, чтобы оценить ожидаемый недоотпуск электроэнергии не только с учётом плановых отключений, но и при возможных отказах оборудования, не уходя при этом в статические испытания. Эту величину можно рассчитать следующим образом:

$$EENS^* = \sum_{t=1}^T EDNS_t^* = \sum_{t=1}^T p_s \sum_{s=1}^S DNS_{t,s}, \quad (4.4)$$

где p_s – вероятность состояния системы s в момент времени t ; $DNS_{t,s}$ – дефицит мощности в момент t при нахождении системы в состоянии s , МВт. Система находится состоянии s , если заданное число входящих в неё элементов находятся k_W^s в работе, а оставшаяся часть k_F^s – отключена. Таким образом, при экспоненциально распределенных наработках на отказ и временах восстановления вероятность состояния системы:

$$p_s = \prod_{\substack{k=1 \\ k \leq k_W^s}}^K K_W^k \times \prod_{\substack{k=1 \\ k > k_W^s}}^K K_F^k \quad (4.5)$$

где K_W^k и K_F^k – соответственно коэффициенты готовности и готовности k -го элемента, определяемые по формулам:

$$K_W^k = \frac{\mu_k}{\lambda_k + \mu_k}, \quad (4.6)$$

$$K_F^k = \frac{\lambda_k}{\lambda_k + \mu_k}, \quad (4.7)$$

где λ_k и μ_k – интенсивности отказа и восстановления k -го элемента системы.

Расчет по формуле (4.4) для всех состояний системы оказался бы чрезмерно трудоемким – особенно в качестве вложенной процедуры внешнего цикла оптимизации. Поэтому предлагается рассматривать строго определенный набор состояний и разделять вероятности состояний p_{SF,k^*} , в которых некоторое число элементов элемент k^* находится в состоянии отказа, и вероятность состояния p_{SW} , когда все оборудование находится в работе. На примере единичного отказа по критерию N-1 эти величины могут быть определены по выражениям:

$$p_{SF,k^*} = K_F^{k^*} \times \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq k^*}}^K K_W^k, \quad (4.8)$$

$$p_{SW} = 1 - \sum_{k^*=1}^{K^*} p_{SF,k^*}, \quad (4.9)$$

где K^* – множество элементов, для которых учитывается состояние отказа.

Подробнее вопрос выбора состояний системы рассматривается в разделе 4.2.

Тогда формула (4.3) может быть переписана следующим образом:

$$EENS^* = \sum_{t=1}^T EENS_t^* = \sum_{t=1}^T \left(p_{SW} DNS_{t,SW}(\mathbf{x}) + \sum_{k'=1}^{K^*} p_{SF,k'} DNS_{t,SF,k'}(\mathbf{x}) \right). \quad (4.10)$$

Если в момент времени t один или несколько элементов находятся в плановом ремонте, то для них коэффициенты готовности/неготовности не учитываются в уравнениях (4.8) и (4.9), поскольку их состояние строго определено условием расчета.

Как уже было отмечено выше, для расчета недоотпуска $DNS_{t,s}$ предлагается решать «задачу Р», возможное решение которой описано в разделе 3.2.

На шаге № 4 алгоритма раздела 4.1.1 для оценки целевой функции в модели сети отключаются n генераторов и m линий в моменты времени $\mathbf{x}_j = [x_1, \dots, x_n, x_{n+1}, \dots, x_{n+m}]^T$. С учётом отключений период T естественным образом разбивается на интервалы постоянства состава оборудования, понятие которых было введено в разделе 3.3. При этом, поскольку число ремонтируемых по плану элементов системы, а также продолжительность этих ремонтов в течение года велики, итоговое число интервалов постоянства оказывается меньшим, чем при моделировании случайных отказов. Это нивелирует ограничение с применением метода аппроксимации, связанное со снижением целесообразности применения подхода при уменьшении средней длины интервала постоянства и при росте числа элементов в системе.

Таким образом, для оценки недоотпуска при известных моментах плановых отключений и включений генераторов и линий должен использоваться метод эквивалентирования дефицита мощности. С учётом данных интервалов формула (4.10) запишется следующим образом:

$$EENS^* = \sum_{i=1}^I EENS_i^* = \sum_{i=1}^I \left(p_{sw} ENS_{i,sw}(\mathbf{x}) + \sum_{k^*=1}^{K^*} p_{sf,k^*} ENS_{i,sf,k^*}(\mathbf{x}) \right). \quad (4.11)$$

$$ENS_{i,s} = \sum_{t_i=1}^{T_i} d_{i,s}(L_{t_i}), \quad (4.12)$$

где $d_{i,s}(L_{t_i})$ – оценка дефицита мощности при системном потреблении L_{t_i} в момент времени t_i по выражению (3.64).

Для учёта неопределенности потребления в каждый момент времени дополнительно рассчитывается МО дефицита мощности, но без учёта сетевых ограничений, как для системы с сильными связями в главе 2. В таком случае новая целевая функция планирования ремонтов принимает вид:

$$\begin{aligned}\Psi^*(\mathbf{x}) &= \sum_{i=1}^I \Psi_i^*(\mathbf{x}) = \\ &= \mathfrak{D}(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^I \left(p_{s_W} ENS_{i,s_W}(\mathbf{x}) + \sum_{k^*=1}^{K^*} p_{s_F,k'} ENS_{i,s_F,k^*}(\mathbf{x}) \right),\end{aligned}\quad (4.13)$$

где $\mathfrak{D}(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T D_t(\mathbf{x})$ – МО суммарного дефицита мощности за период планирования T без учёта сетевых ограничений, рассчитанное по формуле (2.11).

С учётом сказанного выше алгоритм расчета целевой функции (4.13) при планировании для версии плана $\mathbf{x}_j$ сводится к следующему:

1. Выполнить отключения элементов n генераторов и m линий в соответствующие моменты $\mathbf{x}_j = [x_1, \dots, x_n, x_{n+1}, \dots, x_{n+m}]^T$.
2. Выделить интервалы постоянства состава оборудования $i \in I$.
3. Если рассмотрены все интервалы $i \in I$, то переход к шагу №5, если нет, то для первого не рассмотренного:
 - 3.1. Для всех моментов интервала рассчитываются МО дефицита мощности без учёта сетевых ограничений $D_t(\mathbf{x})$ и определяется их сумма $\mathfrak{D}(\mathbf{x})$.
 - 3.2. Если рассмотрены все элементы $k^* \in K^*$, то переход к шагу №4.2, если нет, то для первого не рассмотренного:
 - 3.2.1. Для всех $t_i \in T_i$ отключается элемент k^* .
 - 3.2.2. По методу аппроксимации дефицита с бисекцией определяется функция $d_{i,s_F,k^*}(L)$ и вычисляется недоотпуск ЭЭ ENS_{i,s_F,k^*} .
 - 3.2.3. Для всех моментов интервала рассчитываются значения дефицитов мощности без учёта сетевых ограничений $D_t(\mathbf{x})$.
 - 3.2.4. Определяется вероятность данного состояния системы p_{s_F,k^*} .
 - 3.2.5. Обновляется значение $\Psi_i^*(\mathbf{x})$.
 - 3.2.6. Для всех $t_i \in T_i$ элемент k^* возвращается в работу.
 - 3.2.7. Возврат к шагу №3.

3.3. Аналогично шагам 3.1.2–3.1.5 рассчитывается вероятность нормального состояния системы p_{sw} , соответствующая оценка недоотпуска $ENS_{i,sw}$ и обновляется значение $\Psi_i^*(\mathbf{x})$.

3.4. Возврат к шагу №4.

4. Суммируются $\Psi_t^*(\mathbf{x})$ и рассчитывается $\Psi^*(\mathbf{x})$ для периода T .

Таким образом, применение аппроксимации дефицита мощности и расчет ожидаемого недоотпуска электроэнергии позволяют рассчитать ЦФ при поиске оптимального плана ремонтов с учётом возможных отказов элементов системы.

4.2 Критерии выбора учитываемых состояний системы

В качестве критериев отбора состояний могут использоваться следующие:

1. Критерий $N - m$, подразумевающий анализ сценариев одновременного отказа не более m элементов системы.
2. Комбинации отключений элементов, отобранные по результатам выборки по значимости.

Первый критерий является составной частью классического подхода к анализу режимов энергосистем и отражает принцип, согласно которому отключение любого элемента системы либо любых m элементов не должно приводить к необходимости ограничения нагрузки. Недостатком такого подхода является экспоненциальный рост вычислительных затрат с увеличением числа m .

Полезным инструментом для формирования набора учитываемых сценариев может стать выборка по значимости, применяемая для улучшения сходимости ММК. Одним из ограничений ММК, общая схема которого была описана в разделе 3.1, является то, что он обладает колебательной сходимостью, как указывается в работе [92]. Это фактически означает, что дополнительно проводимые испытания могут приводить к увеличению погрешности оценки исследуемой величины. В то же время, по мере роста числа опытов испытаний в методе ММК эта ошибка постепенно снижается. СКО МО показателя надёжности y можно рассчитать следующим образом [92]:

$$\sigma = V(\bar{y}) = \sqrt{\frac{V(y)}{N}}, \quad (4.14)$$

где $V(\bar{y})$ – дисперсия МО случайной величины y ; $V(y)$ – дисперсия случайной величины y ; N – число испытаний.

Как можно видеть, существует два способа улучшить сходимость ММК: увеличить число опытов или снизить дисперсию показателя надёжности. Для решения второй задачи существует много подходов [92], одним из которых и является выборка по значимости.

Согласно данному методу, исходное вероятностное распределение $f(y)$ для случайной величины x заменяется выборочным распределением $g(y)$. В таком случае МО непрерывной случайной величины y :

$$m(y) = \int_{-\infty}^{+\infty} y f(y) dy = \int_{-\infty}^{+\infty} y \frac{f(y)}{g(y)} g(y) dy = \int_{-\infty}^{+\infty} y W(y) g(y) dy, \quad (4.15)$$

где $W(y) = \frac{f(y)}{g(y)}$ – весовая функция выборки по значимости.

Тогда оценка МО величины y по ММК с применением выборки по значимости:

$$\hat{m}(y) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i W(y_i). \quad (4.16)$$

Таким образом, при правильном выборе параметров и вида функции $g(y)$ можно снизить СКО оценки (4.14). Сущность механизма выборки по значимости на примере МО недоотпуска ЭЭ, заключается в отборе событий, которые обуславливают дефицит мощности, с помощью распределения $g(y)$. После этого по весовой функции их вклад в МО корректируется с учётом их вероятности. Главная задача в таком случае – определить наилучшие параметры $g(y)$.

В статье [102] предлагается улучшенная методика выбора параметров выборочных распределений для нагрузки и генерации в системе с целью определения показателей надёжности сети с неизменной топологией.

Представленное исследование описывает выбор параметров выборочного распределения для расчета показателей надёжности с учётом вероятного потребления и возможных отказов оборудования.

По своей сути весовая функция $W(y)$ это отношение действительной вероятности состояния системы по $f(y)$ к условной вероятности того же состояния по $g(y)$. Пусть для одного режима заданы:

1. λ^B, λ^G – вектора действительных интенсивностей отказов линий, трансформаторов и генераторов соответственно, $\frac{1}{\text{год}}$.
2. $\hat{\lambda}^B, \hat{\lambda}^G$ – вектора фиктивных интенсивностей отказов линий, трансформаторов и генераторов соответственно, $\frac{1}{\text{год}}$.
3. μ^B, μ^G – вектора действительных интенсивностей восстановления линий, трансформаторов и генераторов соответственно, $\frac{1}{\text{год}}$.
4. $\hat{\mu}^B, \hat{\mu}^G$ – вектора фиктивных интенсивностей восстановления линий, трансформаторов и генераторов соответственно, $\frac{1}{\text{год}}$.
5. m, σ – вектора действительных МО и СКО для нормальных распределений нагрузки $f(P_{n_L}^L, m_{n_L}, \sigma_{n_L})$ в узлах, МВт.
6. $\hat{m}, \hat{\sigma}$ – вектора фиктивных МО и СКО для нормальных распределений нагрузки $f(P_{n_L}^L, \hat{m}_{n_L}, \hat{\sigma}_{n_L})$ в узлах, МВт.

Также пусть в начале i -го испытания определено, что часть ветвей и генераторов находится в работе, а часть в состоянии аварийного отказа, а также определены случайные значения нагрузок $P_{n_L}^L$ в узлах n_L . В таком случае весовую функцию для оценки показателя надёжности x в ходе i -го опыта можно записать следующим образом:

$$W(y_i) = \frac{\prod_{b=1}^B \mathcal{S}_b(\lambda_b^B, \mu_b^B) \times \prod_{g=1}^G \mathcal{S}_g(\lambda_g^G, \mu_g^G) \times \prod_{n_L=1}^{N_L} f(P_{n_L}^L, m_{n_L}, \sigma_{n_L})}{\prod_{b=1}^B \mathcal{S}_b(\hat{\lambda}_b^B, \hat{\mu}_b^B) \times \prod_{g=1}^G \mathcal{S}_g(\hat{\lambda}_g^G, \hat{\mu}_g^G) \times \prod_{n_L=1}^{N_L} f(P_{n_L}^L, \hat{m}_{n_L}, \hat{\sigma}_{n_L})}, \quad (4.17)$$

где $\mathcal{S}_b$ и $\mathcal{S}_g$ – коэффициенты готовности/неготовности для ветви b и генератора g соответственно, которые на примере ветви b равны:

1. если ветвь b в ходе i -го испытания в рабочем состоянии, то

$$\mathcal{S}_b(\lambda_b^B, \mu_b^B) = K_W^b = \frac{\mu_b^B}{\lambda_b^B + \mu_b^B}. \quad (4.18)$$

2. если ветвь b в ходе i -го испытания в состоянии отказа, то

$$\mathcal{S}_b(\lambda_b^B, \mu_b^B) = K_F^b = \frac{\lambda_b^B}{\lambda_b^B + \mu_b^B}. \quad (4.19)$$

3. если ветвь b выведена в плановый ремонт, то $\mathcal{S}_b(\lambda_b^B, \mu_b^B) = 1$.

Таким образом, подставляя значение весового коэффициента формулу (4.16) можно рассчитать МО искомого показателя надёжности, используя выборку по значимости. При условии, что фиктивные интенсивности для экспоненциальных распределений, а также МО и СКО нагрузок выбраны верно, сходимость расчета по ММК должна существенно улучшиться.

Аналогичную схему можно использовать и при оценке ожидаемого недоотпуска ЭЭ за период времени T , для алгоритма, описанного в разделе 3.1. Поскольку для моделирования случайных состояний элементов системы применяется экспоненциальное распределение, вероятность обнаружить каждый из них в работоспособном или неработоспособном состоянии соответственно равна K_W^b и K_F^b . При этом МО недоотпуска ЭЭ за период времени T равняется сумме МО дефицитов мощности, поэтому показатели надёжности при такой схеме расчета определяются для каждого режима отдельно, а затем по завершении процедуры расчета по ММК оцениваются интегральные показатели.

Если абстрагироваться от применения для ММК, можно обратить внимание на то, что по полученным фиктивным $\hat{\lambda}$ и $\hat{\mu}$ можно судить о вкладе отказа отдельных элементов в МО недоотпуска ЭЭ для системы. В частности, если для элемента значение коэффициента готовности (4.18) увеличилось, то его отказ можно не учитывать при анализе режимов и напротив – снижение коэффициента готовности указывает на то, что сценарий отключения элемента следует учесть в наборе анализируемых случаев.

Остается вопрос: как определить оптимальные фиктивные интенсивности, а также МО и СКО распределений нагрузки?

Для этого предлагается использовать метаэвристический МДЭ, который был использован автором данной работы в том числе для планирования ремонтов [62].

Этот подход обладает тем преимуществом, что имеет мало внутренних параметров и, таким образом, фактически не требует предварительной настройки.

Задача: найти наилучшие фиктивные характеристики вероятностных распределений для нагрузок и элементов сети данные для выборки по значимости с помощью МДЭ.

Критерий: минимальный коэффициент вариации cv после выполнения заданного числа опытов N_{target} по ММК для одного режима сети

Математический метод: метод дифференциальной эволюции.

Варьируемые переменные: интенсивности отказов и восстановления, а также МО и СКО распределений нагрузки:

$$\mathbf{y} = [\hat{\lambda}_1^B, \dots, \hat{\lambda}_B^B, \hat{\lambda}_1^G, \dots, \hat{\lambda}_G^G, \hat{\mu}_1^B, \dots, \hat{\mu}_B^B, \hat{\mu}_1^G, \dots, \hat{\mu}_G^G, \hat{m}_1, \dots, \hat{m}_{n_L}, \hat{\sigma}_1, \dots, \hat{\sigma}_{n_L}]^T. \quad (4.20)$$

Целевая функция: $\varphi = cv(EDNS(\mathbf{y}))_{N=N_{target}} \rightarrow \min$. Оценка значения целевой функции для $\mathbf{y}$ сводится к проведению N_{target} испытаний по ММК, после чего для показателя $EDNS$ рассчитывается cv .

Ограничения: При этом в процессе расчета контролируются следующие условия: $\hat{\lambda}_b^B > \lambda_b^B$, $\hat{\lambda}_g^G > \lambda_g^G$, $\hat{\mu}_b^B < \mu_b^B$, $\hat{\mu}_g^G < \mu_g^G$, $\hat{m}_n > m_n$. Эти ограничения логически вытекают из методики расчета целевой функции. Например, для некоторого числа узлов n на шаге расчета их $\hat{m}_n$ оказывается меньше, чем изначальное МО нагрузки m_n . Это в масштабах сети при наложении на маловероятных отказы элементов может привести к тому, что за N_{target} не будет выявлено дефицита мощности, что приведет к неопределенности при расчете cv .

Алгоритм поиска решения с применением эволюционного метода в таком случае выглядит следующим образом:

1. Инициализируется начальный вектор решений $\mathbf{y}_0$:

$$\begin{aligned} \mathbf{y}_0 &= [x_1, \dots, x_p]^T = \\ &= [\lambda_1^B, \dots, \lambda_B^B, \lambda_1^G, \dots, \lambda_G^G, \mu_1^B, \dots, \mu_B^B, \mu_1^G, \dots, \mu_G^G, m_1, \dots, m_{n_L}, \sigma_1, \dots, \sigma_{n_L}]^T. \end{aligned} \quad (4.21)$$

Его составляющие равны исходным параметрам вероятностных распределений.

2. Задается начальная матрица популяции P_0 , столбцы которой равны $\mathbf{y}_0$, а их число, называемое размером популяции, должно быть не меньше, чем количество переменных, входящих в вектор $\mathbf{y}_0$.
3. Для каждого элемента матрицы P_0 $y_{i,j}$ задается случайное равномерно распределенное отклонение $\Delta x_{i,j}$. Таким образом получается матрица на первой итерации расчета P_1 .

На данном шаге и в процессе последующего расчета контролируется выполнение всех указанных выше ограничений.

4. Для каждого вектор-столбца матрицы популяции $\mathbf{y}_j$, рассчитывается значение целевой функции $\varphi(\mathbf{y}_j)$ – коэффициента вариации после выполнения заданного числа испытаний N_{target} по ММК.
5. Определяется элемент с лучшим значением целевой функции $\varphi_b(\mathbf{y})$.
6. На каждой итерации k алгоритма выполняется следующее:

6.1. Последовательно для каждого вектор-столбца $\mathbf{y}_j$ матрицы популяции P_k случайным образом выбираются два других вектора $\mathbf{y}_a$ и $\mathbf{y}_b$, причем $a \neq b \neq j$. На основе этих трех векторов рассчитывается вспомогательный вектор $\mathbf{h}$:

$$\mathbf{h} = \mathbf{y}_j + F \times [\mathbf{y}_a - \mathbf{y}_b], \quad (4.22)$$

где F – коэффициент скрещивания, который задается в начале расчета. Имеется также возможность задавать этот коэффициент случайным образом при каждом обращении, как равномерно распределенную случайную величину. Для данного коэффициента известен приближенный диапазон, за пределы которого он не выходит вне зависимости от решаемой задачи [64].

6.2. Из элементов векторов $\mathbf{y}_j$ и $\mathbf{h}$ случайным образом составляется вектор-потомок $\mathbf{y}$. Для каждой переменной y_j вектора $\mathbf{y}$ генерируется равномерно распределенное случайное число $d \in [0; 1]$. Если $d \geq \rho$,

то $\gamma_{i,j} = h_{i,j}$. В противном случае $\gamma_{i,j} = y_{i,j}$. Здесь ρ – заданная расчетчиком вероятность принятия нового решения.

6.3. Для вектора γ рассчитывается значение целевой функции $\varphi(\gamma)$.

6.4. Вновь генерируется случайное число $d \in [0; 1]$ и проверяется:

если $d > \frac{\varphi(\gamma) - \varphi_b(\gamma)}{\varphi(\gamma) + \varphi(y_j) - 2\varphi_b(\gamma)}$, то вектор y_j в матрице P_k заменяется на

вектор γ ; в противном случае матрица P_k остается без изменений.

7. Когда рассмотрены все вектора y_j , проверяется условие остановки расчета: на протяжении k_{lim} итераций не меняется лучший вектор в популяции и соответственно лучшее значение $\varphi_b(\gamma)$ сохраняется. Если условие не выполнено, то возврат к шагу №5.

По результатам расчета должен быть получен вектор параметров распределений, которые должны быть применены в ММК для режима сети. Вычислительные затраты описанной методики велики, поскольку промежуточный расчет целевой функции по ММК – это трудоемкая задача. Для их сокращения могут быть применены параллельные вычисления, а также ограничено число переменных в векторе (3.71). Например, можно не учитывать интенсивности отказов, поскольку они вносят вклад в коэффициенты неготовности наравне с интенсивностями восстановления. Для нагрузок можно не учитывать СКО. Наконец на практике не обязательно рассматривать вероятные состояния для всех элементов, поскольку, как известно, они вносят разный вклад в ожидаемый дефицит мощности.

В дальнейших расчетах в данной работе для отбора сценариев используется критерий $N - 1$. Применимость выборки по значимости для решения данной задачи требует дополнительных исследований в дальнейшем.

4.3 Вычислительный эксперимент

В качестве тестовой модели так же, как и в разделе 3.4, используется тестовая система RBTS. Задача состоит в том, чтобы с помощью предлагаемого метода

сформировать сводный годовой график ремонтов энергоблоков и ЛЭС системы по перечню ремонтных заявок, приведенному в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Заявки на ремонт оборудования

Ремонтируемый генератор	Срок ремонта, дни	Ремонтируемая линия	Срок ремонта, дни
Г13 – 40 МВт, узел 1	28	Л6 – узлы 1-3	28
Г14 – 40 МВт, узел 1	56	Л3 – узлы 1-2	56
Г23 – 40 МВт, узел 2	28	Л4 – узлы 3-4	28
Г25 – 20 МВт, узел 2	28	Л5 – узлы 3-5	56
Г27 – 20 МВт, узел 2	56	Л8 – узлы 4-5	28

По описанной выше методике было сформировано 100 планов ремонта оборудования, перечисленного в таблице 4.1. При этом в качестве критерия для учёта отказов используется критерий $n-1$ – при расчете целевой функции рассматриваются единичные отказы всего оборудования системы. Распределения для моментов отключения элементов системы представлены на рисунке 4.2. Рисунок 4.3 в свою очередь иллюстрирует лучший из планов ремонтов $\mathbf{x}$, которому соответствует значение целевой функции (4.11) $F'(\mathbf{x}) = 5.307$ МВт. В среднем для найденных графиков $\mathbf{x}$ значение целевой функции составило $m(\Psi^*(\mathbf{x})) = 6.266$ МВт; СКО – $\sigma(\Psi^*(\mathbf{x})) = 0.355$ МВт; коэффициент вариации – $cv(\Psi^*(\mathbf{x})) = 5.657$ %. Очевидно, найденные решения попадают в достаточно узкий диапазон, что далее демонстрируется и исследуется в разделе 4.3.2 при сопоставлении с результатами ручного планирования.

Диаграмма плотностей распределения моментов ремонтов оборудования, представленная на рисунке 4.2, во много схожа с аналогичным построением, выполненным для планирования ремонтов только генерирующего оборудования без учёта сетевых ограничений. В частности, неопределенность оптимального момента отключения энергоблока возрастает по мере снижения его мощности и плановой длительности техобслуживания, о чем можно судить по менее явно выраженным модам для генераторов Г25 и Г27. Времена их отключений приходятся на периоды сезонного снижения потребления. Те же заключения не

удается распространить на ремонты сетевого оборудования. В явном виде выделить периоды года, когда предпочтительно отключение конкретной линии, затруднительно. У этого наблюдения есть два взаимосвязанных следствия. Во-первых, оптимальные моменты вывода в ремонт сетевого оборудования зависят от того, когда выполняются ремонты генерирующего, поскольку последние вносят большой вклад в целевую функцию балансовой надёжности. Если, например, для ВЛЗ по распределению на рисунке 4.2 нельзя сказать ничего определенного о наилучшем моменте её отключения, то это не означает, что его можно выполнить в любое время. Напротив, это означает, что в зависимости от того, когда выведены в ремонт энергоблоки, соответствующим образом будет изменяться и оптимальное решение для линий. Отсюда можно сделать вывод, что действующий подход, согласно которому выполняется последовательное планирование ремонтов сначала генерирующего, а потом сетевого оборудования корректен. Тем не менее, возвращаясь назад, второе следствие сводится к тому, что нельзя обобщать первый вывод на все случаи. Ограничения реализации на данный момент не позволяют апробировать методику для сети большего масштаба и поэтому можно справедливо предполагать, что в иных сценариях ремонты ВЛ, во всяком случае части из них, могут оказаться не менее приоритетными, чем ремонты генераторов. Это требует дополнительных исследований в дальнейшем.

График отключений, представленный на рисунке 4.3, является демонстрацией того, к какому результату приводит учёт критерия $n-1$ при планировании ремонтов. Можно убедиться, что во всяком случае для генераторов отключение любого из них не приводит к возникновению дефицита. Даже в наиболее негативном случае, когда происходит отказ генератора Г23 на 85-й день года и рабочая мощность генерации системы единовременно снижается на 100 МВт или 40% от установленного значения, ДМ в системе не возникает.

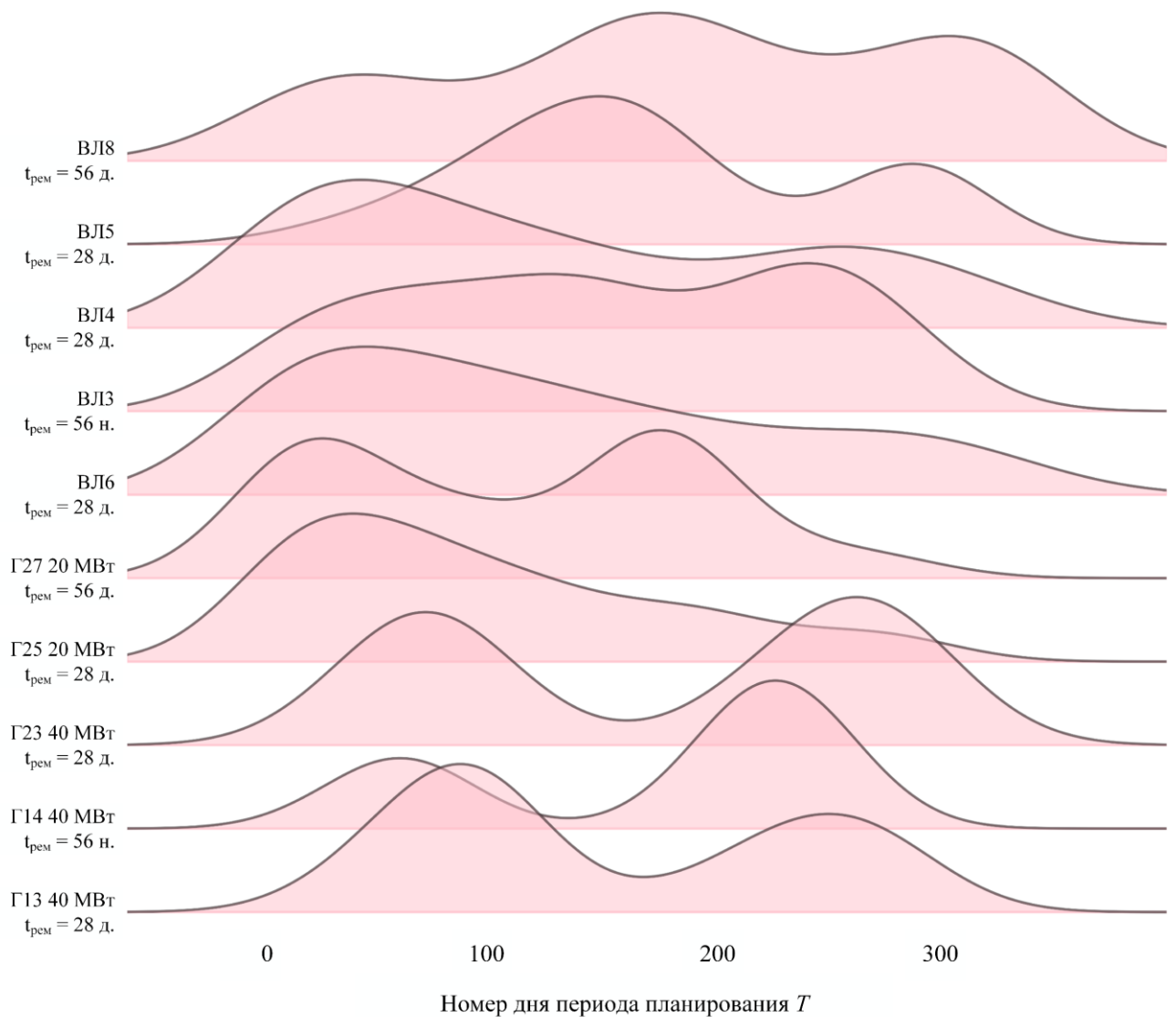


Рисунок 4.2. Распределения для моментов вывода в ремонт отключаемых линий и генераторов по результатам эксперимента

Представляет интерес график относительного резерва мощности, приведенный в нижней части рисунка 4.3. Отключения генераторов, как это можно видеть, приводят к выравниванию относительного резерва мощности, что соответствует выводам раздела 2.4.4. Тем не менее, можно предположить, что равенство резервов, как условие обеспечения минимума ущерба от недоотпуска, не выполняется, если помимо прочего планируются ремонты сетевого оборудования. Это предположение проверяется в подразделе 4.3.4.

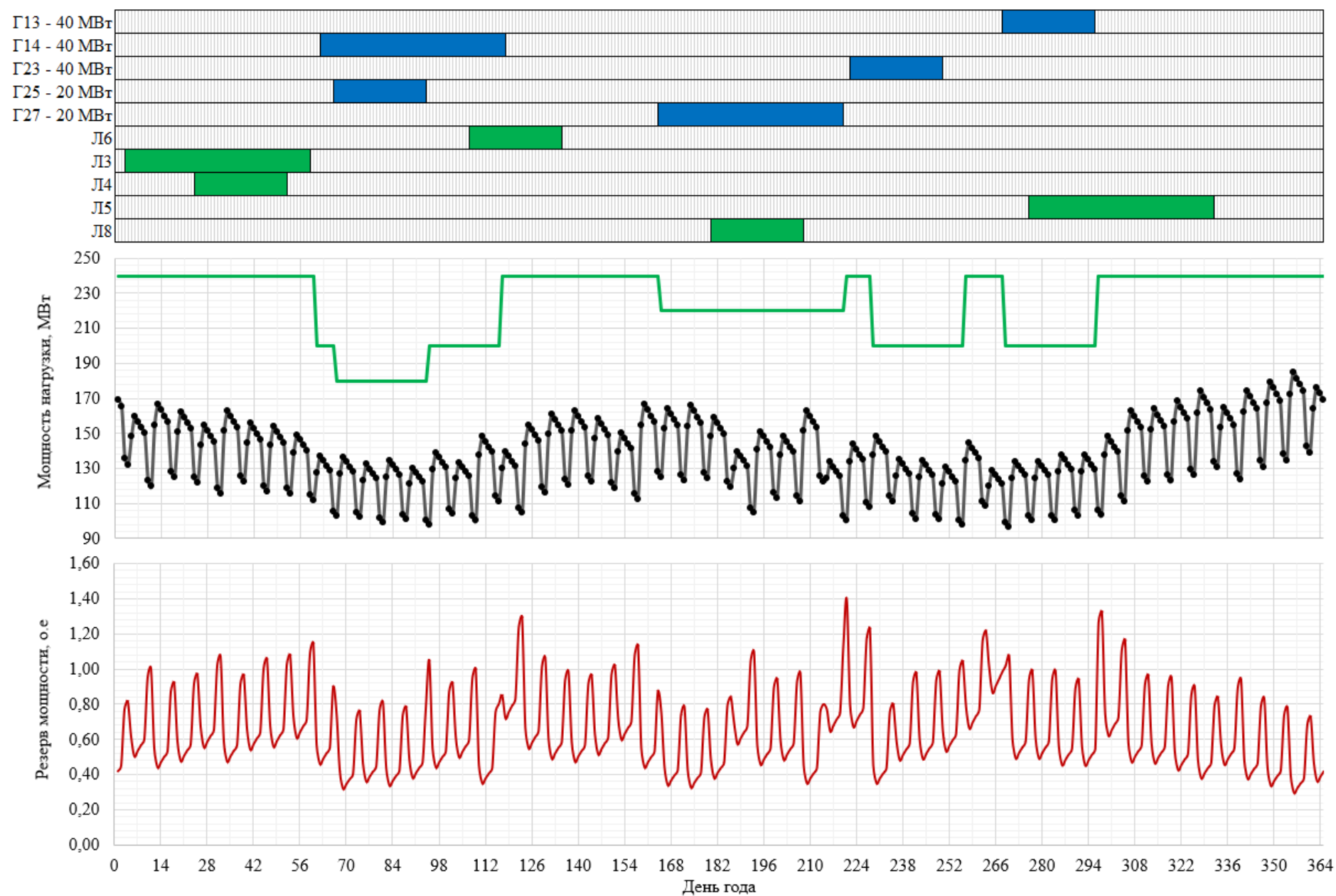


Рисунок 4.3. Наилучший из найденных в ходе эксперимента планов ремонта

4.3.1 Взаимосвязь целевой функции и ожидаемым недоотпуском электроэнергии, рассчитанным по методу Монте-Карло

Описанная в данной главе целевая функция, как отмечалось выше, лишь частично охватывает пространство состояний оборудования, когда по вероятности суммируются недоотпуска ЭЭ только для заранее отобранного набора сценариев. В противном случае вычислительные затраты были бы чрезмерно велики, и это сделало бы организацию процедуры оптимизации крайне затруднительной. В этой связи важно оценить то, как коррелируют между собой контролируемый при планировании показатель надёжности – МО недоотпуска электроэнергии за период времени – и расчетное значение целевой функции (4.11).

С целью экспериментального выявления этой зависимости были выполнены 1000 опытов, в ходе каждого из которых:

1. Для линий и генераторов, подлежащих ремонту, в качестве моментов их отключения были заданы случайные значения во всем диапазоне планирования – были получены случайные планы ремонтов.
2. Для найденных планов была рассчитана целевая функция (4.11).
3. Для найденных планов по ММК были определены МО недоотпуска электроэнергии за период планирования.

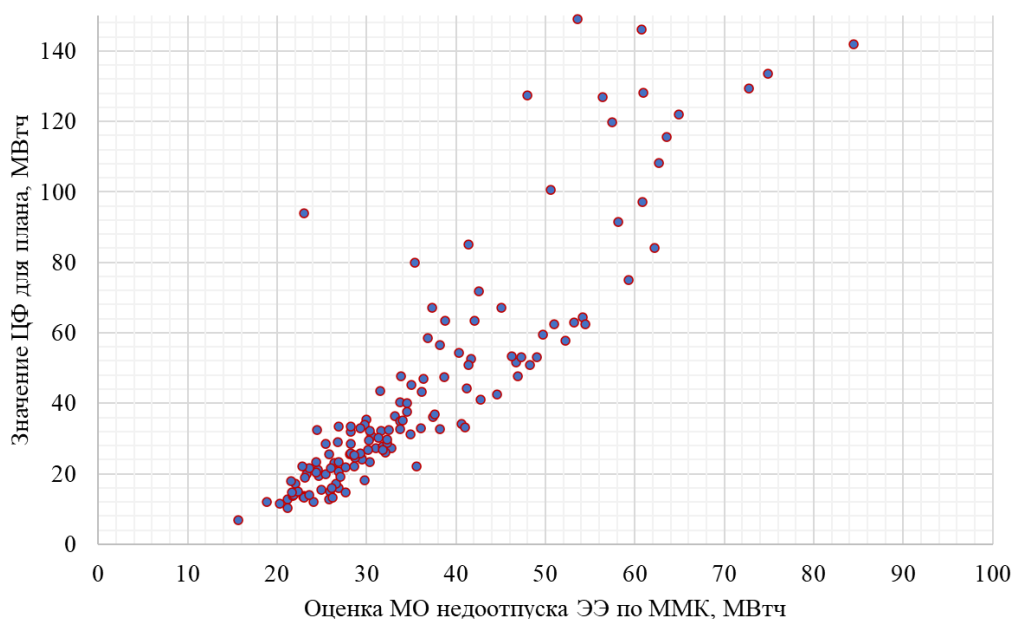


Рисунок 4.4. Зависимость МО недоотпуска ЭЭ от величины характеризующей его целевой функции

На рисунке 4.4 представлены выборочные результаты проведенного эксперимента. В частности, для демонстрации отобраны только те случаи, когда значение ЦФ не превышает 100 МВт×ч. Это сделано для того, чтобы отсеять графики отключений низкого качества, поскольку очевидно, что при случайном поиске плана ремонтов в значительной доле опытов планы не удовлетворяют никаким требованиям БН и МО недоотпуска для них может достигать тысяч МВт×ч. По представленным выше результатам можно заключить, что между действительным МО недоотпуска и соответствующим ему значением ЦФ наблюдается положительная корреляционная связь – при уменьшении МО уменьшается и целевая функция. Наличие такой взаимосвязи в области малых значений недоотпуска позволяет использовать функцию (4.11) в качестве целевой при оптимизации и, в частном случае, при планировании ремонтов по критерию БН для ускорения расчетов.

4.3.2 Сравнение с результатами случайного планирования

В главе 1 была описана методика проведения ремонтов оборудования, основанная на действующем постановлении Правительства РФ о выводе объектов электроэнергетики в ремонт [47]. Для того чтобы увидеть, насколько предлагаемый подход эффективнее, применяемого сегодня, нужно увидеть результаты и сравнить их: результаты программного и ручного планирования.

Решение этой задачи связано с двумя трудностями. Во-первых, возможности проверки предложенной в данной работе методики ограничены её текущей реализацией. В существующей версии не оптимизированы вычислительные затраты на решение «задачи Р», описанной в подразделе 3.2.2. Применение коэффициентов потокораспределения и отказ от учёта распределения реактивной мощности – решения «задачи Q» – позволяют ускорить вычисления. Тем не менее, проблемы проявляются на этапе реализации метода внутренней точки, когда с ростом размерности оптимизируемой сети кратно возрастают вычислительные затраты на обращение матрицы Гессе. Это ограничивает возможности проведения экспериментов, поскольку без дополнительной проработки программного решения

затруднительно выполнять объемные вычисления для сетей, превосходящих размерностью используемую тестовую модель. Отсюда проистекает вторая сложность – на текущем этапе разработки не удастся проверить решение на модели реальной энергосистемы, а упомянутая тестовая модель обладает рядом недостатков: в ней не представлены атомные станции, которым в соответствии с [44] должен отдавать приоритет; система не удовлетворяет критерию надёжности $n-1$ и $n-2$ для случаев ремонт + отказ. Последнее обстоятельство наиболее критично, поскольку это делает неопределенным процесс ручного планирования: как можно выполнить условие отсутствия ограничения нагрузки при единичном отказе, если в исследуемой сети ограничение нагрузки неизбежно? Кроме того, есть и третье препятствие – субъективность ручного подхода. Результат такого планирования зависит от множества факторов и в том числе от того, кто его выполняет.

Из-за наличия указанных сложностей подготовить выборку планов, полученных в ходе ручного планирования, затруднительно. Для проверки качества решений в качестве альтернативы был выполнен вычислительный эксперимент во многом схожий с расчетом, проведенным в разделе 4.3.1. Идея заключается в том, чтобы сравнить качество планов, полученных по предложенной методике, и графиков, сгенерированных случайным образом. Так, было сгенерировано 100 000 случайных графиков отключений и для каждого из них рассчитана величина целевой функции (4.11). Из собранных результатов были отобраны 3000 сценариев, в которых отключение только ремонтируемого оборудования не приводит к ограничению потребления. Для наглядности на рисунке 4.5 показаны зависимость величины ЦФ для плана, найденного ручным или автоматическим методом, от второй составляющей ЦФ, характеризующей недоотпуск ЭЭ с учётом сети.

Как можно видеть, предлагаемое в работе решение позволяет найти планы ремонтов, превосходящие все варианты выборки случайных графиков отключений. Два множества точек на графике близки к пересечению, в области, где вторая составляющая ЦФ превосходит $2 \text{ МВт} \times \text{ч}$, но здесь следует учитывать следующее обстоятельство. В тестовом сценарии ремонтируется 10 элементов – 5 генераторов

и 5 линий. С учётом того, что шаг времени планирования 1 день, общее число возможных комбинаций моментов вывода в ремонт составляет 365^{10} . Множество достаточно велико, чтобы его полный перебор был реализуем, но относительно мало, если принять во внимание масштаб исследуемой сети – для реальной системы количество всех возможных решений многократно больше. Отсюда можно сделать вывод, что по мере увеличения размерности системы, для которой выполняется планирование, разрыв между множествами точек, представленных на рисунке 4.5, будет постепенно увеличиваться.

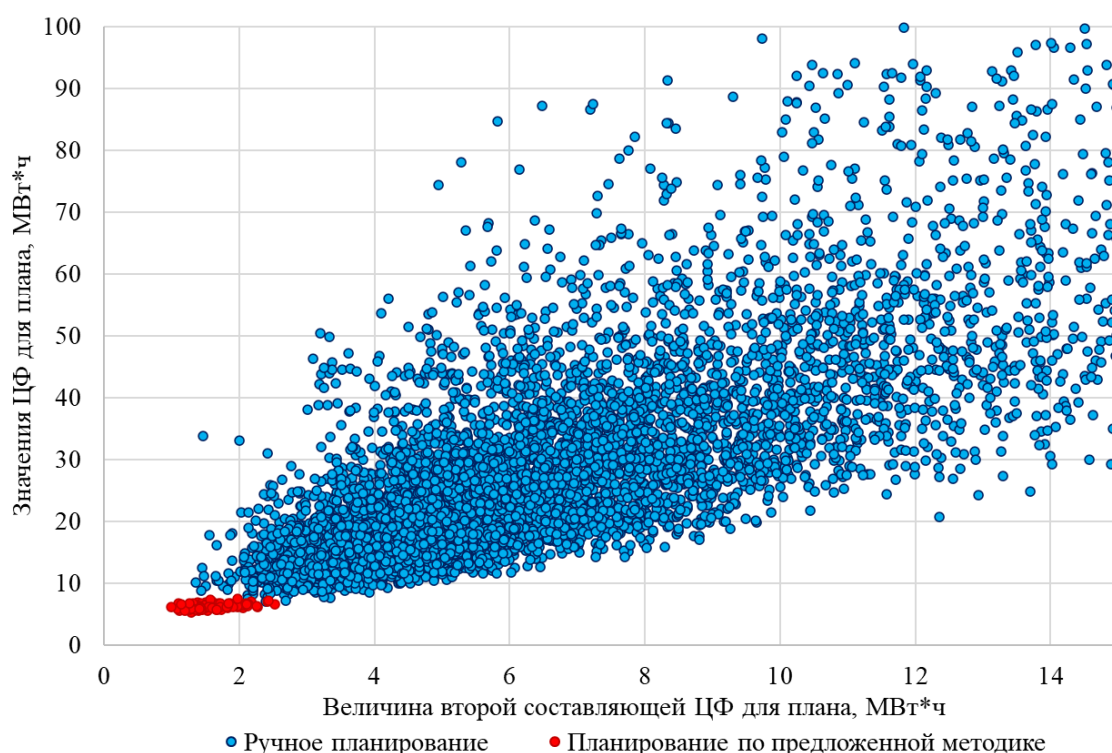


Рисунок 4.5. Значение ЦФ для ручного планирования и предлагаемой методики

Результат эксперимента позволяет говорить о том, что предложенный метод планирования ремонтов оборудования сам по себе является эффективным инструментом и может применяться независимо. Тем не менее, его внедрение может принести пользу, если он будет использоваться в рамках процедуры не автоматического, а автоматизированного планирования, как это описывается в разделе 4.3.5.

4.3.3 Проверка устойчивости решения

Проверка зависимости результатов планирования от несоответствия используемых интенсивностей отказа и восстановления оборудования реальным выполнена по той же схеме, что описана в разделе 2.4.5 для случая планирования ремонтов генерирующего оборудования без учёта сетевых ограничений. Главным отличием является то, что эксперимент проводится дважды: влияние неточности в задании параметров линий и генераторов рассматриваются отдельно. Для этих двух случаев было выполнено соответственно по 250 расчетов.

На рисунке 4.6 представлены диаграммы истинной величины целевой функции при планировании с ошибкой и без ошибки в исходных данных. На рисунке 4.7 показаны распределения моментов отключения соответственно для опытов с генераторами и линиями.

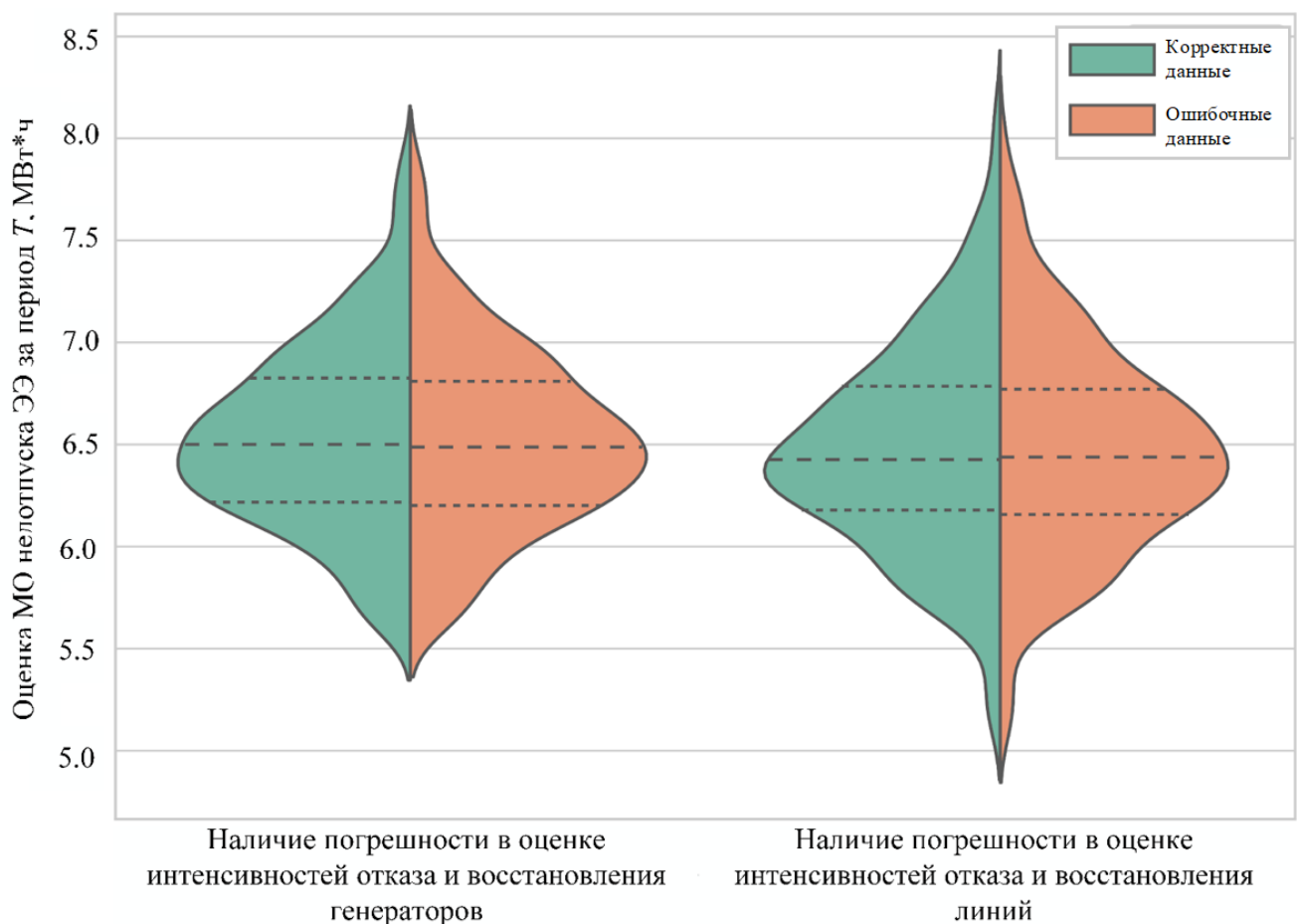


Рисунок 4.6. Диаграммы истинной величины целевой функции при планировании с ошибкой и без ошибки в исходных данных

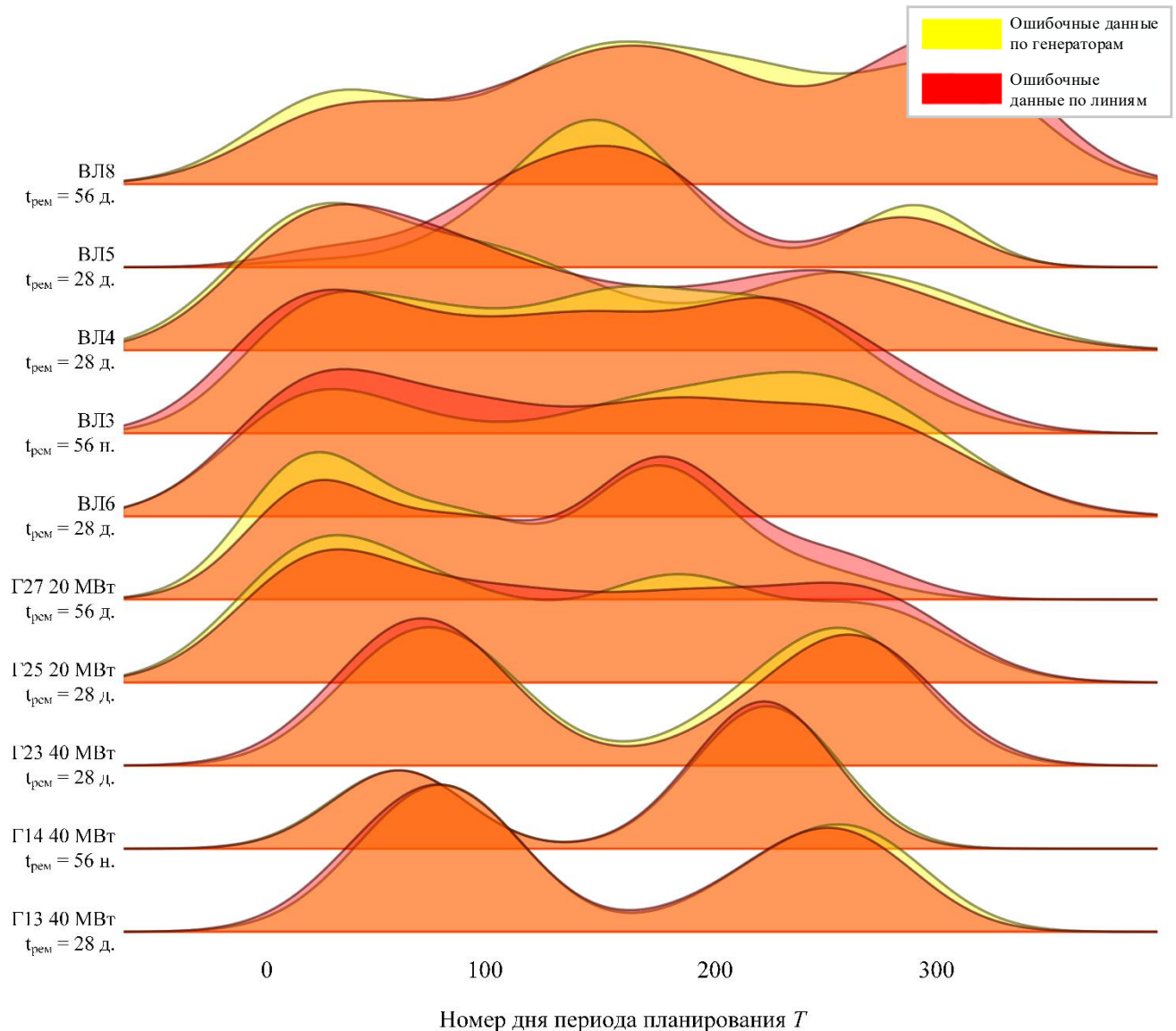


Рисунок 4.7. Распределения моментов вывода в ремонт для случаев принятия ошибочных характеристик для генераторов и для линий

Как можно видеть по диаграммам на рисунке 4.6, так же, как и в случае планирования ремонтов без сетевых ограничений, влияние ошибки при задании вероятности отказа элемента на результаты оказывается минимальным, как для линий, так и для генераторов.

4.3.4 Проверка теоретических критериев оптимальности графиков ремонтов с учётом сетевых ограничений

Одним из важных заключений главы 2 были критерии оптимальности формы ремонтных площадок, которые в частном случае могут применяться в качестве

целевых функций при планировании ремонтов, либо для учёта плановых ремонтов оборудования при расчете показателей БН для ОЭС при планировании развития энергосистем. Гипотезы были обоснованы выше для случая, когда сетевые ограничения не учитывались, а нагрузки и генерация задавались обобщенными значениями, описываемыми некоторыми вероятностными распределениями. В этих условиях было возможно применение аналитического подхода, что, как выше было замечено, крайне затруднительно сделать при учёте потокораспределения и ограниченной пропускной способности сети. Эти условия близки к реальным только в ряде случаев, поэтому справедливость выдвинутых гипотез следует также проверить и для планирования ремонтов в том числе сетевого оборудования.

Для анализа закономерностей используются результаты эксперимента, описанного в разделе 4.3.1, а именно: вероятности дефицита мощности за период планирования и МО недоотпуска электроэнергии, рассчитанные по ММК, а также относительные резервы мощности по моментам времени периода планирования. Аналогично тому, как выполнялась проверка гипотез в разделе 2.4.4, задача заключается в том, чтобы для случайно сгенерированных планов ремонта пронаблюдать зависимость МО недоотпуска ЭЭ от коэффициентов вариации вероятности возникновения дефицита мощности и относительного резерва мощности. Эти зависимости представлены соответственно на рисунках 4.8 и 4.9.

По представленным графикам можно заключить, что условие оптимальности площадки сохраняется для критерия равенства вероятностей дефицита мощности. В силу этого данный критерий является универсальным. Хотя проблема здесь заключается в том, что задача расчета вероятности дефицита мощности трудно разрешима аналитически, а сами вероятности дефицита, рассчитанные с учётом сетевых ограничений и без их учёта, принимают разные значения и характеризуют работу системы в принципиально разных условиях. Таким образом, условие равенства вероятностей в пределах ремонтного интервала может стать центральным при оптимизации по критерию БН, но с рядом допущений, зависящих от того, каким образом будут оцениваться эти вероятности.

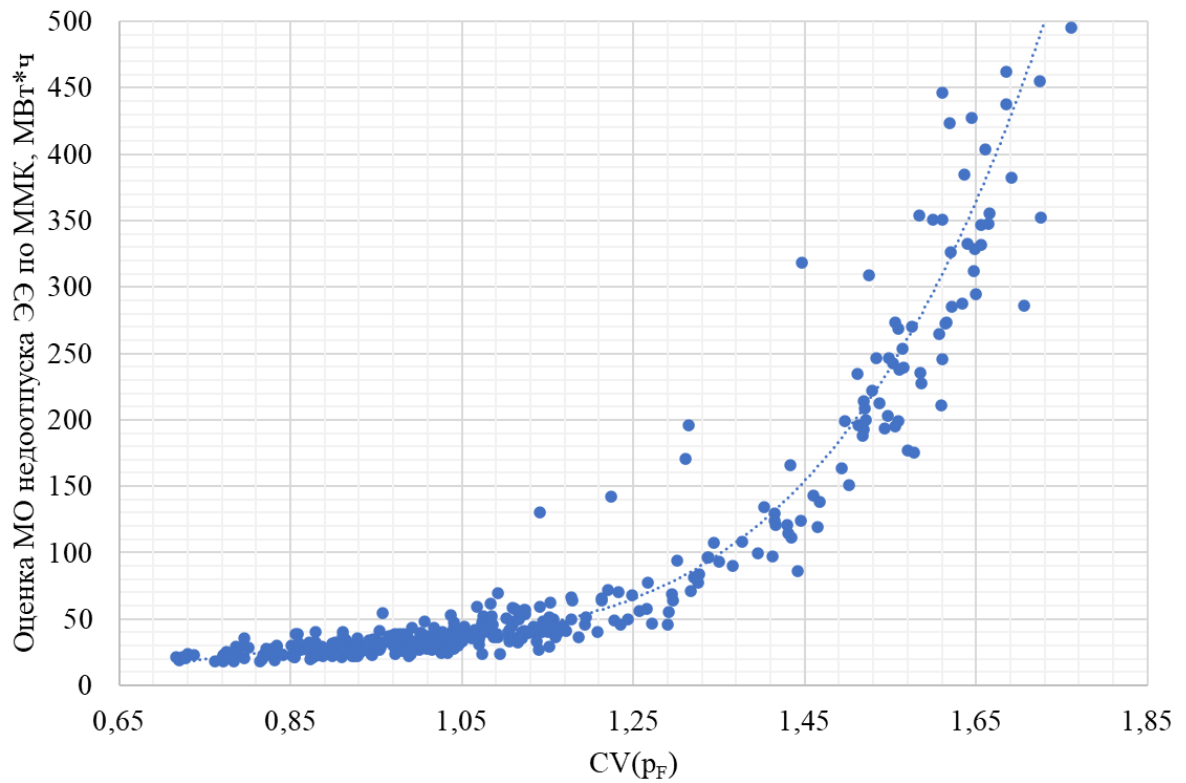


Рисунок 4.8. Зависимость МО недоотпуска от коэффициента вариации вероятности дефицита мощности

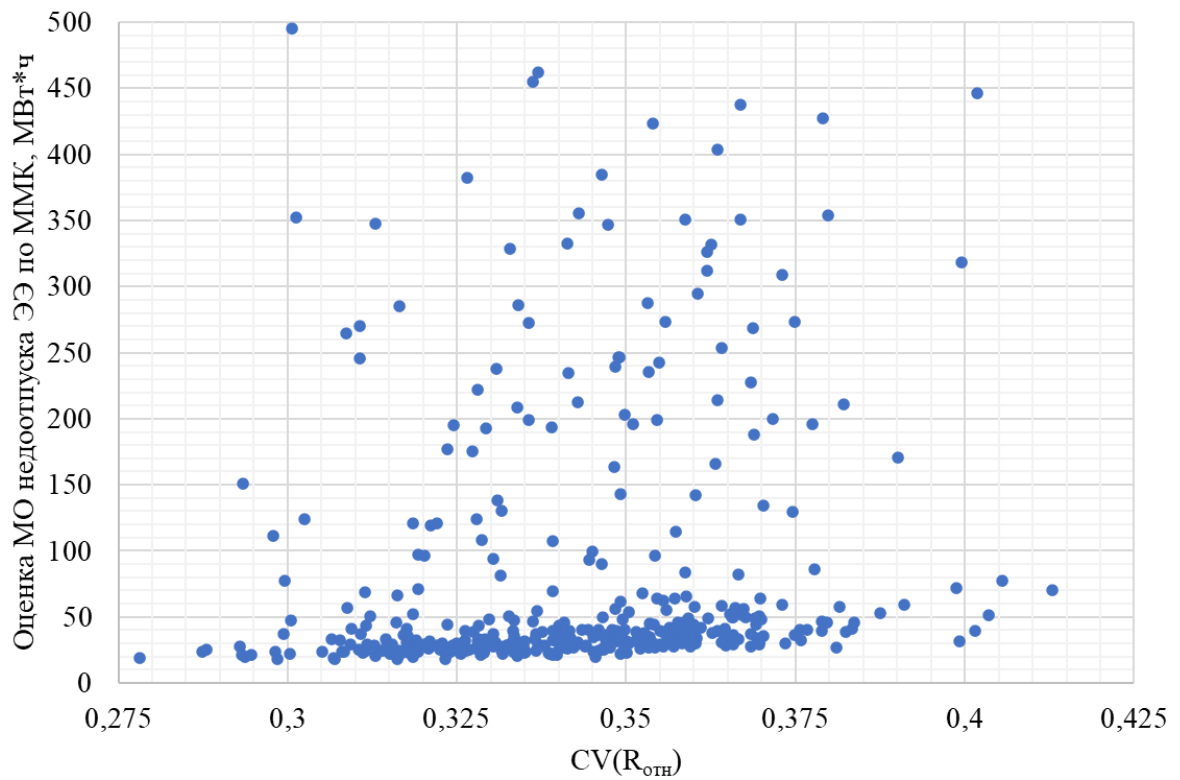


Рисунок 4.9. Зависимости МО недоотпуска от коэффициента вариации относительного резерва мощности

Не менее важным заключением из результатов расчета является то, что условие минимума недоотпуска электроэнергии при равенстве относительных резервов мощности не выполняется, если при оценке первого принимаются во внимание сетевые ограничения. Такой результат закономерен, поскольку относительный резерв никак не учитывает отключения сетевых элементов. Наблюдаемая на рисунке 4.9 тенденция к снижению МО недоотпуска носит ситуативный характер. В системе, в большей степени зависящей от пропускной способности сети, эта зависимость была бы значительно менее явной.

Проверка других критериев, представленных в разделе 2.3 не выполняется, поскольку их расчет выполним только для концентрированной системы. При учёте сетевых ограничений задача оценки плотностей вероятности нагрузки теряет смысл, поскольку потребление каждого узла описывается своей моделью и понятие обобщенного потребления не применяется.

4.3.5 Программа планирования ремонтов в качестве советчика расчетчика и возможности корректировки плана

В заключительном разделе работы, связанном с проверкой результатов исследований, основное внимание уделяется роли, которую предлагаемая методика может играть в существующей системе планирования ремонтов. Как уже отмечалось, планирование ремонтов должно стать составляющей автоматизированной системы расчетов – не заменить собой специалиста, а действовать в качестве советчика для выбора наилучших решений. Причины для такого решения две. Во-первых, при анализе и планировании режимов опыт работы исполнителя с данной конкретной системой позволяет ему составить уверенную конкуренцию любой оптимизационной программе. Во-вторых, формирование графика отключений, не требующего корректировок, и с учётом одновременно всех требуемых условий, практически невозможно. Оптимальным решением является последовательное выполнение расчетов по предлагаемой методике, анализ рассмотренных решений, ввод дополнительных условий и корректировка планов

под руководством специалиста. Такая схема обладает следующими преимуществами:

1. Планирование ремонтов с помощью метаэвристического подхода позволяет получить не только оптимальный план, но и множество решений, рассмотренных в процессе поиска.
2. Отсутствие повторяемости результатов дает возможность рассмотреть разные варианты решений.
3. Возможность гибкой корректировки плана с учётом внеплановых и аварийных заявок на ремонт, а также частичного принятия решения с дальнейшей его доработкой.

Можно сказать, что в ходе планирования ремонтов происходит «разведка» пространства состояний системы, результаты которой могут быть использованы на усмотрение специалиста. Например, при расчете графика ремонтов, представленного на рисунке 4.3, помимо этого решения были найдены планы, ЦФ и моменты отключений, для которых представлены в таблице 4.2. Для них значение ЦФ больше, чем для выбранного варианта, но среди них, как в базе данных, можно без дополнительных расчетов найти решения, удовлетворяющие некоторым условиям. Таким образом, значительные вычислительные затраты на поиск плана ремонтов с помощью метаэвристического алгоритма компенсируются множеством получаемых на выходе решений.

Таблица 4.2. Альтернативные планы ремонтов и соответствующие им ЦФ

ЦФ, МВт × ч	Г13	Г14	Г23	Г25	Г27	Л6	Л3	Л4	Л5	Л8
6,491	42	73	265	62	182	126	6	10	174	303
6,577	273	219	87	69	15	83	269	114	196	152
6,719	96	221	67	295	2	287	203	98	182	139
6,912	238	24	81	266	181	231	132	231	298	12
7,019	99	249	209	180	54	222	97	130	175	32
7,080	214	55	263	123	250	313	251	270	140	19
7,255	96	221	65	295	2	179	203	44	184	118
7,401	87	241	67	295	180	218	6	132	173	102
7,409	214	55	263	111	250	313	249	181	140	30

ЦФ, МВт × ч	Г13	Г14	Г23	Г25	Г27	Л6	Л3	Л4	Л5	Л8
7,438	52	226	89	150	277	77	3	197	141	268
7,445	187	244	60	227	71	28	60	4	89	309
7,455	177	61	253	114	5	168	40	38	290	197
7,465	67	227	179	283	13	259	243	263	72	216
7,484	238	24	81	274	175	245	205	210	261	12
7,515	63	220	98	281	12	193	273	201	151	277
7,623	47	244	221	184	80	84	208	214	116	15
7,631	249	191	36	282	71	77	236	266	151	100
7,648	57	213	91	251	12	193	300	201	139	277
7,655	273	219	87	69	15	83	269	100	196	266
7,687	55	188	89	249	255	172	204	287	111	262

Отсутствие повторяемости результатов поиска оптимального плана при использовании метаэвристического подхода, с одной стороны, является недостатком, поскольку, когда расчет закончен, нельзя точно сказать, является ли найденное решение лучшим, если нет, то насколько оно качественное и не следует ли повторить расчет. В то же время эту особенность в купе с прошлым преимуществом можно рассматривать и как достоинство метода, поскольку она дает возможность рассмотреть разные варианты решений. Противоположный пример – метод направленного поиска, эффективность которого для планирования ремонтов сетевых элементов еще предстоит изучить, для выбранного порядка метода и условий расчета дает один и тот же квазиоптимальный график ремонтов. Отсутствие альтернативы в принятии решения стало бы препятствием для внедрения программы планирования ремонтов, чего нельзя сказать о предложенном подходе.

В формате советчика может выполняться корректировка планов ремонта оборудования, которая становится актуальна с учётом неопределенности внеплановых ремонтных заявок и возможных отказов оборудования.

Так, например, пусть после утверждения графика ремонтов, представленного на рисунке 4.3, на 64 день года происходит авария на электростанции второго узла и работающий на ней генератор 40 МВт отказывает. При этом генератор Г14 уже

выведен в плановый ремонт и остановить работы невозможно. Запланирован его аварийный ремонт в течение 84 дней и график ремонтов требуется скорректировать. Сценарий без корректировки плана представлен на рисунке 4.10. Следует обратить внимание на то, что, как указывалось выше, при отказе генератора в системе не возникает дефицит мощности, поскольку единичные отказы учитывались при формировании плана, что продемонстрировано на рисунке 4.10. Тем не менее, если не изменить график отключений оборудования, то последующие отказы приведут к дефициту мощности.

Предлагаемая методика позволяет внести корректировки в существующий план. Для этого фиксируются состояния элементов системы, которые уже выведены из работы; диапазон планирования – интервал $t \in [64; 365]$; планирование техобслуживания выполняется только для оборудования, которое еще не было отремонтировано. На рисунке 4.11 представлен измененный график отключений оборудования. Как можно видеть, ремонты генераторов были перенесены на вторую половину года и размещены таким образом, чтобы единичное отключение не приводило к возникновению дефицита мощности. Если предложенный вариант не удовлетворяет каким-либо условиям, то расчет можно выполнить повторно с фиксацией моментов отключения интересующих элементов системы или используя ограничения, приведенные в разделе 2.2.1.

Таким образом, планирование ремонтов с помощью метаэвристического подхода в качестве вспомогательного инструмента может облегчить решение этой задачи. Это обеспечивается за счет подготовки множества альтернативных решений и возможности корректировки графиков отключений исходя из целей расчетчика.

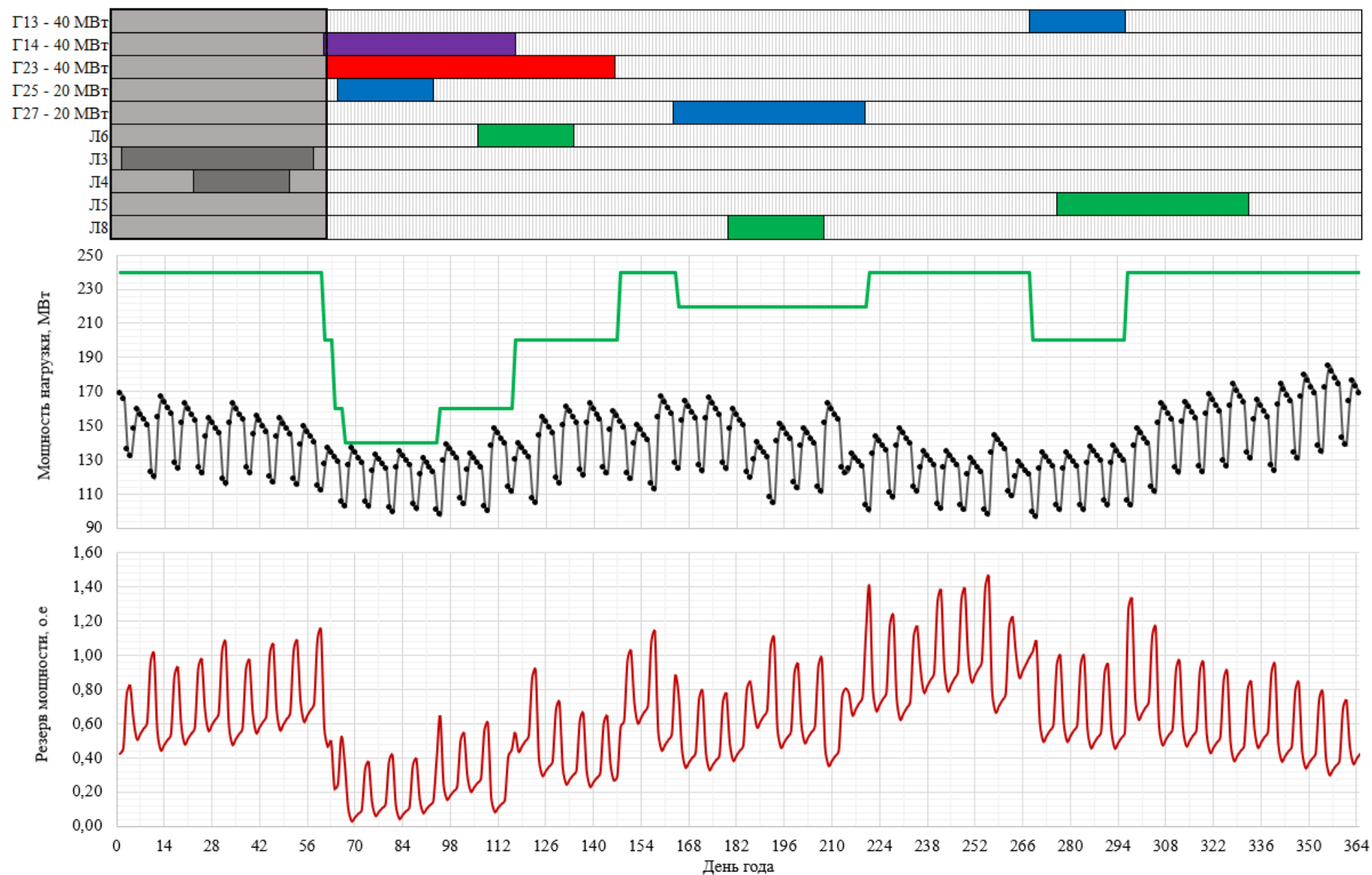


Рисунок 4.10. Сценарий работы системы после отказа генератора Г23 без корректировки плана ремонтов

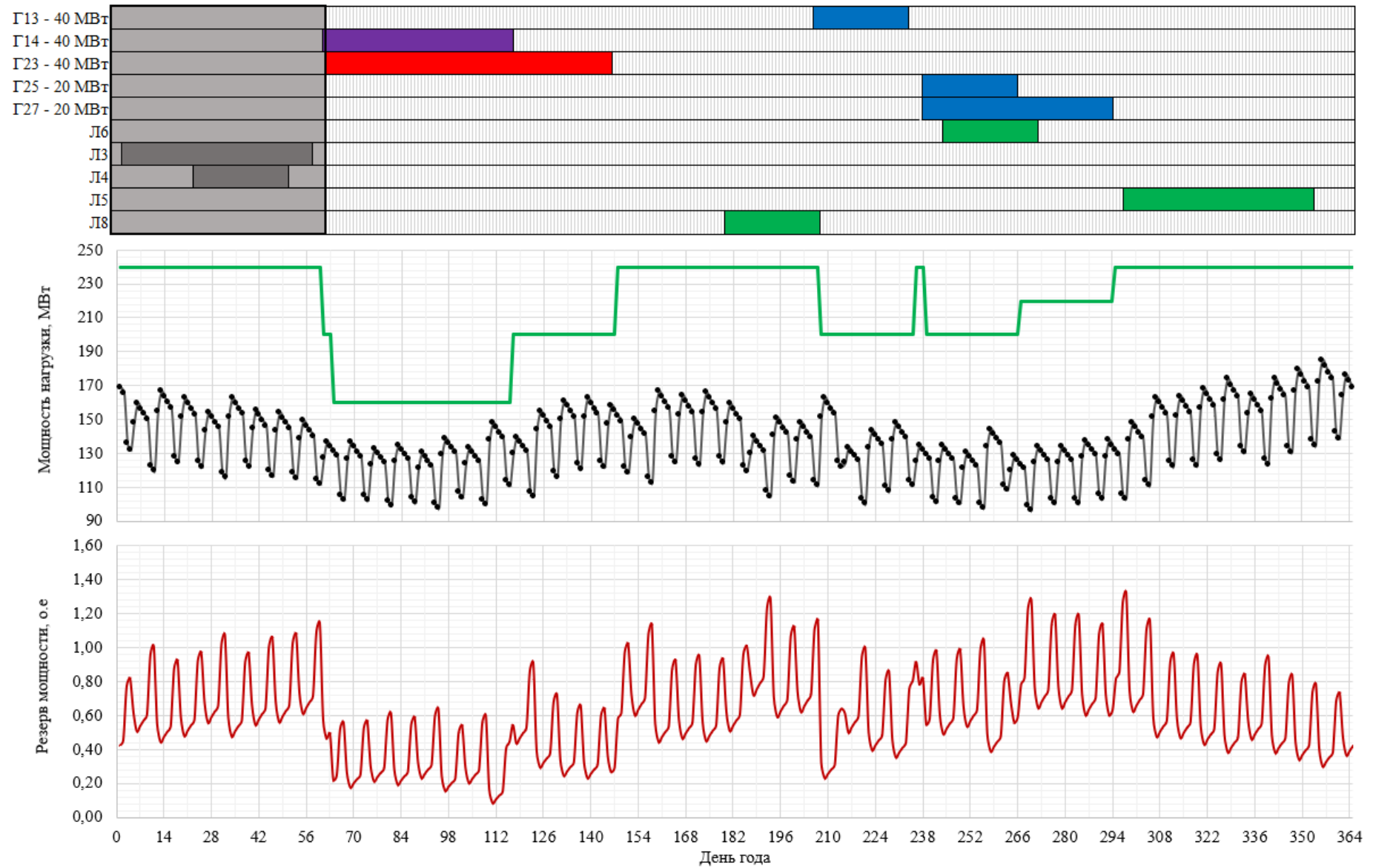


Рисунок 4.11. Сценарий работы системы после отказа генератора Г23 и корректировки плана ремонтов

Выводы по главе

Реализация и тестирование предлагаемой методики планирования ремонтов с учётом сетевых ограничений позволяют прийти к следующим заключениям:

1. Предложенная методика, основанная на применении метаэвристического метода и приближенной оценке МО недоотпуска ЭЭ, позволяет выполнить совмещенное планирование ремонтов генерирующего и сетевого оборудования с учётом возможных отказов и неопределенности нагрузки.
2. Показано, что характер изменения предложенной целевой функция, учитывающей комплексно ожидаемый недоотпуск ЭЭ с учётом и без учёта сетевых ограничений, близок к характеру изменения действительного МО недоотпуска ЭЭ за период планирования, что позволяет использовать её в задаче планирования ремонтов при сниженных вычислительных затратах.
3. Показано, что ошибка в первоначальной оценке интенсивностей отказа и восстановления элементов системы слабо влияет на качество получаемых графиков отключений.
4. Проверена и подтверждена гипотеза о равенстве вероятностей дефицита мощности в пределах ремонтного интервала, как условия минимума недоотпуска ЭЭ, полученная в главе 2 для случая планирования без учёта сетевых ограничений. Условие минимума МО недоотпуска электроэнергии потребителям при равенстве относительных резервов мощности не может применяться в качестве самостоятельного критерия, поскольку (в настоящее время) не позволяет учесть отключения сетевых элементов.
5. Продемонстрированы возможности применения предлагаемой методики в качестве программы советчика для составления альтернативных версий планов и их корректировки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенная работа позволяет прийти к следующим **итогах исследования**:

1. В первой главе проведен анализ литературы по тематике планирования ремонтов и выделены четыре основных подхода к решению этой задачи: планирование ремонтов совместное с распределением резервов; планирование текущих ремонтов, совмещенное с выбором состава включенного оборудования; независимое планирование ремонтов по критерию максимума надёжности или экономической эффективности; независимое планирование ремонтов, по критерию максимально возможного удовлетворения заявок на ремонт. Для каждого из них показана специфика задач, для решения которых они применимы. Показано, что во всех рассмотренных работах фактор балансовой надёжности учитывается упрощенно или не принимается во внимание. В том случае, если планирование все-таки выполняется по критерию максимума балансовой надёжности, из-за трудностей в линеаризации целевой функции затруднительно использовать методы целочисленного программирования и предпочтение отдается метаэвристическим подходам. Показано, что действующие российские стандарты, посвященные планированию ремонтов, хоть и обеспечивают гибкость процедуры, не формализуют эту задачу математически, а также дают очень широкое определение оптимальности плана. В качестве вывода указано, что реализация методики планирования ремонтов в виде программы-советчика, позволило бы учесть значимые сетевые ограничения, и позволяла бы выбрать наилучший график ремонтов оборудования любых типов согласно критерию максимальной балансовой надёжности ЭЭС.
2. Во второй главе продемонстрирована эффективность эвристических (метод направленного поиска) и метаэвристических подходов к решению задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования в концентрированной системе без учёта сетевых ограничений. В качестве

таких подходов рассматривались реализованные автором работы: методы направленного поиска 2 - 4-го порядков; метод дифференциальной эволюции; метод роя частиц и его модификация, предложенная автором; метод чемпионата, впервые примененный для решения задачи поиска оптимального графика ремонтов. В ходе численного эксперимента показано, что методы направленного поиска при своей простоте позволяют получить оптимальные графики ремонтов при минимальных вычислительных затратах, хотя их область применения ограничена из-за сложностей в учёте сетевых ограничений. Лучшие планы ремонтов, если судить по среднему значению ЦФ, позволил получить метод чемпионата.

3. Во второй главе также получены аналитически и подтверждены экспериментально теоретические критерии оптимальности графиков ремонтов. Показано, что минимум затрат на выработку и минимум ущерба от недоотпуска ЭЭ обеспечиваются при равенстве оперативных резервов мощности в пределах ремонтного интервала; минимум математического ожидания дефицита мощности – при равенстве вероятностей бездефицитной работы в каждый момент времени периода проведения ремонтов. Аналогичное условие выведено и проверено для условия минимума вероятности возникновения дефицита мощности.
4. В третьей главе дана постановка задачи распределения дефицита мощности между узлами системы или подсистемами ЭЭС, основанная на методе коэффициентов токораспределения, реализованная и используемая в заключительной главе работы для планирования ремонтов с учётом сетевых ограничений. Представлены результаты сопоставления реализованной методики распределения дефицита и расчета, выполненного в программном комплексе DIgSILENT PowerFactory 2021, на примере тестовой системы RBTS. Показано, что разница в перетоках мощности по линиям не превышает 0,5 МВт или 1,5% от достоверного значения. Расхождение в результатах оптимизации незначительно и для ремонтных

режимов: разница в суммарном потреблении с учётом ограничения нагрузки при отключении генератора 40 МВт – 0,9%, при ремонте линии – 1,0%. Также в третьей главе описан и испытан метод аппроксимации дефицита мощности по интервалам постоянства состава оборудования. Показано, что в расчете показателей балансовой надёжности по методу Монте-Карло для тестовой системы RBTS разница в оценке математического ожидания недоотпуска ЭЭ с применением и без применения метода аппроксимации не превышает 2,0%, в оценке вероятности дефицита мощности 1,0%. При этом аппроксимация позволяет уменьшить время расчета не менее чем на 30%.

5. В четвертой главе представлена методика планирования ремонтов генерирующего и сетевого оборудования основанная на метаэвристическим подходе, качестве которого в работе используется метод дифференциальной эволюции. Для решения задачи оптимизации используется двухчастная целевая функция, равная сумме математического ожидания недоотпуска ЭЭ без учёта сетевого фактора по методу, описанному в первой главе, и оценки ожидаемого недоотпуска ЭЭ для выборки сценариев с учётом сетевых ограничений. Для получения последней оценки реализуется оптимизация режима на основе матрицы коэффициентов токораспределения по схеме, описанной в третьей главе, а для ускорения расчета с учётом ремонтных и аварийных отключений применен метод аппроксимации дефицита мощности. По результатам сопоставления случайной выборки планов ремонта для тестовой системы и набора решений, найденных с помощью предложенного метода, показано, что последний всегда дает лучшее решение. Продемонстрирована возможность использования описанного подхода к планированию ремонтов в качестве основы для программы-советчика для корректировки планов и подготовки альтернативных решений. В ходе вычислительного эксперимента распространено на случай неконцентрированной системы

представленное во второй главе теоретическое условие оптимальности плана ремонтов: минимум ожидаемого недоотпуска ЭЭ обеспечивается при равенстве в пределах ремонтного интервала вероятностей возникновения дефицита мощности.

Рекомендуется применение общей схемы предлагаемой методики в качестве программы-советчика при планировании ремонтов генерирующего и сетевого оборудования. Развитие предложений по ускорению процедуры оценки показателей надёжности, учёту распределения реактивной мощности, отбору значимых аварийных сценариев открывает **перспективы** применения предложенной схемы оптимизации не только в планировании ремонтов, но и в целом в области решения задач оптимизации по критерию надёжности.

В конце автору хотелось бы искренне поблагодарить научного руководителя представленной работы Владислава Петровича Обоскалова за наставничество, обмен опытом, предложение и совместное развитие идей по исследованиям, за готовность обсуждать любую тему, научное руководство и поддержку на всех этапах работы.

Автор выражает глубокую благодарность заместителю главного диспетчера по оперативной работе Тюменского РДУ К.О. Петренко за консультации по действующей методике планирования ремонтов в АО «СО ЕЭС».

Также автор признателен А.С. Тавлинцеву, привившему интерес к исследовательской деятельности и поиску ответов, а также подтолкнувшему к написанию данной работы.

Автор благодарит родных и особенно свою мать Аллу Николаевну Тульцеву за интерес к проблемам исследования и в особенности математическим методам оптимизации, моральную поддержку и заботу на протяжении всего пути.

Наконец отдельно автор благодарит П.С. Кружик, кто был рядом и на связи до конца – за поддержку, понимание и способность взбодрить в любое время.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В работе использованы следующие сокращения:

БН – Балансовая Надёжность

ВСВГО – Выбор Состава Включенного Генерирующего Оборудования

ВЭС – Ветроэлектростанция

ГЭС – Гидроэлектростанция

ДДТН – Длительно Допустимая Токовая Нагрузка

ДМ – Дефицит Мощности

ЕЭС – Единая Энергетическая Система

ЛЭП – Линия Электропередачи

МДЭ – Метод Дифференциальной Эволюции

ММК – Метод Монте-Карло

ММРЧ – Модифицированный Метод Роя Частиц

МНП – Метод Направленного Поиска

МО – Математическое Ожидание

МРЧ – Метод Роя Частиц

МЧ – Метод Чемпионата

ОДУ – Объединенное Диспетчерское Управление

ОМН – Обобщенный Метод Ньютона

ОПРТ – Относительный Прирост Расхода Топлива

ОЭС – Объединенная Энергетическая Система

ПК – Программный Комплекс

РДУ – Региональное Диспетчерское Управление

РЭС – Региональная Энергетическая Система

СКО – Среднеквадратичное Отклонение

СО – Системный Оператор

УР – Установившийся Режим

УУН – Уравнения Узловых Напряжений

ЦДУ – Центральное Диспетчерское Управление

ЦФ – Целевая Функция

ЭЭ – Электроэнергия

ЭЭС – Электроэнергетическая Система

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надёжность и резервирование в электроэнергетических системах // Методы исследования. Новосибирск: Наука, 1974. 234 с.
2. Дубицкий М.А., Ильин Д.В., Шибeko Р.Я. Планирование ремонтов генерирующего оборудования в электроэнергетических системах // Вестник Ангарского государственного техн. университета. 2017. № 11. С. 39–42.
3. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 272 с.
4. Федотова Г.А. Методика комплексной оптимизации надёжности электроснабжения потребителей в энергообъединении со слабыми связями // Оперативное управление в электроэнергетике. 2020. № 2. С. 5–14.
5. Федотова Г.А., Воропай Н.И. Оптимизация надёжности электроснабжения потребителей // Reliability: Theory & Applications. 2007. № 2. С. 126–139.
6. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надёжность систем энергетики. Москва: Наука, 1986. 252 с.
7. Нестеренков В.П., Обоскалов В.П. К вопросу оптимального планирования капитальных ремонтов основных агрегатов станций энергосистем // Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем. 1966. С. 83–90.
8. Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П. Определение плана капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем методом покоординатной оптимизации // Известия ВУЗов. Энергетика. 1970. № 8. С. 106–110.
9. Арзамасцев Д.А., Жукова А.П., Обоскалов В.П. Применение методов направленного поиска для планирования капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем // Применение математических методов и вычислительной техники в энергетике. 1973. С. 3–7.
10. Резницкий А.И., Штильман Б.М. Применение метода “ПИОНЕР” в автоматизации планирования ремонтов энергооборудования // Автоматика и телемеханика. 1983. № 11. С. 147–153.
11. Александров О.И. Дискретизация плана ремонтов основного оборудования в электроэнергетической системе // Энергетика. Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. 2017. №4. С. 320–333.
12. Fu Y., Li Z., Shahidehpour M., Zheng T., Litvinov E. Coordination of Midterm Outage Scheduling With Short-Term Security-Constrained Unit Commitment // IEEE Transactions on Power Systems. 2009. Vol. 24. № 4. P. 1818–1830.
13. Poyrazoglu G, Oh H. Co-optimization of Transmission Maintenance Scheduling and Production Cost Minimization // Energies. 2019. Vol. 12. № 15.
14. Yildirim M., Sun X. A., Gebraeel N. Z. Sensor-Driven Condition-Based Generator Maintenance Scheduling—Part I: Maintenance Problem // IEEE Transactions on Power Systems. 2016. Vol. 31. № 6. P. 4253–4262.

15. Yildirim M., Sun X. A., Gebraeel N. Z. Sensor-Driven Condition-Based Generator Maintenance Scheduling—Part II: Incorporating Operations // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31. № 6. P. 4263–4271.
16. Воропай Н.И., Федотова Г.А. Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учётом надёжности // *Автоматика и телемеханика*. 2010. № 7. С. 179–184.
17. Bagheri B., Amjady N. Adaptive-robust multi-resolution generation maintenance scheduling with probabilistic reliability constraint // *IET Generation, Transmission, Distribution*. 2019. № 13. P. 3292–3301.
18. Bagheri B., Amjady N. Stochastic multi-objective generation maintenance scheduling using augmented normalized normal constraint method and stochastic decision maker // *International Transactions on Energy Systems*. 2019. № 29.
19. Fernando A. et al. Generation maintenance scheduling with renewable sources based on production and reliability costs // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 134. № 107370.
20. Duarte Y.S., Szpytko J., del Castillo Serpa A.M. Monte Carlo simulation model to coordinate the preventive maintenance scheduling of generating units in isolated distributed Power Systems // *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 182. № 106237.
21. Abdulwhab A. et al. Maintenance Scheduling Optimization Using a Genetic Algorithm with a Probabilistic Fitness Function // *Electric Power Components and Systems*. 2010. Vol. 32. № 12. P. 1239–1254.
22. Zhang D., Li W., Xiong X. Bidding based generator maintenance scheduling with triple-objective optimization // *Electric Power Systems Research*. 2012. Vol. 93. P. 127–134.
23. Zhang C., Yang T. Optimal maintenance planning and resource allocation for wind farms based on non-dominated sorting genetic algorithm-II // *Renewable Energy*. 2021. Vol. 164. P. 1540–1549.
24. Reihani E., Sarikhani A., Davodi M., Davodi M. Reliability based generator maintenance scheduling using hybrid evolutionary approach // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2012. Vol. 42. № 1. P. 434–439.
25. Wang Y. et al. Coordination of Generation Maintenance Scheduling in Electricity Markets // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31. № 6. P. 4565–4574.
26. Wang Y. et al. Stochastic Co-Optimization of Midterm and Short-Term Maintenance Outage Scheduling Considering Covariates in Power Systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31. № 6. P. 4795–4805.
27. Wang Y. et al. An Approach for Integrated Generation and Transmission Maintenance Scheduling Considering N-1 Contingencies // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31. № 6. P. 2225–2233.
28. Wang C. et al. Dynamic Coordinated Condition-Based Maintenance for Multiple Components With External Conditions // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2015. Vol. 30. № 5. P. 2362–2370.

29. Wang C. et al. Dynamic Game-Based Maintenance Scheduling of Integrated Electric and Natural Gas Grids With a Bilevel Approach // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. Vol. 33 № 5. P. 4958–4971.
30. Wang C. et al. Chance-constrained maintenance scheduling for interdependent power and natural gas grids considering wind power uncertainty // The Institution of Engineering and Technology. 2019. Vol. 13 № 5. P. 686–694.
31. Subramanian S., Anandhakumar R., Ganesan S. Generator maintenance management using bio-inspired search algorithm // International Journal of Energy Sector Management. 2011. Vol. 5 № 4. P. 522–544.
32. Schlunz E.B., van Vuuren J.H. An investigation into the effectiveness of simulated annealing as a solution approach for the generator maintenance scheduling problem // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2013. Vol. 53 P. 166–174.
33. Saraiva J.T. et al. A Simulated Annealing based approach to solve the generator maintenance scheduling problem // Electric Power Systems Research. 2011. Vol. 81 № 7. P. 1283–1291.
34. San Martin L.S. Yang J., Liu Y. Hybrid NSGA III/dual simplex approach to generation and transmission maintenance scheduling // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2022. Vol. 135. № 107498.
35. Pandzic H., Conejo A.J., Kuzle I., Caro E. Yearly Maintenance Scheduling of Transmission Lines Within a Market Environment // IEEE Transactions on Power Systems. 2012. Vol. 27. № 1. P. 407–415.
36. Liu G., Ollis T.B., Ferrari M.F., Sundararajan A., Tomsovic K. Robust Scheduling of Networked Microgrids for Economics and Resilience Improvement // Energies. 2022. Vol. 15. № 2249.
37. Беляев С.В., Малафеев А.В. Описание блока оптимизации при построении предварительного графика ремонтов электросетевого оборудования // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. 2015. № 1. С. 105–112.
38. Беляев С.В., Малафеев А.В. Алгоритм оптимизации планирования графика ремонтов электросетевого оборудования с возможностью оперативных корректировок при учёте системной надёжности // Материалы VI международной научно-технической конференции Электроэнергетика глазами молодежи. Екатеринбург, 2015. С. 105–112.
39. Беляев С.В., Малафеев А.В., Омельченко Е.Я. Разработка оптимальных графиков ремонта оборудования электрических сетей с целью повышения надёжности их функционирования // Электротехнические системы и комплексы. 2015. № 1. С. 105–112.
40. Боева Л.М., Основина О.Н., Основин С.В. Оптимизация графиков планово-предупредительных ремонтов в рамках информационной системы "планирование ремонтов" АО "лебединский горно-обогатительный комбинат" // Инженерный вестник Дона. 2016. № 2. С. 33–42.
41. Трусов Р.Е., Горькавый М.А., Соловьев В.А. Разработка интеллектуальной подсистемы планирования и оптимизации ремонтов электросетевого

- оборудования // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета. 2018. № 2. С. 16–28.
42. Назаров А.А., Кавченков В.П. Разработка методики оценки надёжности и приоритетности ремонтов в региональной энергосистеме с учётом возможного риска / А.А. Назаров, В.П. Кавченков // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 3. С. 50–57.
 43. Alimohammadi M., Behnamian J. Preventive maintenance scheduling of electricity distribution network feeders to reduce undistributed energy: A case study in Iran // Electric Power Systems Research. 2021. Vol. 201. № 107509.
 44. Китушин В.Г., Бык Ф.Л., Шерварли Д.Е. Макродиагностика технического состояния оборудования // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Выпуск 60. Методы и средства исследования и обеспечения надёжности систем энергетики. СПб. 2010. С. 480 – 486.
 45. Китушин В.Г. Шерварли Д.Е. Модель мониторинга технического ресурса оборудования // Избранные труды НГТУ: Сб. науч. тр. Новосибирск. 2004. С. 125–132.
 46. Китушин В.Г., Иванова Е.В. Планирование ремонтного обслуживания и замены оборудования электрических сетей с учетом фактора надёжности. Пробл. управл. 2011. № 5. С. 46–51
 47. Постановление Правительства РФ от 30.01.2021 № 86 (ред. от 21.03.2022) «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» // Собрание законодательства РФ. 2021. № 6. ст. 985.
 48. Слаутин Ю.А., Полевщиков И.С. Моделирование и автоматизация процесса построения графиков плановопредупредительных ремонтов // Инновационная наука. 2015. № 2. С. 73–76.
 49. Принципы построения автоматизированной системы годового планирования ремонтов электросетевого оборудования / Ю.С. Авагимова, В.А. Дьячков, Ю.Я. Любарский, Е.В. Рубцова // Электричество. 2009. № 3. С. 10–19.
 50. Авагимова Ю.С. Организация автоматизированного планирования ремонтов электросетевого оборудования // Вестник МЭИ. 2010. № 1. С. 28–31.
 51. Любарский Ю.Я., Редин А.Г. Построение алгоритма автоматизированного годового планирования ремонтов линий электропередачи высокого напряжения в сочетании с ремонтами блоков атомных электростанций / Ю.Я. Любарский, А.Г. Редин // Вестник Московского Энергетического Института. Вестник МЭИ. 2012. № 1. С. 60–66.
 52. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. – New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
 53. Бык Ф.Л., Китушин В.Г., Мышкина Л.С. Надёжный механизм управления спросом на электроэнергию // Известия РАН. Энергетика. 2017. № 1. С. 19–31.

54. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. 6-е изд. Стер // Москва, Высшая школа, 1999. 576 с.
55. Обоскалов В. П. Применение вероятностно-статистических методов и теории графов в электроэнергетике: учебное пособие / В. П. Обоскалов, С. Е. Кокин, И. Л. Кирпикова // Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет. Екатеринбург: Издательство Уральского университета. 2016. С. 271.
56. Губин П.Ю., Обоскалов В.П. Учёт отказов генерирующего оборудования при планировании его ремонтов с помощью модифицированного метода роя частиц // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Волжский, 2021. С. 115–124.
57. Dopazo J.F., Merrill H.M. Optimal generator maintenance scheduling using integer programming // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1975. Vol. 94. № 5. P. 1537–1545.
58. Gubin P.Y., Oboskalov V.P., Mahnitko A., Varfolomejeva R. An Investigation into the Effectiveness of the Directed Search Method for Optimal Generating Equipment Maintenance by EENS Criteria // 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. Riga, 2019. P. 1-6.
59. Губин П.Ю., Обоскалов В.П. Инициализация множества начальных планов ремонтов генерирующего оборудования энергосистем при использовании метаэвристических подходов оптимизации на примере метода дифференциальной эволюции // Вестник Самарского государственного техн. университета. Серия «Технические науки». 2021. Т. 29. №2. С. 6–23.
60. Gubin P.Y., Oboskalov V.P., Mahnitko A., Petrichenko R. Simulated Annealing, Differential Evolution and Directed Search Methods for Generator Maintenance Scheduling // Energies. 2020. Vol. 13. № 5381.
61. Gubin P.Y., Oboskalov V.P., Mahnitko A., Gavrilovs A. An Investigation into the Effectiveness of the Differential Evolution Method for Optimal Generating Units Maintenance by EENS Criteria // 2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. Riga, 2020. P. 1–5.
62. Губин П.Ю., Обоскалов В.П. Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. 2021. № 2. С. 50–54.
63. Metropolis N., Rosenbluth A.W., Rosenbluth M.N. Equation of State Calculations by Fast Computer Machines // Chemical Physics. – 1953. – Vol. 21. – P. 1087–1092.
64. Storn R., Price K. Differential Evolution – A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces // Journal of Global Optimization. 1997. Vol. 11. P. 341–359.
65. Gubin P.Y., Oboskalov V.P., Mahnitko A., Gavrilovs A. Modified Particle Swarm Method for the Generator Maintenance Scheduling by Reliability Criteria // 2021

- IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. Riga, 2021. P. 1–6.
66. Kennedy J., Eberhart R. Particle swarm optimization // Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks. Perth, Australia, 1995. Vol. 4. P. 1942–1948.
 67. Shi Y., Eberhart R. A modified particle swarm optimizer // 1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence. Anchorage, USA, 1998. P. 69–73.
 68. Gubin P.Y., Oboskalov V.P. An Investigation into the Effectiveness of the Very Fast Simulated Annealing Method for Optimal Generating Units Maintenance by EENS Criteria // 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). Magnitogorsk, 2020. P. 279–284.
 69. Ingber L. Simulated Annealing: Practice versus theory // Mathematical and Computer Modelling. 1993. Vol. 18. № 11. P. 29–57.
 70. Kirkpatrick S., Gelatt Jr., Vecchi M.P. Optimization by Simulated Annealing // Science. 1983. № 220. P. 671–680.
 71. Kashan A.H. League Championship Algorithm: A New Algorithm for Numerical Function Optimization // 2009 International Conference of Soft Computing and Pattern Recognition. Malacca, Malaysia, 2009. P. 43–48.
 72. Kashan A.H. League Championship Algorithm (LCA): An algorithm for global optimization inspired by sport championships // Applied Soft Computing. 2014. Vol. 16. P. 171–200.
 73. Saraswathi D., Srinivasan E. Mammogram Analysis using League Championship Algorithm Optimized Ensembled FCRN Classifier // Indonesian Journal of El. Engineering and Computer Science. 2017. Vol. 5. № 2. P. 451–461.
 74. Zhou G., Moayedi H. Teaching–learning-based metaheuristic scheme for modifying neural computing in appraising energy performance of building // Engineering with Computers. 2021. Vol. 37. P. 3037–3048.
 75. Hossein M. et al. A Novel Application of League Championship Optimization (LCA): Hybridizing Fuzzy Logic for Soil Compression Coefficient Analysis // Applied Sciences. 2019. Vol. 10. № 1. P. 67.
 76. Yadav S., Nanda S. J. League Championship Algorithm for clustering // 2015 IEEE Power, Communication, and Information Technology Conference (PCITC). Bhubaneswar, India, 2015. P. 321–326.
 77. Wangchamhan T., Chiewchanwattana S., Sunat K. Efficient algorithms based on the k-means and Chaotic League Championship Algorithm for numeric, categorical, and mixed-type data clustering // Expert Systems. 2017. Vol. 90. P. 146–167.
 78. Abbasi E., Ghayour M., Danesh M., Yoosefian M.H. Optimal path tracking of a quadrotor in the presence of obstacle using the League Championship Algorithm // 2018 6th RSI International Conference on Robotics and Mechatronics (IcRoM). Tehran, Iran, 2018. P. 236–242.
 79. Kashan A.H., Eyvazi M., Abbasi-Pooya A. An effective league championship algorithm for the stochastic multi-period portfolio optimization problem // Scientia

- Iranica. International Journal of Science & Technology. Transactions on Industrial Engineering. 2020. Vol. 27. № 2. P. 829–845.
80. Jalili S., Kashan A.H., Hosseinzadeh Y. League Championship Algorithms for Optimum Design of Pin-Jointed Structures // Journal of Computing in Civil Engineering. 2017. Vol. 31. № 2. P. 1–17.
 81. Bouchekara H.R.E.H., Abido M.A., Chaib A.E., Mehasni R. Optimal power flow using the league championship algorithm: A case study of the Algerian power system // Energy Conversion and Management. 2014. Vol. 87. P. 58-70.
 82. Чукреев Ю.Я. Влияние представления генерирующего оборудования и нагрузки на величину нормативного резерва мощности электроэнергетических систем // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. 2021. № 3. С. 91–102.
 83. Маркович И.М. Режимы энергетических систем // М: Энергия, 1969. 51 с.
 84. Розанов М.Н. Управление надёжностью электроэнергетических систем // Москва: Наука. Сибирское отделение, 1991. 208 с.
 85. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надёжность систем энергетики. // М.:Наука, 1986.
 86. Hunter J.D. Matplotlib: A 2D graphics environment // Computing in Science & Engineering. 2007. Vol. 9. № 3. P. 90–95.
 87. Waskom M.L. Seaborn: statistical data visualization // Journal of Open Source Software. 2021. Vol. 6. № 60. P. 3021.
 88. Эндрэни Дж. Моделирование при расчетах надёжности в электроэнергетических системах // Москва: Энергоатомиздат, 1983.
 89. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надёжности электроэнергетических систем // Москва: Энергоатомиздат, 1988.
 90. Обоскалов В. П. Структурная надёжность электроэнергетических систем // Екатеринбург. УрФУ, 2012. 196 с.
 91. Соболев И. М. Метод Монте-Карло // Москва: Наука, 1968. 64 с.
 92. R. Billinton, W. Li Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods // Springer Science. New York, 1994.
 93. Бусленко Н. П., Шрейдер Ю. А.. Метод статистических испытаний (Монте-Карло) // Москва, 1961.
 94. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии // Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. 715 с.
 95. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах // Москва: Флинта. Наука, 2008. 256 с.
 96. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. Учебное пособие для вузов // Москва: Высшая школа, 1975. 280 с.
 97. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надёжности электроэнергетических систем // Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.
 98. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем // Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. 207 с.

99. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем // Москва: Высшая школа, 1983. 208 с.
100. Grigg C. et al. The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee // IEEE Transactions on Power Systems. 1999. Vol. 14. № 3. P. 1010–1020.
101. Wood A.J., Wollenberg D.F. Power generation, operation, and control // John Wiley & Sons, 1996. 593 p.
102. Abdel Menaem A. et al. An Efficient Framework for Adequacy Evaluation through Extraction of Rare Load Curtailment Events in Composite Power Systems // Mathematics. 2020. Vol. 8. № 2021.