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

Валиев Рустам Талгатович

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель

доктор технических наук,

профессор В.П. Обоскалов

Екатеринбург – 2020

Оглавление

Введен	ние	4
Глава	1 Обзор существующих подходов к расчету показателей балансовой	
надежи	ности электроэнергетических систем	11
1.1.	Виды надежности	12
1.2.	Показатели балансовой надежности	14
1.3. элект	Методы расчета показателей балансовой надежности гроэнергетических систем	22
1.4.	Расчетная модель для определения показателей балансовой	
наде	жности	26
1.4.1	. Модель генерации	27
1.4.2	. Модель нагрузки	29
1.4.3	. Учет пропускной способности связей	32
1.4.4	. Учет потерь мощности	33
Выво	оды по главе	34
Глава 2	2 Математические модели и стратегии ограничения нагрузки при альном распределении дефицита мошности в ОЭС	36
2 1	Пинайци за мотамотичаские модели РПМ	27
2.1.	Учат трананотрыей состориященией ИФ ранистические модели I Ди	57
2.2. моде	учет транспортной составляющей цф в линейной математической ели РДМ	41
2.3.	Пропорциональная стратегия РДМ	41
2.4.	Локальная стратегия РДМ	45
2.5.	Нелинейные модели оптимизации	46
2.6.	Стратегия взвешенных наименьших квадратов	46
2.7.	Стратегия линейного удельного ущерба	47
2.8.	Учет потерь мощности в МСС	48
2.9.	Алгоритм обеспеченного спроса.	49
Выво	оды по главе	53
Глава	3 Вероятностно-аналитический метод расчета показателей балансово	й
надежи	ности ОЭС	55
3.1.	Вероятностная формулировка задачи ОРДМ	56
3.2.	Распределение перетоков мощности по МСС	57
3.3.	МО и корреляционная матрица перетоков мощности	58

3.4.	Потери мощности	
3.5.	МО и дисперсия дефицита мощности в ОЭС	
3.6.	Учет вероятностей перегрузки ПС МСС	
3.7.	Апробация ВАМ	
Выво	оды по главе	
Глава пропор	4 Модификация расчетной процедуры при использовании оциональной стратегии РДМ	
4.1. пере	Использование сетевых инъекций в качестве независимых менных стратегии пропорционального РДМ	80
4.2. пере	Использование перетоков мощности в качестве независимых менных стратегии пропорционального РДМ	82
4.3. качее	Использование используемой генерации и ограничений нагрузастве управляющих переменных	ки в 82
4.4.	Оценка вычислительной эффективности ММК при изменении	состава
зави	симых и независимых переменных.	
Выво	оды по главе	
Заклю	чение	
Списо	к терминов и сокращений	
Списо	к литературы	97
Прило	жение А Блок схема ВАМ	109

Введение

Актуальность темы исследования. Планирование развития электроэнергетических систем (ЭЭС) предполагает необходимость решения задачи определения количественных характеристик единичных свойств надежности ЭЭС и рисков, связанных с её работой, представленных показателями балансовой надежности (ПБН) [1-4]. Решение отмеченной задачи требует учета вероятностных характеристик основных параметров, определяющих режим работы ЭЭС.

При централизованном планировании хозяйственной деятельности, существовавшем до 1991 года, задача обеспечения надежной работы электроэнергетической системы, как правило, решалась на этапе планирования развития, при этом согласованные решения по обеспечению надежности принимались на различных уровнях управления развитием и функционированием ЭЭС с учетом действующих на тот момент директивных документов, в которых содержались основные нормативные требования и методические указания по обеспечению надежности при планировании развития, эксплуатации и управлении режимами ЭЭС [5].

Структура и принципы управления ЭЭС в целом по миру и в т.ч. в России все больше усложняются, что связано с воздействием таких факторов как: увеличение доли распределённой генерации, внедрение новых технологий производства электроэнергии, в основе которых заложено использование возобновляемых источников энергии, усложнение схем сетей электроснабжения, увеличение протяженности ЛЭП, внедрение управления на стороне потребителя и др. В этих условиях все более существенную роль начинает играть оценка надежности сложнозамкнутых электроэнергетических систем (ЭЭС) [8]. В связи с отмеченным как в России, так и за рубежом наблюдается возрастающий интерес к проблеме расчета ПБН ОЭС. Несмотря на то, что в России до последнего времени эта тенденция наблюдалась не столь отчетливо, в последние годы можно заметить увеличение числа документов,

4

закрепляющих основные положения и требования к расчетам ПБН. С 1 января 2019 года введен в действие Предварительный национальный стандарт «304-2018: Российской федерации ΠHCT: Балансовая надежность энергосистем. Часть 1. Общие требования», формирующий понятийный аппарат в области расчета балансовой надежности энергосистем [6]. С 1 сентября 2019 АО «Системный оператор Единой энергетической системы» был введен стандарт технической организации (СТО) 59012820.27.010.005-2018, регламентирующий методические указания по проведению расчетов балансовой надежности [1], а с 1 марта 2020 года в Росси вступил в силу национальный стандарт: «ГОСТ Р 58730-2019 Единая энергетическая система И изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности. Нормы и требования» [7]. Следует отметить, что Европейская сеть системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E) ежегодно представляет отчет по оценке балансовой надежности с рекомендациями по коррекции существующих методик расчета ПБН, в рамках которого отмечаются существующие проблемы расчета, в их число входят и отмеченные выше. В США аналогичные задачи решает Североамериканская корпорация по вопросам надежности энергоснабжения (NERC).

В настоящее время наиболее широко распространенным методом расчета ПБН ЭЭС является метод статистического моделирования (Монте-Карло) (ММК). Он позволяет достаточно полно учесть основные сетевые ограничения, определяющие надежность ЭЭС, и практически не накладывает ограничения на вид используемых законов распределений [9]. Усложнение структуры управления как ЕЭС России, так и зарубежных ЭЭС, требует повышения детализации расчетной модели используемой при расчете ПБН. Отмеченное, свою очередь, приводит К усложнению eë В вычислительной сложности и, как следствие, увеличивает время, требуемое для получения ПБН с помощью ММК. При этом длительность расчетов становится значительной даже по меркам задач долгосрочного планирования [10], в рамках которых главным образом и используются ПБН.

Стохастическое состояние ЭЭС характеризуется вероятностью появления локального или глобального дефицита мощности, по заданному критерию распределяемого между отдельными ЭЭС, входящими в состав объединения. Последняя процедура получила название задачи распределения дефицитов мощности (РДМ) и именно она во многом определяет как показатели надежности отдельных ЭЭС, так и время расчетов.

ММК для Альтернативой определения ПБН могут выступать аналитические методы расчета [9, 11]. Суть аналитических методов сводится к преобразованию функций распределения исходных величин (генерации и нагрузки) с помощью методов теории вероятностей и математической статистики для получения результирующих ПБН отдельных ЭЭС, входящих в состав объединенной энергосистемы (ОЭС). Погрешность результирующих величин аналитических методов, в отличие от ММК, не зависит от числа случайных состояний, моделируемых однако общая вычислительная сложность и невозможность, в ряде случаев учета сетевых ограничений не позволяют, на сегодняшний день, полностью заменить ими ММК, что предполагает необходимость разработки новых и совершенствования существующих методов расчёта ПБН. Отмеченное позволяет сделать вывод об актуальности исследований в сфере планирования развития энергосистем в целом и в области расчетов показателей балансовой надежности в частности, как в России, так и за рубежом.

Степень научной проработанности проблемы. Основы отечественной школы надежности были заложены еще в СССР, при этом, несмотря на значительный спад заинтересованности в этой области в 90-е годы после распада СССР, исследования надежности ЭЭС не останавливались и продолжаются вплоть до настоящего времени. Среди отечественных публикаций следует особо выделить труды таких ученых как: Ф.Л. Бык, Н.И. Воропай, М.А. Дубицкий, В.Ю. Иткин, В.Г. Китушин, Г.Ф. Ковалев, Ю.Н.

Кучеров, Л.М. Лебедева, Н.А. Манов, В.А. Непомнящий, В.П. Обоскалов, М.Н. Розанов, Ю.Н. Руденко, И.А. Ушаков, Г.А. Федотова, М.Б. Чельцов, Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев, В.Д. Шлимович и др. Зарубежную школу надежности главным образом представляют такие исследователи как: Р. Аллан (R. Allan), Р. Биллинтон (R. Billinton), Б. Борковска (B. Borkowska), Ю. Гао (Yi Gao), Дж. Эндрени (Endrenyi, J.). Кроме того, отдельно следует выделить исследовательские группы, сформированные в рамках Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE) и Института инженеров электротехники и электроники (IEEE).

Цель диссертационного исследования: в рамках задачи расчета показателей балансовой надежности сложнозамкнутых ЭЭС:

- модификация существующих математических методов и алгоритмов, используемых при определении ПБН с целью повышения их вычислительной эффективности и учета дополнительных свойств ОЭС;
- разработка и апробирование нового аналитического метода расчета стохастических характеристик перетоков мощности в рамках задачи расчета ПБН.

Задачи диссертационного исследования:

- Обзор существующих подходов к расчету ПБН сложнозамкнутых ЭЭС;
- Анализ существующих критериев оптимального распределения дефицита мощности в сложнозамкнутых ОЭС;
- Модификация расчетной процедуры РДМ с целью повышения ее вычислительной эффективности и учета дополнительных свойств и функциональных характеристик ОЭС, в том числе, потенциального принципа распределения потоков мощностей;
- Разработка аналитического подхода для расчета стохастических характеристик перетоков мощности в рамках задачи определения ПБН с учётом критерия оптимального РДМ и ограниченной пропускной

способности межсистемных связей в рамках аналитического метода расчета вероятностных характеристик перетоков мощности;

 Апробация разработанного аналитического метода и модифицированных процедур РДМ на тестовых схемах.

Объектом исследования является ОЭС, с ограниченными пропускными способностями межсистемных связей и концентрированными ЭЭС в качестве отдельных узлов.

Научная новизна диссертационного исследования:

- разработан аналитического метода расчета вероятностных характеристик перетоков мощности сложнозамкнутой ОЭС;
- разработан математический подход, связанный с использованием потенциального принципа распределения потоков мощности в МСС при решении задачи ОРДМ;
- на основе анализа эффективности комбинаций «целевая функция управляющие переменные» в задаче ОРДМ в ЭЭС предложены оптимальные, с точки зрения вычислительной эффективности и точности получаемых результатов, комбинации как для анализа отдельных детерминированных состояний, так и для использования в рамках расчета вероятностных характеристик перетоков мощности.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке аналитического метода вероятностной оценки перегрузки межсистемных связей и математического аппарата учета потенциального принципа распределения потоков мощности по межсистемным связям в задаче анализа балансовой надежности ОЭС.

Практическая значимость работы заключается в разработке модификаций методов расчета ПБН электроэнергетических систем. Предложенные модификации позволяют более полно учесть электрические свойства ЭЭС и ускорить расчеты ПБН электроэнергетических систем при использовании статистических методов.

Методология исследования. Исследования выполнены на базе теоретических основ электротехники, теории вероятностей и математической статистики. Разработанные алгоритмы тестировались на схемах ЭЭС. Оценка эффективности рассматриваемых методов и алгоритмов оценивалась методом статистического моделирования (ММК). Для расчетов и программной реализации алгоритмов использовался программный комплекс MATLAB.

Основные положения диссертации, выносимые на защиту:

- анализ и результаты сопоставления существующих методов и алгоритмов решения задачи БН ОЭС;
- анализ критериев оптимальности в оптимизационной процедуре РДМ;
- вероятностно-аналитический метод расчета ПБН;
- модификации существующих процедур ММК, применяемых для расчета ПБН ОЭС;
- алгоритм учета ограниченных пропускных способностей межсистемных связей в вероятностной постановке.

Личный вклад автора заключается в разработке программного обеспечения для проверки работоспособности и эффективности существующих и предлагаемых математических методов, алгоритмов и вычислительных процедур; участию в разработке новых подходов решения задачи БН ОЭС; тестировании вероятностно-аналитического метода расчета ПБН; изучении проблемы учета ограниченных пропускных способностей межсистемных связей в вероятностной постановке, разработке путей и вычислительных процедур ее решения.

Достоверность результатов подтверждается результатами вычислительных экспериментов на тестовых схемах ОЭС.

Апробация результатов работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 7 конференциях:

 Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Томск – 2014, Иваново – 2015, Казань-2016;

- 2015 IEEE 56th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2015, Riga, Latvia;
- 2017 IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2017, Riga, Latvia;
- 2017 14th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems, (EMES), 2017 Oradea, Romania;
- 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2018, Riga, Latvia.

Публикации: По результатам работы опубликовано всего 13 работ, в том числе, в 4 изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Web of Science.

Структура работы. Работа состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 94 наименований и 1 приложения. Содержит 109 страниц, 23 рисунка и 9 таблиц.

Глава 1 Обзор существующих подходов к расчету показателей балансовой надежности электроэнергетических систем

Основа бесперебойного и качественного электроснабжения потребителей — это надежная работа электроэнергетических систем. Прерывания электроснабжения потребителей (особенно крупные) могут привести к значительному по масштабу ущербу и относятся к одним из наиболее опасных видов бедствий, которые оказывают значительное влияние как на экономику страны, так и на благополучие людей [12].

В современных условиях функционировании ЕЭС России надежность рассматривается как товар с определённой стоимостью [13], что вызывает потребность ввода новых критериев, определяющих необходимость создания принципы распределения резервов мощности. Данный факт также И накладывает существенный отпечаток на математические модели, используемые при оценке надежности, поскольку в данном случае значимую роль играет модель взаимодействия между субъектами ЕЭС России, используемая лицом, принимающим решения касающиеся планирования развития [14], аналогичная ситуация складывается и при планировании развития ЭЭС в других странах [15, 16, 17]. При этом в России до сих пор отсутствует нормативно закрепленные руководящие указания по управлению надежностью электроснабжения, с помощью которых возможно создание рычагов воздействия, позволяющих потребителям оказывать влияние на повышающих надежность И заинтересованность энергокомпаний В улучшении надежности ЭЭС. Несмотря на то, что Федеральный Закон «Об электроэнергетике» [18] требует установления между всеми субъектами электроэнергетического рынка экономически сбалансированных отношений, основанных на плате за надежность, и полного восстановления убытков из-за ненадежного электроснабжения (ст. 6, 9, 18, 20, 38 и 39), фактически проблема обеспечения надежности электроснабжения определена лишь номинально, но не решена [19]. На сегодняшний день на уровне ЕЭС России превалируют

государственные интересы, где стратегии обеспечения регионов резервами мощности и энергии имеют более определенный характер, что позволяет успешно применять и развивать математические методы и алгоритмы расчета показателей надежности, разработанные для централизованной экономики [12, 20].

В данной главе приводится анализ показателей и составных частей задачи оценки надежности, рассматриваются основные модели и методы, используемые в мире для решения задачи расчета показателей балансовой надежности ЭЭС.

1.1. Виды надежности

Согласно глоссарию Системного оператора Единой энергетической системы: «Надежность электроэнергетической системы – комплексное свойство (способность) электроэнергетической системы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества технологического взаимодействия путем генерирующих установок, электрических сетей электроустановок потребителей, И В том числе: удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию; противостоять возмущениям, вызванными отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий; восстанавливать свои функции после их нарушения» [21, 22]. При этом, рассматривая энергосистему с точки зрения надежности в целом, в рамках российской школы надежности, выделяют ряд единичных свойств, которые включает в себя: безотказность, долговечность, ремонтопригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимная управляемость, живучесть, и безопасность [11, 23-25]. Надежность энергосистемы зависит от совокупности этих свойств, каждое из них описывает работу ЭЭС под определенным, присущим только данному свойству углом. И для анализа каждого из этих свойств используется индивидуальный математический аппарат И индивидуальный набор показателей надежности, описывающий рассматриваемое свойство. В научные исследования области результате В надежности четко дифференцируются в зависимости от рассматриваемого свойства надежности.

Наиболее изученным, и в то же время достаточно проблемным направлением, является «безотказность ЭЭС», которое в процессе научного исследования, в зависимости от направленности математического анализа, принятой системы допущений и ограничений подразделилось на три направления: структурная, балансовая и режимная надежность ЭЭС.

При анализе структурной надежности все источники питания рассматриваются как источники бесконечной мощности, и анализ надежности системы сводится к анализу нарушения электрической связи потребителей с источниками питания. Основным объектом исследования являются распределительные системы среднего и низкого напряжений. Здесь, как правило, используется математический аппарат общей теории технических систем [26-30]. Именно поэтому это направление начало развиваться в первую очередь.

Объектом исследования балансовой надежности (БН), как правило, является объединенная электроэнергетическая система (ОЭС). При этом БН характеризуется как: «способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, ограничений на поставку энергоресурсов» [21]. Здесь во главу угла ставится задача анализа обеспеченности электроприемников электроэнергией от источников питания с ограниченной располагаемой мощностью. Основным математическим аппаратом для оценки БН является многомерный вероятностный анализ.

Наименее развитым и наиболее сложным направлением является «режимная надежность ЭЭС», характеризуемая как: «способность энергосистемы при определенных условиях противостоять внезапным

13

возмущениям, таким как короткие замыкания, непредвиденные потери крупных элементов энергосистемы, каскадные отказы работоспособности и др.» [21]. При её оценке учитываются все законы Кирхгофа и Ома, анализируются динамические электрические режимы при вероятностном состоянии элементов ЭЭС (в том числе и генерирующих устройств) и вероятностном характере нагрузки [31-34].

Режимная надежность главном образом связана с оперативным управлением ЭЭС в то время, как задача балансовой надежности относится к задаче среднесрочного и долгосрочного планирования и развития ЭЭС, именно разработке методов расчета показателей последней и посвящена данная работа.

1.2. Показатели балансовой надежности

Для количественной оценки свойств надежности вводятся показатели надежности. Базовые показатели надежности элементов ЭЭС (вероятность безотказной работы, время наработки на отказ, время восстановления элемента, частота отказов, интенсивность восстановления и т.д.) в российской и зарубежной школах надежности схожи [17, 25]. Следует отметить, что выбор тех или иных показателей надежности для характеристики ЭЭС (или ее отдельных элементов) во многом определяется, как размерами самой системы, так и горизонтом планирования развития. В частности, при необходимости оценки надежности подстанции как элемента ЭЭС, требуется вероятностный анализ работы совокупности всех значимых составных частей подстанции (выключателей, разъединителей, трансформаторов и т.д.) с учетом их индивидуальных показателей надежности (коэффициентов готовности, длительности восстановления, частоты отказов и т.д.). В то же время формирование планов развития, к примеру, ОЭС не требует столь подробного рассмотрения отдельных элементов и в этом случае в качестве значимых, принимаются вероятностные характеристик межсистемных связей, нагрузки и генерации отдельных ЭЭС. Отмеченная особенность привела к тому, что как в российской, так и в зарубежной практике причины прерывания электроснабжения потребителей и показатели надежности подразделяют на категории, определяемые направлениями надежности [23, 24, 26, 35, 36].

Говоря об определении показателей балансовой надежности (ПБН), следует отметить, что процесс планирования развития электроэнергетических систем тесно связан с решением таких задач как: разработка сценариев ЭЭС; прогнозирование на долгосрочную и среднесрочную развития перспективы вероятностных величин (нагрузка, цена топлива и энергии и др.) и условий функционирования ЭЭС (рыночные механизмы, развитие распределенной генерации и др.) [37]; разработка комплексных решений, позволяющих обеспечить требуемые параметры качества электроэнергии и уровни надежности электроснабжения потребителей [10, 38]. При этом на надежность электроснабжения оказывают влияние множество факторов, таких ошибки эксплуатационного персонала, как: отказы основного И вспомогательного оборудования ЭЭС, нарушение топливного снабжения электростанций и т.д. Их влияние на работу ЭЭС не может быть полностью исключено, а лишь уменьшено до обоснованных как с экономической, так и с технической точек зрения масштабов. Среди основных факторов, влияющих на показатели БН ЭЭС, можно выделить [37]:

- связанные с генерирующими мощностями. К ним относятся как плановые, так аварийные отключения генерирующих установок; снижение генерации, связанное со снижением теплопотребления на теплоэлектростанциях; изменениями состояния генерирующего оборудования, приводящие к частичному ограничению располагаемой мощности; и др.;
- связанные с режимом электропотребления. К указанной группе относятся случайные изменения спроса на электроэнергию и мощность, связанные со случайным характером технологических процессов, человеческой деятельности, климатических отклонений и др.;

15

 связанные с ограниченной пропускной способностью линий электропередачи или некоторой их совокупности (сечения). К данной категории относятся ограничения, связанные, в большей степени, с ограничением на передачу активной мощности, во многом зависящим от решения самостоятельной задачи определения величины максимально допустимых перетоков в ЭЭС.

С учетом отмеченного оценка балансовой надежности главным образом используется для оценки риска возможного ограничения нагрузки, связанного со стохастической природой процессов производства, передачи и потребления электроэнергии.

Результаты оценки балансовой надежности могут быть использованы в первую очередь при планировании развития ЭЭС, а также в математическом обеспечении Наиболее электроэнергии мощности. рынка И ПБН ЭЭС заинтересованными В являются лица, ответственные 32 долгосрочное планирование развития ЭЭС на уровне правительства и Системного Оператора, в том числе, при определении и разработке «узких» мест в энергосистеме, обосновании предложений по развитию электрической сети в рамках разработки схемы и программы развития ЕЭС России и рассмотрении заявок субъектов электроэнергетики на вывод из эксплуатации линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации, определении и оптимизации перспективного распределения нормативного резерва мощности В энергосистеме [1]. При этом, наиболее полезной на практике, является оценка балансовой надежности ЭЭС на среднесрочную перспективу (до 10 лет) [10]. Отмеченный горизонт планирования позволяет с достаточной степенью точности оценить риски возникновения дефицита в системе и принять соответствующие меры как со стороны участников рынка электроэнергии, так и со стороны лиц ответственных за планирование развития ЭЭС.

Следует отметить, что ПБН, сформировавшиеся в России и за рубежом, отличаются, но могут быть функционально связаны [39, 40]. В российской практике, в качестве основного ПБН, выступает интегральная вероятность бездефицитной работы зоны надежности (нормативное значение 0,996), а к дополнительным ПБН относятся интегральная вероятность исчерпания пропускной способности межзонной связи (совокупности межзонных связей) в прямом и обратном направлении, математическое ожидание годового объема ограничения потребления электрической энергии в зоне надежности и энергосистеме в целом, и относительное удовлетворение потребителей электрической энергией [1, 11, 39, 41]. При этом зона надежности это: «часть расчетной математической модели энергосистемы для проведения расчетов балансовой надежности, соответствующая энергорайону энергосистемы, ограничения на передачу мощности, внутри которого отсутствуют, либо ими можно пренебречь в виду их незначительности по отношению к пропускной способности внешних электрических связей данного энергорайона» [1].

Выражение для расчета нормативной интегральной вероятности *дефицита мощности* более известно в России под названием критерия Марковича [42]:

где: $3_R^{y\partial}$ – приведенные затраты [руб/МВт] для обеспечения резерва R, y – удельный ущерб (компенсационные затраты) от недоотпуска электроэнергии [руб/кВт·ч].

Согласно [1] интегральная вероятность исчерпания пропускной способности межзонной связи (совокупности межзонных связей), фактически показывающая вероятность того, что переток мощности превысит установленное значение максимально допустимого значения перетока мощности по межсистемной связи безотносительно к величине превышения. При использовании MMK эта величина определяется как:

$$J_{\Pi,consu} = \sum_{k=1}^{N} \frac{n_k}{N},\tag{1.2}$$

где: n_k – логическая переменная, индикатор исчерпания пропускной способности межзонной связи, при наличии перегрузки $n_k=1$, в ином случае $n_k=0$, N – количество испытаний;

Относительное удовлетворение потребителей электрической энергией определяется как:

$$\pi = 1 - \frac{M(\Delta W)}{W_{\rm th}},\tag{1.3}$$

где: W_{Φ} – фактический спрос на электроэнергию [кВт·ч], ΔW – величина непокрытого спроса на электроэнергию [кВт·ч]. $M(\Delta W)$ – математическое ожидание непокрытого спроса.

К распространённым зарубежным ПБН можно отнести показатели: *loss* of load probability, loss of load expectation, loss of load hours, loss of energy expectation [16, 43-44].

LOLP (Loss Of Load Probability) – определяется как доля числа дней или часов, в году, в течение которых уровень генерации недостаточен для удовлетворения спроса в системе и требуется отключение нагрузки, по существу, LOLP – это вероятность ограничения нагрузки, связанная с недостаточностью генерирующих мощностей. При статистической оценке:

$$LOLP = \sum_{k=1}^{N} \frac{n_k}{N},$$
(1.4)

где: n_k – логическая переменная, индикатор дефицита мощности в системе, – если в системе наблюдается дефицит $n_k=1$, в ином случае $n_k=0$, N – количество испытаний (при использовании метода статистического моделирования);

Выражение (1.4), представленное в [10, 87, 44], фактически отражает лишь расчетную формулировку для *LOLP*. Более наглядна его запись в виде:

$$LOLP = \sum_{i=1}^{T} B_i \sum_{k=1}^{N} p_k,$$
 (1.5)

где: B_i – вероятность попадания на ступень *i* графика нагрузки, Т – число ступеней графика нагрузки, p_k – вероятность *k*-го случайного состояния, соответствующего случайным значениям генерации и нагрузки ($P_{ik}^{\Gamma}, P_{ik}^{H}$) при которых наблюдается дефицит мощности.

Данный показатель является одним из наиболее распространенных в мировой практике оценки балансовой надежности, его используют системные операторы стран Европейского союза, Канады и США [10, 17, 38, 44, 46].

LOLE (Loss Of Load Expectation) – математическое ожидание числа суток в году, в которые имеет место дефицит мощности с ограничением нагрузки. При расчете данного показателя используется, как правило, модель представления графика нагрузки суточными максимумами [46]. Расчетное выражение для определения *LOLE* имеет вид:

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N} \sum_{d=1}^{D} E_{k,d}, \qquad (1.6)$$

где: N – количество случайных состояний, моделируемых для заданного интервала; D – количество дней в оцениваемом интервале $E_{k,d}$ – логическая переменная, индикатор дефицита мощности в системе для рассматриваемых суток d, если в рассматриваемых сутках наблюдается хотя бы один час с дефицитом мощности $E_{k,d}$ =1, в ином случае $E_{k,d}$ =0, в иной форме выражение (1.6) может быть представлено как:

$$LOLE = \sum_{i=1}^{T} t_{icym} \sum_{i=1}^{T} B_i \sum_{k=1}^{N} p_k, \qquad (1.7)$$

где: *t*_{*i*сут} – длительность интервала *i* в сутках.

LOLH (Loss Of Load Hours) – математическое ожидание числа часов в году, в которые имеет место дефицит мощности (с ограничением нагрузки). При расчете данного показателя используется, как правило, почасовая модель представления графика нагрузки [46]. Расчетное выражение *LOLH* имеет вид:

$$LOLH = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N} \sum_{h=1}^{H} n_{k,h}, \qquad (1.8)$$

где: N – количество случайных состояний, моделируемых для заданного интервала; H – количество часов в оцениваемом интервале $n_{k,h}$ – логическая переменная, индикатор дефицита мощности в системе для рассматриваемого часа h, если рассматриваемому часу соответствует ситуация связанная с ограничением нагрузки то – $E_{k,h}$ =1, в ином случае $E_{k,h}$ =0. В иной форме выражение (1.8) может быть представлено как:

$$LOLH = \sum_{i=1}^{T} t_{ivac} \sum_{i=1}^{T} B_i \sum_{k=1}^{N} p_k, \qquad (1.9)$$

где: $t_{i + ac}$ – длительность интервала i в часах.

Сопоставляя показатели *LOLH* и *LOLE*, важно подчеркнуть особенность, отмеченную в [39]: «В первом приближении, казалось бы, что показатели *LOLE* и *LOLH* можно связать соотношением *LOLH* = $24 \cdot LOLE$. На самом деле это выражение соответствует действительности только в том случае, когда при определении показателя *LOLE* для каждых суток моделируется часовой график нагрузки с накоплением длительности потери на- грузки в часах, которые затем пересчитываются в размерность суток». Расчет данного показателя достаточно широко распространен в Северной Америке, при этом в качестве нормативно закреплённого показателя его использование не столь распространено, и устанавливается на отметке 2,4 ч/год. В странах западной Европы нормативное значение LOLH устанавливается на уровне от 3 до 8 часов в год [39, 44].

LOEE (Loss Of Energy Expectation) или EUE (Expected Unserved Energy) – математическое ожидание годового объема ограничения электропотребления. LOEE единственный показатель, который рассматривает фактическую величину ограничения энергопотребления, расчетное выражение LOEE выглядит следующим образом:

$$LOEE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N} ENS_k , \qquad (1.10)$$

где: N — количество случайных состояний, моделируемых для заданного интервала; ENS_k (*Energy Not Supplied* в MBт·ч)— ограничение потребления для случайного состояния k.

Показатель *LOEE* крайне полезен при принятии решения о дальнейшем развитии ЭЭС, поскольку он позволяет оценить возможные затраты, связанные с компенсацией и ущерба от недоотпуска электроэнергии, и на основании полученной информации скорректировать инвестиции в ту или иную область ЭЭС.

Практически все представленные показатели определяются, исходя из допущения их функциональной временной аддитивности, что позволяет для расчетов использовать математические методы, основанные на моделировании случайных событий, а для нагрузки – графики ПО продолжительности. В то же время алгоритмы, основанные на моделировании случайных процессов, по определению рассматривают нагрузку как динамический процесс, согласованный с конфигурацией графика нагрузки. Выбор того или иного подхода (моделирование случайных событий или случайных процессов) значительным образом может сказаться на результирующих ПБН. При этом предпочтение следует отдать тем методам и алгоритмам, которые учитывают хронологическую последовательность нагрузки [47].

В математическом аспекте основной задачей БН является определение вероятностных характеристик (функции распределения (ФР), частоты, математического ожидания, дисперсии и др.) дефицита мощности и энергии отдельных концентрированных ЭЭС, работающих в составе объединения (ОЭЭС) с ограниченной пропускной способностью (ПС) межсистемных связей (МСС). На основании результирующих ФР можно вычислить ожидаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии, а следовательно, и решить, например, задачу об эффективности инвестиций на развитие ЭЭС [48].

21

1.3. Методы расчета показателей балансовой надежности электроэнергетических систем

На сегодняшний день, наиболее распространенными методами для оценки показателей балансовой надежности многозонных ЭЭС, как в России, так и за рубежом являются аналитические методы и методы статистического моделирования (ММК) [35, 44, 49,50].

Как отмечено в [8] «Статистические методы – методы расчета надежности, основанные на использовании методов статистического моделирования, где основные процессы функционирования объекта, включая стохастические, представляются многократно испытываемой вероятностной моделью. Данные методы являются по существу, методами «математического испытания на надежность»».

При определении показателей балансовой надежности с помощью ММК может быть использован анализ случайных событий или случайных процессов [44, 51-53].

Анализ случайных событий предполагает рассмотрение отдельных временных интервалов и соответствующих им случайных состояний системы (состояние оборудования и значения нагрузки). Для каждого состояния определяется дефицит мощности. Многократное повторение данной процедуры позволяет получить требуемые показатели надежности. При этом данный подход не позволяет оценить длительность дефицитных состояний, поскольку каждое состояние не зависит от предшествующего ему состояния системы. Основными, используемыми в бывшем СССР моделями были SINAR-МЭИ, «Орион», «Коралл», Янтарь, модель ЭНИНа [54-59].

При использовании анализа случайных процессов моделируется случайный поток отказов для рассматриваемого периода, после чего, для отдельных интервалов времени выбираются случайные величины нагрузки, определяются дефициты мощности и их продолжительность. Многократное повторение этой процедуры позволяет вычислить искомые показатели надежности. Говоря о моделях, использовавших данный подход в бывшем СССР, стоит отметить программный комплекс «Поток» [60]. ММК используются в тех случаях, когда еще не разработаны, или недостаточно отлажены аналитические методы. В них относительно просто учитываются факторы, определяющие надежность ЭЭС, и нет ограничения на вид законов распределений моделируемых событий. Необходимая точность достигается ценой увеличения числа реализаций, приводит к значительной, даже по меркам задач долгосрочного планирования, длительности расчета ПБН, занимающей от нескольких минут до нескольких дней [10, 46]. На рисунке 1.1 представлена укрупненная блок схема реализации метода ММК при оценке ПБН ОЭС.



Рисунок 1.1 – укрупненная блок схема ММК

Идея аналитических методов заключается в преобразовании рядов вероятностей (функций распределения) исходных величин с использованием методов математической статистики и теории вероятностей, для получения результирующих показателей надежности.

Достаточно распространенным аналитическим методом является метод свертки. На каждом этапе свертки схемы межсистемная связь *А-В* рассматривается совместно со смежными ЭЭС *А*, *В* по модели диполя (см. рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Рассмотрение МСС А-В по модели диполя

При текущих вероятностных характеристиках ЭЭС A и B (без учета связи с иными ЭЭС), определяются вероятностные параметры потока мощности по связи A-B. При свертке схемы от узла B к узлу A, результирующие показатели БН объединенного узла определяются как сумма собственных математического ожидания и дисперсии небаланса мощности (HM) узла A с возможной помощью/спросом узла B. При данном подходе, возможный дефицит исключаемого узла рассматривается как приоритетный, в результате чего на последнем этапе свертки, возможная помощь от системы учитывает все ранее исключенные узлы (а значит и их дефициты), что может привести к завышенным показателям дефицита мощности в узле. Кроме того, подобный подход позволяет определить показатели надежности, лишь для простейших радиальных систем.

Дополнительно к отмеченному, встречается подход использования свертки функций распределения (ФР) вероятностей генерации и нагрузки отдельных концентрированных систем (зон надежности) без учета ограничений ПС МСС, для получения итоговой ФР НМ ЭЭС и последующего вычисления

ПБН [44]. Основным недостатком отмеченного подхода является высокая вычислительная сложность интеграла свертки в случае большого числа переменных [44, 49] в связи с чем, в качестве альтернативы, предлагается использовать семиинварианты (коэффициенты разложения логарифма характеристической функции в ряд Маклорена).

При использовании метода семиинвариантов, ФР итогового НМ в системе, может быть представлена через сумму семиинвариантов соответствующих исходных независимых случайных величин (например, небалансов узлов) [36], при этом для получения ФР на основании полученных характеристик используется аппроксимация с использованием рядов Грама-Шарлье [61], разложения Эджворта [62], Тейлора [63] и др. К недостаткам метода относят зависимость точности расчета от числа рассчитываемых семиинвариантов и возникновения погрешности на этапе перехода от семиинвариантов к итоговой ФР [49].

Другой распространенной группой аналитических методов, являются методы, основанные на точечной оценке ФР. Идея методов точечной оценки получении параметров (математического ожидания и заключается в ΦP среднеквадратичного отклонения) искомых величин (перетоков мощности, значений ограничения нагрузки и т.д.), через точечную оценку исходных ФР. При этом, несмотря на простоту реализации по сравнению, к примеру, с методом свертки в качестве ключевых недостатков данного метода, как правило, выделяют снижение точности при увеличении числа переменных [64].

Применение того или иного подхода к расчету ПБН, во многом, определяется детализацией расчетной модели, а она, в свою очередь, зависит от горизонта планирования и существующих принципов взаимодействия между отдельными ЭЭС.

1.4. Расчетная модель для определения показателей балансовой надежности

Формирование расчетной модели ЭЭС – один из ключевых этапов при планировании развития ЭЭС. Учет всех физических явлений, возникающих в ходе эксплуатации ЭЭС с учетом стохастического характера параметров, влияющих на работу ЭЭС – крайне трудоёмкая задача, как с точки зрения учета вероятностных характеристик исходных данных, так и с точки зрения вычислительных возможностей современного оборудования. В связи с этим в рамках решения задачи определения ПБН вводится ряд допущений для расчетной модели, среди которых, в качестве основных, следует выделить [1]:

- напряжения в узлах расчетной схемы и частота сети считаются неизменными и равными номинальным значениям;

- ограничения на передачу мощности внутри зоны надежности не учитываются;

- в расчетах рассматриваются только балансы активной мощности;

 ограничения пропускной способности между зонами надежности определяются величинами максимально допустимого перетока мощности по межсистемным связям.

Схожие ограничения принимаются и при расчетах балансовой надежности зарубежными системными операторами. При этом ЭЭС рассматривается с точки зрения трех «иерархических уровней» [65]. Иерархический уровень 1 включает в себя оценку «достаточности» (балансовой надежности) только генерирующей части ЭЭС, при этом в качестве исходных случайных величин принимаются генерация и нагрузка в системе. В рамках иерархического уровня 2, помимо генерации, в процесс определения ПБН включается так же система передачи, что требует учета ограничений на пропускную способность межсистемных связей. 3 Иерархический уровень рассматривает энергосистему С учетом распределительных сетей, ЧТО многократно увеличивает размерность анализируемого объекта. Как правило, при расчете ПБН рассматриваются только первый второй иерархические уровни [36, 65], а И надежность распределительных систем определяется методами режимной надежности. В рамках российской практики [1], при оценке ПБН, также рассматриваются только 1 и 2 иерархические уровни. Далее представлены основные модели стохастических величин используемых при расчетах ПБН.

1.4.1. Модель генерации

Зарубежный опыт формирования моделей генерирующей части ЭЭС предполагает различные подходы, среди которых особо стоит отметить: использование модели с двумя состояниями генераторов (работа и отказ), использование аппарата Марковских процессов для представления генерации множеством состояний, использование модели случайных процессов для описания процессов работы, ремонта, внезапных отказов и т.д. [16, 17, 36, 53].

В российской практике превалируют два подхода представления генерации ЭЭС [66]. Первый подход заключается в использовании стохастической модели состояний работы для каждого генератора, рассматриваемого при моделировании. Второй подход предполагает рассмотрение совокупной генерирующей мощности в ЭЭС и построение ФР вероятностей генерации для каждой отдельной ЭЭС.

Первый подход основан на предположении о том, что для описания процесса службы агрегата справедлива модель с двумя состояния (работа и отказ), при этом вероятность отказа одного генератора может быть определена как:

$$q \approx \frac{T_{\scriptscriptstyle \rm B}}{T_{\scriptscriptstyle \rm p} + T_{\scriptscriptstyle \rm B}},\tag{1.11}$$

где: *T*_p, *T*_в – математические ожидания соответственно длительности работы и вынужденного простоя и агрегата.

Для расчетов ПБН, обусловленных уменьшения погрешности допущениями необходимо В модели генерации, использовать модели генерирующих агрегатов при всех возможных комбинациях их отказов [67], однако большая точность моделирования генерации обычно связана с существенным увеличением времени, которое требуется для получения результирующих ПБН.

Структура генерации в системе разнородна, генераторы отличаются по своим характеристикам, при этом стохастическая модель, используемая при расчете ПБН, должна быть приспособлена к подобной разнотипности. В связи с этим, на практике, группа разнотипных m генераторов эквивалентируется kгруппами однотипных генераторов с единичными мощностями G_k [67]. Для описания дискретных случайных состояний полученных эквивалентных групп используется биноминальное распределение. Вероятность совместного отказа i=0,1,...n в группе из n элементов может быть определена биномиальным распределением:

$$q(n,i) \approx C_n^i q^i p^{n-i}, \qquad (1.12)$$

где: p=1-q – вероятность безотказной работы элемента; $C_n^i = \frac{n!}{i!(n-i)!}$ – число сочетаний из *n* элементов по *i*.

Представленное выражение является отражением общего члена биномиального разложения $(p + q)^n$ по степеням *q*:

$$(q+p)^{n} = \sum_{i=0}^{n} C_{n}^{i} q^{i} p^{n-i} = 1.$$
(1.13)

На рисунке 1.3 приведены графики вероятностей отказов агрегатов мощностью 50 МВт с вероятностями отключения q=0,05. Зависимости построены для числа агрегатов *n*=5, 10, 20, 40, 80.



Рисунок 1.3 – Биноминальное распределение

В теории вероятности доказано (предельная теорема Муавра-Лапласа), биномиальное распределение при $n \rightarrow \infty$ является асимптотически что нормальным с математическим ожиданием M=nq и дисперсией D=npq, при этом замена биноминального распределения нормальным допустима, если $D \ge 9$ [67]. Поскольку для реальной концентрированной ЭЭС (зона надежности) число генераторов достаточно велико, то систему генерации без достаточно большой погрешности можно описывать нормальным распределением. Отсюда может объединенная система «генерация-нагрузка» быть представлена также нормальным распределением, что и принято в рассматриваемой работе. Однако, с целью более точной оценки БН, может быть выделена группа наиболее мощных генераторов, описываемая биноминальным распределением с эквивалентированием оставшейся части генерирующей системы нормальным распределением.

1.4.2. Модель нагрузки

В моделях нагрузки для оценки показателей балансовой надежности ЭЭС, как правило, учитываются: суточные и годовые неравномерности электропотребления, ошибки прогнозируемого регулярного режима максимума и нерегулярные отклонения от средних величин [9]. Согласно используемым в России методическим указаниям по проведению расчетов балансовой надежности, введенных с 01.09.2019, для определения ковариационной матрицы отклонений потребления от средней ожидаемой величины потребления, используются данные не менее чем за пятилетний за ретроспективный период [1]. При этом ковариационная матрица отклонений при оценке ПБН в рамках одного часа (промежутка постоянства нагрузки), может быть относительного представлена диагональной матрицей. Для описания ФР электропотребления, как правило, используется нормальное распределение [1, 66-69]. В случае использования ММК для расчетов ПБН, при моделировании нагрузки, для каждого случайного состояния системы в соответствии с заданными

29

математическим ожиданием (МО) $M_{P_{\rm Hi}}$ и дисперсией $D_{P_{\rm Hi}}$ согласно ФР определяется значения нагрузки каждой концентрированной ЭЭС. Для полученного с помощью генератора псевдослучайных чисел значения вероятности p_i задается в соответствии с нормальным законом распределения значение нагрузки $P_{\rm H}^i$, которое принимается в качестве текущего значения нагрузки для испытания (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Графическая интерпретация задания нагрузки для испытания при использовании ММК

Как показано в [9], в практических расчетах, при определении ПБН ЭЭС в случае учета дискретного характера генерации, достаточно эффективным, с зрения вычислений, ΦP точки является замена непрерывных электропотребления, аппроксимированными дискретными значениями плотности распределения (рисунок 1.5). При этом шаг дискретности нагрузки G совпадает с таковым в модели генерации. Для каждого уровня определяется своя вероятность p^k , которая впоследствии используется при формировании случайных состояний.

Среди представлений изменения нагрузки при моделировании, следует выделить два наиболее распространенных. В первом случае, в качестве характерного графика нагрузки, используется график характерного декабрьского максимума, при допущении о его применимости для всех рабочих дней года. Второй подход предполагает использование различных графиков нагрузки, соответствующих сезонным или месячным изменениям характера графика нагрузки, при этом размерность задачи, в таком случае значительно увеличивается. [9].



Рисунок 1.5 – аппроксимация нормального распределения нагрузки

В зарубежных исследованиях количество ступеней графика нагрузки, как правило, составляет 8760 часов [46, 70]. Так при оценке балансовой надежности, проводимой ежегодно, европейской сетью системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E), при прогнозировании нагрузки для каждого часа, используется график зависимости потребления от температуры окружающего воздуха (рисунок 1.6) [70].



Рисунок 1.6 – график зависимости потребления от температуры окружающего воздуха, используемый при формировании графика нагрузки ENTSO-E (каждая точка на графике соответствует средним значениям по температуре и потреблению)

На основании данных по температуре окружающего воздуха за 34 года, для каждого дня года, каждой моделируемой зоны, строится свой график температуры, который затем преобразуется в график нагрузки. Полученный график используется ENTSO-E при расчете ПБН, в частности в рамках подготовки ежегодного отчета по оценке балансовой надежности энергосистем стран участниц Европейского союза.

1.4.3. Учет пропускной способности связей

главных факторов, который Одним из оказывает влияние на результирующие балансовой надежности показатели (локально ПО подсистемам), является ограниченная пропускная способность (ΠC) межсистемных связей (МСС). В зависимости от её учета используется тот или иной математический аппарат, а общая задача конкретизируется как БН концентрированной ЭЭС или БН ЭЭС со «слабыми» связями.

Стохастический характер ПС MCC учитывается дискретным вероятностным распределением, представляемым вероятностным рядом (ВР). Представление ПС непрерывным распределением приводит к большим погрешностям, поскольку число состояний МСС относительно невелико (два при одной ЛЭП). Величина ПС МСС связи в России: «для нормальной и соответствовать ремонтных схем должны величинам суммарных перетоков электросетевым элементам, максимальных мощности ПО межзонную (совокупность связей), составляющим связь межзонных определенным исходя из условия достижения максимально возможной величины суммарного перетока по указанным элементам при сохранении допустимых параметров электроэнергетического режима работы [1]. Похожий подход используется и зарубежными энергосистемы» системными операторами, при этом величина ПС МСС определяется «чистой пропускной способностью» (Net Transfer Capacity) [10, 38, 70, 71], которая, в свою очередь, определяется физическим ограничениями с учетом запаса по надежности.

1.4.4. Учет потерь мощности

При существующей структуре ЭЭС неучет потерь мощности может приводить к существенной погрешности результирующих ПБН [72, 73]. Известно, что потери мощности квадратично зависят от тока по МСС. Распределение токов, в свою очередь, определяется законами Ома и Кирхгофа. В результате область учитываемых факторов при расчете ПБН расширяется за счет включения новых функциональных ограничений (закон Ома) [74].

К числу значимых факторов, определяющих такие ограничения, относится распределение потоков реактивной мощности, определяющих токи по МСС, а следовательно, и потери мощности в электрической сети. При этом распределение потоков активной мощности преимущественно определяется углами, а реактивной мощности – модулями векторов напряжений узлов ЭЭС [74]. В результате возникает необходимость оценки (в условиях задачи БН ЭЭС) параметров установившихся режимов ЭЭС в условиях вероятностного характера нагрузок и генерации. Данная задача известна как задача вероятностного потокораспределения (Probabilistic Power Flow (PPF)), или (если решается оптимизационная задача) оптимального вероятностного потокораспределения (Probabilistic Optimal Power Flow) [74-79]. Первые исследования и формулировка задачи POPF были предложены в 70-е годы прошлого века [76], при этом, несмотря на довольно большое количество исследований и методов расчета POPF, до сих пор, наиболее широко известным и используемым методом остается ММК, что, в частности, может быть вызвано трудоемкостью учета ограничений в форме неравенств при решении задачи распределения дефицита мощности в системе [44].

Точный расчет потерь мощности в ЭЭС, требует расчета установившегося режима, что в свою очередь, главным образом используется в рамках задачи оценки режимной надежности ЭЭС. Расчет установившихся режимов в рамках задачи определения ПБН, значительным образом усложняет расчетную модель, в связи с чем, как правило, потери мощности, в том числе и при стохастическом характере перетоков по МСС, учитываются путем задания функциональной зависимости между перетоками и потерями [73], – выбор ее вида определяется не только требуемой точностью, но и размерностью задачи.

Выводы по главе

- 1. Все более усложняющиеся структура и принципы управления ЕЭС России, позиционирование надежности как товара С заданной стоимостью, а также отсутствие нормативно закрепленных указаний управлению требуют руководящих ПО надежностью разработки комплексных подходов к оценке показателей надежности ЕЭС России. При этом, рассматривая надежность ЭЭС как комплексное свойство, следует четко оговаривать о каких свойствах и видах надежности идет речь. Выбор системы допущений и ограничений при должен осуществляться с учетом оценке надежности системы специфики задачи и горизонта планирования развития ЭЭС;
- 2. Основные факторы, оказывающие влияние на балансовую надежность ЭЭС, главным образом связаны с тремя категориями: генерацией, потреблением и передачей электроэнергии. В связи с ЭТИМ, математические модели для оценки ПБН должны достаточно подробно (по меркам долгосрочного планирования) задач учитывать стохастические свойства характеризующие производство, передачу и потребление электроэнергии;
- 3. Ключевые показатели балансовой надежности, как в России, так и за образом вероятности рубежом, главным связаны с оценкой возникновения и глубиной ограничения нагрузки в системе, при этом ПБН следует учитывать зависимость получаемых OT моделей представления ЭЭС;
- 4. Существующие методы расчета ПБН условно делятся на аналитические и ММК. Несмотря на широкое распространение ММК во всем мире, все

большое усложнение расчетных моделей взаимодействия между отдельными ЭЭС, используемых при определении ПБН, требует разработки новых подходов к учету стохастических характеристик ЭЭС. существующих Область сегодняшний применения, на день, аналитических методов определения ПБН ограничена как структурой, ЭЭС, рассматриваемых предполагает так размерами ЧТО И необходимость их дальнейшего совершенствования.

Глава 2 Математические модели и стратегии ограничения нагрузки при оптимальном распределении дефицита мощности в ОЭС

Вероятностное состояние ЭЭС связано с возможностью появления локального (для отдельной ЭЭС) или глобального (для ОЭС в целом) дефицита мощности, который по некоторому критерию распределяется между ЭЭС, входящими в состав объединения. Последняя процедура получила название задачи распределения дефицитов мощности (РДМ) [11, 20, 80]. Правило (критерий) РДМ во многом определяет показатели надежности, в связи с чем, возникает потребность учета стратегий взаимопомощи между узлами ОЭС, к числу которых относятся пропорциональное РДМ [20, 80], оказание помощи от отдельной ЭЭС только при избытке мощности и др. [1, 17]. В зависимости от критерия, вида ограничений и стратегии взаимопомощи задача РДМ решается методами линейного или нелинейного программирования [9, 8, 73, 80]. Процедура оптимизации в основном определяет длительность анализа отдельного статистического состояния, а следовательно, и общей задачи определения показателей БН ОЭС в целом.

Выбор той или иной стратегии РДМ определяет не только время необходимое для расчетов ПБН ЭЭС, но существенным образом влияет на сами величины ПБН. В 90-е годы прошлого века была предпринята попытка сопоставления ПБН получаемых при использовании различных программных комплексов. В число организаций, участвовавших в сопоставлении методов расчета ПБН, алгоритмов и программ при использовании в качестве тестовой, разработанной Сибирском В энергетическом институте схемы им. Л. А. Мелентьева, входили: Сибирский энергетический институт им. Л. А. Мелентьева (программные комплексы Янтарь, Поток); отдел энергетической кибернетики академии наук Молдавии (программный комплекс Состав); Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук (программный комплекс Орион) и др. [41]. Сравнение полученных в ходе расчетов ПБН показало их существенное различие.
Аналогичная ситуация наблюдалась в отчёте по оценке балансовой надежности 2016 года ENTSO-E [10]. При этом отсутствие эталонного метода расчета ПБН ЭЭС для схем любой сложности, в том числе с контурами, не позволяет отдать предпочтение конкретному методу или алгоритму расчета. Система ограничений и допущений, которая принимается на стадии решения задачи оптимального распределения дефицита мощности в ОЭС, во многом определяет результаты, получаемые при использовании того или иного метода расчета. Как правило, полная математическая модель с подробным представлением системы ограничений и допущений и допущений для программных комплексов, используемых при расчете ПБН, скрыта, в связи с чем, достаточно сложно выявить причины отличия получаемых результатов.

Цели данной главы заключаются в анализе влияния наиболее распространенных вариантов математической постановки задачи на результирующие ПБН и демонстрации значимости учета стратегий взаимопомощи ЭЭС при решении задачи оптимального РДМ. Для демонстрации результатов решения задачи проведен сравнительный анализ результатов для простейших тестовых схем.

2.1. Линейные математические модели РДМ

Представление функции ущерба в виде линейной целевой функции (ЦФ), позволяет сформировать проблему РДМ в виде задачи линейного программирования:

$$\min_{\overline{L},\overline{G},X}(F = \overline{c}_{H}^{T}(\overline{L}_{\Phi} - \overline{L}) + \overline{c}_{\Gamma}^{T}(\overline{G}_{P} - \overline{G})), \qquad (2.1)$$

что равнозначно:

$$\max_{\overline{L},\overline{G},X} \left(F = \overline{c}_{_{\mathrm{H}}}^{^{\mathrm{T}}} \overline{L} + \overline{c}_{_{\Gamma}}^{^{\mathrm{T}}} \overline{G} \right), \qquad (2.2)$$

где: $X = \{X_{ij}\}$ – перетоки мощности (в рамках описания стратегий РДМ, более удобным видится представление связей в системе матрицей, однако возможно также использование векторного представления с заданием инцидентных узлов для каждой связи *j*, *j*=1,...*k*); \overline{L}_{Φ} , \overline{L} – фактический и покрытый спрос

соответственно; $\overline{c_{_{\rm H}}}$ – вектор удельных затрат на компенсацию ущерба вызванного недоотпуском электроэнергии потребителям; $\overline{G}_{\rm p}, \overline{G}$ – располагаемая и обеспеченная генерация соответственно; $\overline{c_{_{\rm T}}}$ – вектор удельных затрат на компенсацию ущерба, вызванного недоиспользованием генерирующих мощностей.

Ограничения для управляющих переменных $\{P_{\rm H}, G, X\}$, могут быть представлены в виде:

$$\overline{L} - \overline{G} + (X - X^t)\overline{\mathbf{i}} = 0, \qquad (2.3)$$

$$0 \le X \le X_{\max}, \tag{2.4}$$

$$\overline{L}^{\min} \le \overline{L} \le \overline{L}_{\Phi} \quad , \tag{2.5}$$

$$\overline{G}_{\min} \le \overline{G} \le \overline{G}_{\mathrm{P}},\tag{2.6}$$

$$\left\langle X, X^{t} \right\rangle = 0, \qquad (2.7)$$

где: $\langle X, X^{i} \rangle$ – скалярное произведение матриц; $X_{max} = \{x_{ij}^{max}\}$ максимальная ПС МСС в направлении от узла *i* к узлу *j*, 1 – п-мерный вектор из единиц; *n* – число обобщенных узлов в расчетной схеме.

Условие баланса мощности в отдельных узлах ОЭС может быть представлено как:

$$L_i - G_i + \sum_{\forall j} X_{ji} - \sum_{\forall i} X_{ij} = 0, \forall i.$$
(2.8)

Как правило, вторая составляющая ЦФ в выражениях (2.1) и (2.2), игнорируется, поскольку ущерб от недоиспользования генерирующей мощности значительно меньше ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. В таком случае целевая функция принимает вид:

$$\max_{\overline{L},\overline{G},X} \left(F = \overrightarrow{c}_{\mathrm{H}}^{T} \overline{L} \right).$$
(2.9)

В частном случае, при $c_{\mathrm{H},i}=1$; $c_{\mathrm{r},i}=0$, $\forall i$ выражение (2.9) представляет минимум суммарного недоотпуска электроэнергии по всей ОЭС.

Выражение (2.7), вводимое для выполнения условия: при наличии перетока мощности от узла *i* к узлу $j - x_{ij}$, переток в обратном направлении (от узла *j* к узлу *i*) равен нулю $x_{ji}=0$, делает задачу нелинейной. Данное условие может быть

исключено при решении задачи РДМ методами линейного программирования. В таком случае возможны решения вида: $x_{ij}\neq 0$ и $x_{ji}\neq 0$, при этом реальное значение перетока по связи определяется как разность перетоков мощности x_{ij} и x_{ji} .

Бесконечное множество возможных решений (на грани многогранника ограничений) задачи линейного программирования, предполагает наличие алгоритма выбора единственного решения, что, в зависимости от выбранного подхода, может привести к существенному отличию результирующих ПБН отдельных узлов ОЭС. В частности для задачи определения ПБН подобная особенность представлена в [9], где неоднозначность результатов решения задачи РДМ продемонстрирована для случая использования модели минимального суммарного недоотпуска электроэнергии. Частное решение задачи, представленной ЦФ (2.9) и системой ограничении (2.3)-(2.7) с помощью решателя линейного программирования для схемы с тремя узлами, при исходных данных: $c_{\text{н,i}}=1$, $L_i=2000$ MBT, $i=1,2,3, \overline{G}=(1500, 2500, 1700)$ представлено на рисунке 2.1а. В данном случае совокупный дефицит мощности в системы равный 300 МВт отнесен только к узлу 3, однако аналогичные значения ЦФ могут быть получены и при других решениях: (\overline{L} = (1750, 1950, 2000), \overline{L} = (1900, 1800, 2000) и др.). Следует отметить, что нагрузка может быть ограничена как в дефицитном, так и в избыточном узлах (\overline{L} = (1900, 1950, 1850)). В представленной стратегии РДМ в системе генерация ЭЭС не привязана к собственной нагрузке.

В продемонстрированных выше примерах суммарный дефицит мощности в ОЭС совпадает со значением ЦФ при оптимальном решении. Множество возможных равнооптимальных решений требует использования дополнительных критериев определения единственного решения. Иными словами, необходимо выделить совокупность «справедливых» или приближенных к реальной практике эксплуатации ЭЭС решений.



б) при (1,1; 1; 1,2);

Учет удельных затрат компенсацию ущерба, на вызванного потребителям, электроэнергии позволяет недоотпуском определённее распределить общесистемный дефицит мощности между отдельными узлами ОЭС. При $c_i \neq c_i, \forall_{i,i}$ – решение единственно, однако в данном случае ограничение нагрузки в узлах (вплоть до ее полного отключения) выполняется возрастанию C_i , начиная с наименьшего значения. Использование по подобного подхода предполагает возможность ограничения нагрузки и в узле с избыточной генерацией, рисунок 2.16. Однако в случае выполнения равенства $c_i = c_i$ для каких-либо *i* и *j*, неоднозначность решения сохраняется, поскольку дефицит между узлами с равными удельными затратами на ущерба ОТ недоотпуска электроэнергии компенсацию потребителям выполняется произвольно, в такой ситуации вновь требуется дополнительное условие выбора единственного решения.

Ввиду того, что нарушается принцип «справедливости» РДМ в ОЭС (суммарный дефицит мощности ОЭС распределяется между малым числом (в предельном случае одной) ЭЭС), стратегия максимального ограничения нагрузки, реализованная в математической модели представленной выражениями (2.1)-(2.7), не может быть рекомендована для применения на практике. Кроме того, нельзя не учитывать того, что удельные затраты на компенсацию ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям зависят от глубины ограничения нагрузки в системе, что делает ЦФ (2.9) нелинейной.

40

2.2. Учет транспортной составляющей ЦФ в линейной математической модели РДМ

Учет в ЦФ затрат на передачу электроэнергии (с помощью тарифной матрицы *H*), позволяет частично уменьшить многозначность возможных решений. В таком случае ЦФ, представленная выражением (2.1), может быть сформирована в виде:

$$\min_{\overline{L},\overline{G},X}(F = \overrightarrow{c}_{\mathrm{H}}(\overline{L}_{\Phi} - \overline{L}) + \overrightarrow{c}_{\Gamma}(\overline{G}_{\mathrm{P}} - \overline{G})) + \langle H, X \rangle, \qquad (2.10)$$

где: $\langle H, X \rangle = \sum_{i,j} H_{ij} X_{ij}$ – скалярное произведение матриц.

При $H_{21} = 0,11; H_{23} = 0,1; c_{n,i} = 1, \forall i$, в представленной на рисунке 2.1 схеме, единственно возможным решением будет, $\overline{L} = (1700, 2000, 2000)$. Однако в выражении (2.10) не соблюдается принцип «справедливости» – совокупный дефицит мощности ОЭС относится только к узлу 1, поскольку стоимость передачи электроэнергии в узел 1 больше чем в узел 2 ($H_{21} > H_{23}$). В случае равной стоимости передачи электроэнергии в узел 1 больше чем в узел 2 ($H_{21} > H_{23}$). В случае равной стоимости передачи электроэнергии в узлы ОЭС, использование тарифной матрицы не позволяет решить проблему неоднозначности решения, поскольку в данному случае вновь возникает множество равнозначных решений на грани многогранника ограничений.

2.3. Пропорциональная стратегия РДМ

Пропорциональное мощностям нагрузок распределение суммарного дефицита мощности в ОЭС, может быть использовано для возможного решения проблемы «справедливости». При пропорциональном РДМ, как правило, выделяют два подхода: РДМ между всеми потребителями, включая избыточные ЭЭС и РДМ только между потребителями дефицитных ЭЭС (локальная стратегия) [69].

Пропорциональное распределение дефицита мощности (ПРДМ) отражает частотный эффект, – в случае наличия дефицита мощности в системе возникает снижение частоты в ОЭС, оно, в свою очередь, приводит к снижению нагрузки (регулирующий эффект нагрузки по частоте [81]). Снижение нагрузки, определяемое снижением частоты в системе, для случая одинаковых коэффициентов статизма нагрузки, пропорционально мощности нагрузки при номинальной частоте. Использование принципа ПРДМ требует внесения изменений в математическую модель.

Наличие ограничения по пропускной способности связей требует учета действия системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) [81]. К входящей в состав АРЧМ автоматике ограничения перетоков активной мощности подключаются не только нагрузки, но и наиболее маневренные генерирующие блоки ОЭС (множество *R*), изменение мощности которых направлено на снижение недопустимого перетока мощности [82].

Совокупный дефицит мощности в ОЭС, при допущении об отсутствии потерь в ОЭС, может быть определен как:

$$D_{\rm C} = \sum L_{\Phi,i} - \sum_{i \notin R} G_i - \sum_{i \in R} G_i \,. \tag{2.11}$$

Изменение частоты, вызванное наличием дефицита мощности в ОЭС (при совокупной нагрузке $L_c = \sum L_{\Phi i}$), определенного по выражению (2.11), рассчитывается с использованием регулирующего эффекта нагрузки системы $k_{\rm Hc}$:

$$\Delta f_* = \frac{1}{k_{\rm Hc}} \frac{D_{\rm c}}{L_{\rm c}}.$$
(2.12)

Снижение нагрузки в отдельных ЭЭС *i*, *i*=1,..*n* в таком случае может быть определено как:

$$\Delta L_i = k_{\rm Hi} L_i \Delta f_* = \frac{L_i}{L_c} \frac{k_{\rm H,i}}{k_{\rm Hc}} D_c, \qquad (2.13)$$

что, в свою очередь, определяет нагрузку в узле *i*:

$$L_{i}^{f} = L_{i} - \frac{L_{i}}{L_{c}} \frac{k_{\text{H},i}}{k_{\text{H}c}} D_{c}.$$
 (2.14)

Ввиду того, что в представленной математической модели не рассматривается зависимость ограничения нагрузки от удельных затрат на компенсацию ущерба, вызванного недоотпуском электроэнергии потребителям, то выражение (2.9) при $c_{_{H}} = 1$ и дополнительном ограничении (2.15), может быть принято в качестве ЦФ.

$$\overline{L} = \overline{L}^f, \qquad (2.15)$$

где: нагрузки в узлах после распределения дефицита мощности в системе $\overline{L}^{f} = \{L_{i}^{f}, \forall i\}$ определяются выражением (2.11).

Как показано на рисунке 2.2*a*, при избыточной ПС МСС совокупный дефицит мощности (D = 300 MBT) распределяется пропорционально мощностям нагрузок отдельных узлов. При этом переток мощности от узла 2 к узлу 1 $X_{21} = 400$ MBT. В случае если ПС связи между узлами 1 и 2 $X_{21} = 300$ MBT, то дефицит мощности, при пропорциональном распределении между узлами значительно увеличится и будет равен D = 600 MBT, рисунок 2.2*6*.

Подобная ситуация возникает, поскольку в случае использования пассивной частотной стратегии необходимо одновременное выполнение двух условий: пропорциональное распределение суммарного дефицита мощности и соблюдение ограничений по ПС МСС. Практически это реализуется тем, что АРЧМ сначала предельного перетока мощности ДЛЯ обеспечения снижает мощность электростанций В избыточной части ОЭС, после чего выполняется ограничение электропотребления [82]. Использование пропорциональное «пассивной частотной стратегии» вызывает существенно большее ограничение электропотребления, чем принудительное ограничение нагрузки.

Исключение из математической модели ограничения (2.15), позволяет преобразовать «пассивную частотную стратегию» в «активную частотную стратегию». В таком случае, решение для рассмотренного ранее набора исходных данных для схемы представленной на рисунке 2.2 δ , будет иметь вид: $\overline{L} = (1800, 1950, 1950)$, с совокупным дефицитом мощности D=300 MBT. При подобном подходе, поскольку относительная глубина ограничения нагрузки определяется расположением ЭЭС, частотный эффект в абсолютном виде отсутствует.



Рисунок 2.2 – Частотная стратегия: а) при достаточной ПС МСС; б) с насыщением связи

Величина дефицита, при данной стратегии, зависит и от конфигурации самой сети. В частности, наличие межсистемной связи 1-3, позволяет передать в узел 1 часть мощности из узла 2, что, в свою очередь, позволяет избежать увеличения общесистемного дефицита (рисунок 2.3*a*). Однако при X_{21} =200 MBT, X_{31} =100 MBT происходит насыщение связей между узлами 2-1, и 3-1, в результате при использовании «пассивной частотной стратегии» решение имеет вид: $\overline{L} = (1800, 1800, 1800)$ с суммарным дефицитом мощности D=600 MBT, а при «активной частотной стратегии» – $\overline{L} = (1800, 1950, 1950)$ с суммарным дефицитом мощности D=300 MBT, рисунок 2.3*6*.



Рисунок 2.3 – Частотная стратегия: а) при достаточной ПС МСС; б) с насыщением сечения (линии 1-3 и 1-2)

Если некоторое множество насыщенных связей образует минимальное сечение [83], то такое сечение разделяет ОЭС на подсистемы с различной

44

глубиной ограничения нагрузки. В задачах перспективного развития, определение подобных сечений, представляет самостоятельный интерес.

В задаче определения ПБН принимается допущение о совершенной работе автоматики, в связи с чем, пассивная частотная стратегия наряду со стратегией максимального ограничения нагрузки не может быть рекомендована для практического применения. Активная частотная стратегия, в свою очередь, обеспечивает решение с меньшим совокупным дефицитом мощности в системе и позволяет определить сечения с недостаточной ПС МСС, в связи с чем, при пропорциональном РДМ, она рассматривается в качестве предпочтительной.

2.4. Локальная стратегия РДМ

Ограничение нагрузки в избыточной ЭЭС противоречит принципам рыночной экономики, где система управления в первую очередь часто ориентирована на энергоснабжение собственного потребителя, и ограничение электропотребления необходимо выполнять только в дефицитных ЭЭС. Из стратегий РДМ, соответствующих этому принципу, следует отметить «локальный» принцип РДМ [17, 84].

При использовании данной стратегии дефицит мощности перераспределяется между множеством узлов *S*, которые его определяют. Учет отмеченного условия в математической модели выполняется за счет ввода дополнительного ограничения на управляющие переменные:

$$\{G_i \ge L_{\Phi,i}, i \in S\}. \tag{2.16}$$

Применение представленной модели для ранее использованных исходных данных позволяет получить решение, изображенное на рисунке 2.4a при достаточной ПС МСС, и на рисунке 2.46 при насыщенной по ПС связи $(X_{21}=\overline{X}_{21}=300 \text{ MBT})$. Можно видеть, что в отличие от решения представленного на рисунке 2.2, ограничение электропотребления возникает только в узлах 1 и 3. Следует отметить, что в случае недостаточной ПС связи между узлами 1 и 2, ограничения электропотребления в узлах 1, 3 и

распределение перетоков мощности по МСС совпадают с теми, что были представлены на рисунке 2.2*6*. Это объясняется заложенным в алгоритм принципом пропорционального распределения нагрузки (пассивная частотная стратегия). Использование активной частотной стратегии позволяет увеличить нагрузку в узле 3 до 1900 МВт и снизить суммарный дефицит мощности до 300 МВт.



Рисунок 2.4 – Ограничение электропотребления дефицитных ЭЭС: а) отсутствие насыщения ПС; б) наличие насыщения ПС, X₂₁=300 МВт

2.5. Нелинейные модели оптимизации

Применение квадратичной ЦФ позволяет выделить единственное решение для задачи РДМ. Использование функций подобного вида характерно при представлении ЦФ в виде суммы квадратов дефицитов мощности нагрузки; учете потерь мощности в электрической сети [72, 73]; квадратичной функции ущерба (линейности удельного ущерба).

2.6. Стратегия взвешенных наименьших квадратов

Как было отмечено ранее «частотная стратегия» — один из наиболее эффективных подходов для «справедливого» пропорционального РДМ в ОЭС. Однако такой же результат может быть получен при использовании минимума взвешенной суммы квадратов расчетных дефицитов мощности $d_i = L_{\Phi,i} - L_i, \forall i$ в качестве критерия оптимизации.

$$\min_{\overline{L},\overline{G},X}(F = \sum c_{\mathrm{H},i}d_i^2), \qquad (2.17)$$

или, в матричном виде

$$\min_{\overline{L},\overline{G},X} (F = (\overline{L}_{\Phi} - \overline{L})^{\mathrm{T}} diag(c_{\mathrm{H}})(\overline{L}_{\Phi} - \overline{L})), \qquad (2.18)$$

где: $c_{\rm H} = \{c_{{\rm H},i}\}$ – весовые коэффициенты нагрузки, которые могут задаваться как исходные данные.

ЦФ (2.17) при $c_i = 1, \forall i$ может рассматриваться как стратегия наименьших квадратов. Использование данного критерия для кольцевой тестовой схемы при $c_{\rm H} = (1; 1; 1)$, позволяет получить решение, изображенное на рисунке 2.36. При $c_{\rm H} = (1,5; 1,4; 1)$ решение принимает вид $\overline{L} = (1800, 1958, 1942)$. В указанном случае дефицит мощности ЭЭС 1 не изменился, ввиду того, что электроснабжение данной ЭЭС ограничено ПС насыщенного минимального сечения (2-1; 3-1).

2.7. Стратегия линейного удельного ущерба

Если удельные затраты на компенсацию ущерба, вызванного недоотпуском электроэнергии потребителям, зависят от глубины ограничения нагрузки [67]:

$$c_{\mathrm{H},i} = \alpha_i + \beta_i \frac{d_i}{L_{\Phi,i}} = \alpha_i + \beta_i \left(1 - \frac{L_i}{L_{\Phi,i}} \right), \qquad (2.19)$$

где: $d_i = L_{\Phi,i} - L_i, \forall i$, – ограничение нагрузки в ЭЭС *i*. В таком случае ЦФ (2.1) при $c_{\Gamma} = 0$ может быть представлена квадратичной формой:

$$\Phi = c_{\mathrm{H},i}^T \overline{Q} = \sum \left(\alpha_i + \beta_i \frac{d_i}{L_i} \right) d_i , \qquad (2.20)$$

или, в матричном виде:

$$\Phi = \alpha^T \overline{Q} - \overline{Q}^T diag(\beta_*) \overline{Q}, \qquad (2.21)$$

где: $\beta_* = \beta_i / L_i, i = 1...n, Q_-$ вектор ограничения нагрузки в узлах ОЭС.

ЦФ (2.21) представляет собой квадратичную форму с линейной составляющей и в случае линейности системы ограничений (2.3) – (2.6) задача РДМ может быть решена средствами квадратичного программирования. Для тестовой схемы, принимая в качестве исходных данных $\alpha = (0,99; 1; 1)$, $\beta = (0,1; 0,15; 0,1)$, при достаточной ПС МСС на рисунке 2.5*а* изображено

единственное решение. Можно видеть, что ограничение нагрузки реализуется во всех узлах, включая избыточный узел 2. Представленная нелинейная модель может быть легко адаптирована к стратегии ограничения нагрузки только в изначально дефицитных узлах ОЭС.



2.8. Учет потерь мощности в МСС

Ввиду того, что потери мощности в МСС квадратично зависят от передаваемой мощности, их учет сводится к общей задаче нелинейного программирования. При определении ПБН ОЭС напряжения в узлах (концентрированных ЭЭС) считаются неизменными, в связи с этим потери мощности в МСС не могут быть определены точно, однако возможно выполнить оценку их величины по номинальным напряжениям. С целью учета потерь мощности, должны быть заданы длины $\{l_{ij}\}$ и активные сопротивления $\{r_{ij}\}$ МСС. В таком случае потери мощности в МСС *i-j* могут быть определены как:

$$\Delta P_{ij} = \frac{r_{ij} X_{ij}^2}{U_i^2} = \pi_{ij} X_{ij}^2, \qquad (2.22)$$

где: $\pi_{ij} = r_{ij} / U_i^2, U_i; U_i$ – номинальное напряжение узла *i*; X_{ij} – переток мощности по связи *i-j* в направлении от узла *i* к узлу *j*, с учетом ограничением по ПС МСС (2.4).

В системе ограничений (2.3) принимается допущение о неизменности потока мощности по связи. При учете потерь мощности переток мощности в

конце связи *i-j* равен X_{ij} — ΔP_{ij} . В таком случае выражение (2.3) может быть представлено в виде:

$$L_{i} - G_{i} + \sum_{j=1}^{n} X_{ij} - \sum_{j=1}^{n} (X_{ji} - \pi_{ji} X_{ji}^{2}) = 0, i = 1, ..., n.$$
(2.23)

Наличие квадратичной составляющей (2.23)делает В задачу (2.1),(2.23),(2.4)-(2.7) задачей нелинейного программирования с большим разнообразием алгоритмов ее решения. Следует заметить, что стандартные решатели нелинейного программирования, как правило, основаны на методах либо обобщенного приведенного градиента, либо внутренних точек, причем часто при решении задачи БН ЭЭС предпочтение отдается методу внутренних точек [73, 85]. В рамках данной работы для рассматриваемой тестовой схемы в нелинейной постановке с теми же параметрами ЦФ, что приняты на рисунке 2.5а, методом обобщенного приведенного градиента получено решение, представленное на рисунке 2.56. Можно видеть, что даже при относительно небольших значениях потерь, распределение суммарного дефицита мощности в системе изменяется значительно, относительно решения, при котором потери считаются равными нулю.

2.9. Алгоритм обеспеченного спроса.

На кафедре Автоматизированных электрических систем Уральского энергетического института разрабатывается алгоритм обеспеченного спроса (AOC) [86], основу которого составляют аналитические процедуры расчета ПБН. Участие автора здесь заключается в отладке расчетных процедур. В рамках алгоритма итерационно определяются вероятностные параметры перетоков мощности по МСС. На каждой итерации МСС между узлами *i* и *j* рассматривается совместно со смежными узлами *i* и *j* по модели диполя. Для вероятностных характеристик узлов *i* и *j* (с учетом связи со смежными узлами) рассчитываются вероятностные характеристики перетока мощности по МСС *i-j*. В рамках каждой итерации учитываются возможности смежных узлов (концентрированных ЭЭС) по обеспечению вероятностной реализации, рассчитанной случайной величины потока мощности.

Функция распределения вероятностей (ФР) потока мощности по МСС определяется состоянием смежных узлов на очередной итерации и рассчитывается с учетом условий: переток мощности от узла *i* к узлу *j* больше *x* (*x* – случайная величина), если в узле *i* имеется избыточный резерв мощности больше *x*, а в узле *j* – дефицит мощности величиной не менее x>0 или (в противоположном направлении, x<0) в узле *i* имеется дефицит, в узле *j* – избыток мощности того же объема. Математически, представленные условия могут выражены как:

$$F_{ij}^{k+1}(x) = \begin{cases} F_{j/i}^{k+1}(x) \Big[1 - F_{i/j}^{k}(-x) \Big], & -\overline{X}_{ji} \le x \le 0\\ 1 - F_{i/j}^{k+1}(-x) \Big[1 - F_{j/i}^{k}(x) \Big], & 0 \le x \le \overline{X}_{ji} \end{cases}$$
(2.24)

где: $F_{ij}^{k+1} - \Phi P$ потока мощности по МСС *i-j* на итерации *k*+1 ; $F_{i/j}^{k} - \Phi P$ HM *N* в узле *i* ($N_i = L_{\Phi,i} - G_i$) при условии отсутствия связи с узлом *j*; $F_{j/i}^{k} - \Phi P$ HM в узле *j* при условии отсутствия связи с узлом *i*.

Через ФР могут быть определены такие параметры случайной величины как: математическое ожидание, второй начальный момент и дисперсия σ_{ij}^2 .Для заданного закона распределения НМ в узлах это позволяет учесть вероятностные параметры перетока мощности по МСС в НМ смежных узлов. При этом необходимость учета ограниченных пропускных способностей МСС между узлами требует оперирования с редуцированными ФР [84]. Укрупненная блок схема алгоритма представлена на рисунке 2.6. В качестве исходных данных В данной задаче рассматриваются состав и вероятностные характеристики (в том числе математические ожидания (МО) и дисперсии) генерации и нагрузки в каждом узле для каждого интервала времени с неизменными характеристиками. На базе исходных данных строятся функции распределения НМ в узлах расчетного графа. Далее итерационным методом определяются вероятностные параметры перетоков НМ по МСС. В качестве основных расчетных переменных рассматриваются МО и дисперсии текущих (на каждой итерации) (НМ) в узлах и связях. Результирующие ПБН каждого из узлов формируются с учетом собственных вероятностных характеристик и характеристик потоков небалансов мощности по МСС.



Рисунок 2.6 – Блок схема алгоритма обеспеченного спроса

Необходимо отметить, что в рамках одной итерации (на каждой итерации выполняются расчеты МО перетоков по всем связям), учитывается влияние уже рассчитанных параметров на определяемые вероятностные параметры перетока НМ по рассматриваемой связи. При этом, как это показали проверочные расчеты, изменение параметров может иметь характер как отрицательных (стабилизирующих), так и положительных (дестабилизирующих) обратных связей. В результате процесс расчета может быть как сходящимся, так и расходящимся.

Согласно тестовым расчетам сходимость итерационного процесса определения перетоков по связям носит экспоненциальный характер. В связи с этим, предельная величина экспоненциальной функции может рассматриваться как установившееся значение перетока HM по MCC. На смежных итерациях скорости сходимости отличается. В связи с этим, по критерию сходимости, более надежное решение может быть получено при использовании параболической интерполяции. На рисунке 2.7 показан общий вид сходимости итерационного процесса с использованием параболической интерполяции и прогнозировании вероятностных параметров потоков HM по MCC на каждой итерации. Применение подобного подхода позволяет сократить время расчетов почти в 2 раза.



Использование АОС для радиальной схемы, позволяет получить результаты, практически полностью совпадающие с одним из частных решений, полученных при линейной постановке задачи РДМ (2.1)–(2.6), с минимальным совокупным дефицитом мощности ОЭС *D*=300 МВт. Это показывает, что АОС позволяет получить оптимальное (как минимум одно из множества) решение задачи РДМ. Поскольку АОС ориентирован на вероятностные нагрузки со значением среднеквадратичного отклонения не равного нулю, при моделировании в детерминированной постановке

вводилось отличное от нуля среднеквадратичное отклонение нагрузки $\sigma_{\mathrm{H},i} = 1, \forall i$, чем и обусловлено некоторое отличие (единицы мегаватт) от частного решения, полученного с помощью решателя линейного программирования, что и приводило к отклонению результирующих показателей от полученных методом линейного программирования.

Выводы по главе

- 1. Основанные применении линейного программирования на математические модели решения задачи оптимального РДМ не гарантируют единственность оптимального решения. При этом выбор окончательного решения осуществляется произвольно (например, любое, которое удовлетворяет критерию оптимальности), что приводит к отличию результирующих ПБН, полученных с использованием программных комплексов (ПК). По этой причине различных сопоставление ПК относительно ПБН требует конкретизации стратегии ограничения нагрузки, используемой в процедуре РДМ;
- 2. Применение нелинейных моделей оптимизации ОЭС ущерба с различными удельными затратами на компенсацию ущерба, вызванного недоотпуском электроэнергии потребителям и учете платы за передачу электроэнергии по МСС, обеспечивает единственность решения задачи РДМ. Единственность решения также обеспечивается применением нелинейных моделей оптимизации;
- «Пассивная частотная стратегия» в случае недостаточной ПС МСС приводит к существенному увеличению суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии;
- «Активная частотная стратегия» ограничения нагрузки позволяет получить решение задачи РДМ с минимальным суммарным по ОЭС дефицитом мощности и идентифицировать сечения, определяемые перегрузкой МСС;

- 5. Использование АОС, позволяет получить решение задачи РДМ, аналогичное решению при применении методов линейного программирования;
- 6. Выполнен анализ принципов формирования целевой функции в задаче ОРДМ. Показано, что нелинейные целевые функции более точно отражают технико-экономические свойства ОЭС и обеспечивают единственность решения ОРДМ.

Глава 3 Вероятностно-аналитический метод расчета показателей балансовой надежности ОЭС

Как было отмечен ранее, основным методом при определении ПБН до сих пор остается метод статистического моделирования случайных состояний ОЭС [17, 20, 66, 87], так как для каждой статистической выборки задачи БН решаются в детерминированной постановке, что позволяет применять существующий достаточно хорошо развитый математический аппарат и в полной мере учесть специфику работы ЭЭС.

При расчете ПБН, ключевым, на этапе анализа случайного состояния ОЭС, является блок выбора необходимых для обеспечения баланса мощности управляющих воздействий, основными из которых являются локальные, с учетом режимных и технологических ограничений, ограничения нагрузки и (или) генерации. При этом стратегии распределения дефицита или избытка мощности, законы Кирхгофа и Ома, могут быть частично или полностью учтены через простые или функциональные ограничения в процедурах линейного [69] или нелинейного программирования [72, 73]. Развитие рынка электрической энергии и мощности, а также появление локальных электрических систем с распределенной генерацией, расширило сферу задач и объектов востребованности оценки балансовой надежности. Необходимость учета дополнительных факторов при оценке балансовой надежности энергосистемы привела к резкому возрастанию размерности решаемых задач [10, 16, 88]. В результате, приемлемый для ОЭС с относительно небольшим числом концентрированных ЭЭС ММК становится не эффективным, даже по меркам задач долгосрочного планирования [10], что в свою очередь побуждает к развитию теории БН ЭЭС в направлении использования стохастических моделей без применения ММК. При этом ММК остается востребованным в качестве эталонного при проверке и отладке разрабатываемых аналитических методов расчета ПБН.

Задача определения ПБН в основном направлена на перспективное развитие ОЭС, каждый узел которой представляет собой концентрированную ЭЭС (зону надежности), где отсутствуют ограничения ПС МСС. При этом большая неопределенность электрических параметров В задачах перспективного развития не позволяет в полной мере учесть второй закон Кирхгофа и закон Ома. Отмеченное приводит к допустимости исключения при расчете ПБН математического аппарата, связанного с решением систем нелинейных уравнений установившихся режимов ЭЭС и использованию, в основном, потоковых моделей. В рамках данной главы предлагается вероятностно-аналитический (BAM) метод расчета вероятности И математического ожидания совокупного по ОЭС дефицита мощности и вероятности превышения ПС МСС, в рамках которого учитываются потери мощности в МСС ОЭС, а также зависимость распределения перетоков активной мощности от углов векторов напряжений по концам МСС.

3.1. Вероятностная формулировка задачи ОРДМ

Как было отмечено в главе 2, одним из ключевых этапов при определении ПБН является решение задачи РДМ. В рамках ММК она OЭC. решается для каждого детерминированного состояния При аналитическом подходе она формулируется с учетом стохастического характера нагрузок и генерации. В диссертации, с целью определения вероятности перегрузки МСС ОЭС, предлагается аналитический метод распределения располагаемой генерации и дефицита мощности между отдельными узлами ОЭС (концентрированными ЭЭС) при заданной стратегии распределения совокупного по ОЭС небаланса мощности пропорционально мощностям нагрузок отдельных узлов. Следует отметить, что в рамках решаемой задачи не учитываются балансы реактивных мощностей в сети (модули напряжений неизменны и равны номинальному напряжению сети). Нагрузки и располагаемые генерации узлов ОЭС рассматриваются как независимые случайные величины.

В качестве исходных данных принимаются: топология ОЭС (на основе которой строится первая матрица инциденций (узлы-связи)); ПС и сопротивления МСС; математические ожидания и дисперсии нагрузок и располагаемой генерации в узлах.

Результирующие данные, которые необходимо получить в результате решения задачи: вероятность и математические ожидание совокупного по ОЭС дефицита мощности, вероятности превышения ПС МСС заданных ограничений.

3.2. Распределение перетоков мощности по МСС

Условие распределения резервов и дефицитов мощности по критерию пропорционального распределения, без учета потерь мощности в МСС может быть представлено как:

$$\overline{G} + \overline{u} = \mu \overline{L} , \qquad (3.1)$$

где: \overline{L} – вектор нагрузок; \overline{G} – вектор располагаемой генерации; u – вектор инъекций мощности из электрической сети (сетевые инъекции), μ – коэффициент избыточности генерации, определяемый по выражению:

$$\mu = G_{\Sigma} / L_{\Sigma} = \left(\sum G_{i}\right) / \left(\sum L_{i}\right), \qquad (3.2)$$

где: $\{G_i, L_i, i=1, ..., n\}$ - компоненты векторов L, G.

Согласно (3.1) вектор сетевых инъекций генерации u, направленных на выполнение пропорциональное распределение суммарного HM, может быть рассчитан как:

$$\overline{u} = \mu \overline{L} - \overline{G}.$$
(3.3)

При представлении величин в о.е., неучете активных составляющих проводимости связей, неизменности и равенстве напряжений в узлах сети, уравнения узловых напряжений, описывающие баланс активной мощности в узлах ОЭС могут быть представлены в следующем виде [89, 90]:

$$B\overline{\delta} = \overline{u} = \mu \overline{L} - \overline{G}, \qquad (3.4)$$

где: $\bar{\delta}$ – вектор углов векторов напряжений по концам МСС, *B* – мнимая составляющая матрицы узловых проводимостей.

С учетом выражения (3.4) углы векторов напряжений по концам МСС могут быть определены как:

$$\overline{\delta} = B^{-1} \left(\mu \overline{L} - \overline{G} \right). \tag{3.5}$$

Вектор перетоков мощности по МСС (с заданием инцидентных узлов для каждой связи j, j=1,...k, в отличие от главы 2, где для представления перетоков мощности использовался матричный вид), учитывающий отмеченные в постановке задачи условия, может быть рассчитан по выражению:

$$\overline{X} = B_{br} \widehat{M}^{T} \overline{\delta} = A \left(\mu \overline{L} - \overline{G} \right), \tag{3.6}$$

где: $A = B_{br} \hat{M}^T B^{-1}$ — матрица потокораспределения, $\dim(A) = k \times (n-1)$, $\dim(M) = n \times k$; n — число узлов; k — число ветвей; B_{br} — диагональная матрица сформированная из реактивных проводимостей ветвей $\dim(B_{br}) = k \times k$; \hat{M} матрица инциденций (узлы-связи) сокращенная на одну строку, $\dim(\hat{M}) = (n-1) \times k$.

Как было отмечено ранее, модель ЭЭС, используемая при расчетах ПБН, включает ряд допущений, что с одной стороны приводит к снижению вычислительной сложности расчетных процедур, используемых для анализа состояний ЭЭС, а с другой может исказить реальную картину потокораспределения в ЭЭС. Использование матрицы потокораспределения *A*, представленной в выражении (3.6) при расчете ПБН, позволяет повысить адекватность модели ЭЭС, за счет упрощенного учета закона Ома при определении потокораспределения в сети.

3.3. МО и корреляционная матрица перетоков мощности

Поскольку МО произведения независимых случайных величин равно произведению их МО, то, с учетом допущения о независимости располагаемой генерации и нагрузки узлов, можно записать выражение:

$$\overline{m}_{X} = -A \left[m_{G_{\Sigma}} E \left(\frac{\overline{L}}{L_{\Sigma}} \right) - \overline{m}_{G} \right], \qquad (3.7)$$

где: $m_{L_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^{n} m_{L_{i}}, \quad m_{G_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^{n} m_{G_{i}}$ – соответственно совокупные величины МО нагрузки и генерации ОЭС, $E(\overline{L} / L_{\Sigma})$ – МО частного.

Числитель и знаменатель в выражении $E(\overline{L}/L_{\Sigma})$ не являются независимыми случайными величинами, что требует дополнительных математических преобразований для определения МО частного, для чего рассматривается, входящая в выражение (3.7) функция:

$$\overline{\Psi}\left(\overline{L}\right) = \frac{\overline{L}}{L_{\Sigma}}; \quad \left\{\Psi_{i} = \left(\frac{L_{i}}{L_{\Sigma}}\right), \quad i = 1, \dots, n\right\}.$$
(3.8)

При квадратичной аппроксимации данного выражения для точки МО нагрузок:

$$\psi_i = \psi_i(\overline{m}_L) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \psi_i(\overline{m}_L)}{\partial L_j} \widetilde{L}_j + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^n \sum_{s=1}^n \frac{\partial^2 \psi_i(\overline{m}_L)}{\partial L_j \partial L_s} \widetilde{L}_j \widetilde{L}_s, \quad i = 1, \dots, n,$$
(3.9)

где: $\tilde{L}_{j} = L_{i} - E(L_{i})$, i = 1, ..., n – центрированные случайные величины.

Квадратичная составляющая выражения (3.9) может быть записана следующим образом:

$$\frac{1}{2}\sum_{j=1}^{n}\sum_{s=1}^{n}\frac{\partial^{2}\Psi_{i}(\overline{m}_{L})}{\partial L_{j}\partial L_{s}}\tilde{L}_{j}\tilde{L}_{s} = -\frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^{2}}\tilde{L}_{i}\tilde{L}_{\Sigma} + \frac{m_{L_{i}}}{m_{L_{\Sigma}}^{3}}\tilde{L}_{\Sigma}\tilde{L}_{\Sigma}, \qquad (3.10)$$

в таком случае представление функции (3.8) в целом будет выглядеть как:

$$\Psi_{i} = \frac{m_{L_{i}}}{m_{L_{\Sigma}}} + \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}}\tilde{L}_{i} - \frac{m_{L_{i}}}{m_{L_{\Sigma}}^{2}}\tilde{L}_{\Sigma} - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^{2}}\tilde{L}_{\Sigma}\tilde{L}_{\Sigma} + \frac{m_{L_{i}}}{m_{L_{\Sigma}}^{3}}\tilde{L}_{\Sigma}\tilde{L}_{\Sigma}, \quad i = 1, \dots, n.$$
(3.11)

Выражения для расчет МО данной функции:

$$E(\psi_{i}) = \frac{m_{L_{i}}}{m_{L_{\Sigma}}} + \frac{m_{L_{i}}}{m_{L_{\Sigma}}^{3}} D_{L_{\Sigma}} - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \operatorname{cov}(L_{i}L_{\Sigma}).$$
(3.12)

При этом корреляционный момент нагрузок L_i и L_{Σ} определяется выражением:

$$\operatorname{cov}(L_i, L_{\Sigma}) = \operatorname{cov}\left(L_i, \sum_{j=1}^n L_j\right) = D_{L_i}, \qquad (3.13)$$

где: D_{L_i} дисперсия нагрузки узла *i*. Отсюда:

$$E(\Psi_{i}) = \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}} \left(1 + \frac{D_{L_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \right) m_{L_{i}} - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} D_{L_{i}}, \quad i = 1, ..., n, \qquad (3.14)$$

или, при представлении в векторном виде:

$$E(\overline{\Psi}) = \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}} \left(1 + \frac{D_{L_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}^2} \right) \overline{m}_L - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^2} \overline{D}_L.$$
(3.15)

Подставляя полученное выражение в (3.7), МО перетоков мощности по МСС можно представить в виде:

$$\overline{m}_{X} = -A \frac{m_{G_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}} \left[\left(1 + \frac{\sigma_{L_{\Sigma}}^{2}}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \right) \overline{m}_{L} - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}} \overline{D}_{L} \right] - A \overline{m}_{G}, \qquad (3.16)$$

где: D_{L_i} дисперсия нагрузки узла *i*, $\sigma_{L_{\Sigma}}$ – среднеквадратичное отклонение совокупной нагрузки ОЭС.

Помимо MO ПБН необходимо для определения знать среднеквадратичные отклонения перетоков мощности по МСС. Зависимость и наличие корреляции между перетоками мощности в ОЭС, предопределяется параметрами узловых инъекций И функциональной вероятностными взаимосвязью между перетоками мощности и узловыми инъекциями (поток мощности по МСС пропорционален разности фазовых углов напряжений инцидентных узлов). Уравнение для вычисления корреляционной матрицы (К_X) перетоков мощности может быть получено из (3.6). Для вычисления корреляционной матрицы в качестве, анализируемой вектор-функции, рассматривается дополнительные инъекции мощности в концентрированные ЭЭС:

$$\overline{u} = \overline{\varphi}(\overline{L}, \overline{G}) = \frac{G_{\Sigma}}{L_{\Sigma}}\overline{L} - \overline{G}.$$
(3.17)

С учетом (3.6). и принимая во внимание свойства корреляционной матрицы, корреляционная матрица перетоков мощности может быть определена по выражению: $K_{\chi} = AK_{\phi}A^{T}$. При этом матрица K_{ϕ} может быть рассчитана через корреляционные матрицы нагрузок и генераций узлов при линейной аппроксимации вектор-функции $\overline{\phi}(\overline{L},\overline{G})$ в области МО узловых нагрузок и генераций.

$$\varphi(\overline{L},\overline{G}) = \varphi(m_{\overline{L}},m_{\overline{G}}) + J_L \tilde{L} + J_G \tilde{G} = \varphi(m_{\overline{L}},m_{\overline{G}}) + (J_L - J_G) \begin{pmatrix} \tilde{L} \\ \tilde{G} \end{pmatrix}, \quad (3.18)$$

где: J_L, J_G – матрицы Якоби, определенные при $\overline{L} = \overline{m}_L; \overline{G} = \overline{m}_G$.

$$J_{L} = \left[\frac{\partial \varphi_{i}}{\partial L_{j}}\right] = m_{\mu}Z; \quad J_{G} = \left[\frac{\partial \varphi_{i}}{\partial G_{j}}\right] = -Z, \qquad (3.19)$$

$$\frac{\partial \varphi_i}{\partial L_i} = \mu_m \left(1 - \frac{L_i}{L_{\Sigma}} \right); \quad \frac{\partial \varphi_i}{\partial L_j} = -\mu_m \frac{L_i}{L_{\Sigma}}, \quad j \neq i; \quad \frac{\partial \varphi_i}{\partial G_i} = \frac{L_i}{L_{\Sigma}} - 1; \quad \frac{\partial \varphi_i}{\partial G_j} = \frac{L_i}{L_{\Sigma}}, \quad j \neq i; \quad (3.20)$$

$$Z = \left[Z_{ii} = 1 - \frac{m_{L_i}}{m_{L_{\Sigma}}}; \quad Z_{ij} = -\frac{m_{L_i}}{m_{L_{\Sigma}}}, j \neq i \right],$$
(3.21)

$$\mu_m = m_{G_{\Sigma}} / m_{L_{\Sigma}}, \qquad (3.22)$$

или, в матричном виде:

$$Z = I - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}} diag(m_L) [1]_{n,n}, \qquad (3.23)$$

где: $[1]_{n,n}$ – квадратная матрица *n*-го порядка, состоящая из единиц; *I* - единичная матрица; $diag(m_L)$ – диагональная матрица из МО нагрузок.

Принимая во внимание выражение, матрица корреляционных моментов узловых инъекций может быть рассчитана как:

$$K_{\varphi} = \begin{pmatrix} J_L & J_G \end{pmatrix} \begin{pmatrix} K_L & 0 \\ 0 & K_G \end{pmatrix} \begin{pmatrix} J_L & J_G \end{pmatrix}^T = J_L K_L J_L^T + J_G K_G J_G^T, \quad (3.24)$$

где: *K_L*, *K_G* –диагональные ковариационные матрицы нагрузки и генерации соответственно.

Подставляя матрицы Якоби J_L, J_G (3.19) в (3.18), получаем:

$$K_{\varphi} = \begin{pmatrix} \mu_m Z & -Z \end{pmatrix} \begin{pmatrix} K_L & 0 \\ 0 & K_G \end{pmatrix} (\mu_m Z & -Z \end{pmatrix}^T = \mu_m^2 Z K_L Z^T + Z K_G Z^T = Z K_N Z^T, \quad (3.25)$$

где: диагональная матрица дисперсий расчетных НМ:

$$K_N = \mu_m^2 K_L + K_G \,. \tag{3.26}$$

Используя соотношение (3.6), можно получить матрицу корреляционных моментов для перетоков мощности по МСС:

$$K_{X} = AK_{\varphi}A^{T} = (AZ)K_{N}(AZ)^{T}.$$
(3.27)

Выражения (3.16) и (3.27) позволяют определить стохастические характеристики перетоков мощности по МСС, которые, в том числе, могут быть использованы при оценке потенциальной загрузки МСС между отдельными узлами ОЭС. Однако для более точного расчета ПБН требуется учет потерь мощности в системе.

3.4. Потери мощности

Использование коэффициентов потерь, позволяющих задать линейную функцию зависимости потерь от объема передаваемой мощности, может рассматриваться в качестве возможного решения проблемы учета потерь мощности в задаче определения ПБН [20, 66, 73]. Для электрических сетей сверхвысокого напряжения ($U \ge 500$ кВ) потери мощности составляют (0,5–1)% от выдаваемой в электрическую сеть мощности [91]. В рассматриваемой постановке сумма экспортов мощности может рассматриваться как совокупная мощность выдаваемая в электрическую сеть. В таком случае потери мощности в электрической сети можно определить как:

$$\pi_{\Sigma} = k_{\pi} \sum_{i=1}^{n} (u_i < 0).$$
(3.28)

При допущении о нормальном распределении узловых инъекций, математическое ожидание $E(\pi_{\Sigma})$ и дисперсию $D(\pi_{\Sigma})$ суммарных потерь

мощности можно получить через МО M(a,b,m,D) и дисперсию D(a,b,m,D) редуцированного нормального распределения [84]:

$$E(\pi_{\Sigma}) = k_{\pi} \sum_{i=1}^{n} E(u_{i} > 0) = k_{\pi} \sum_{i=1}^{n} M(0, \infty, m_{u_{i}}, D_{u_{i}}),$$

$$D(\pi_{\Sigma}) = k_{\pi}^{2} \sum_{i=1}^{n} D(u_{i} > 0) = k_{\pi}^{2} \sum_{i=1}^{n} D(0, \infty, m_{u_{i}}, D_{u_{i}}),$$
(3.29)

где:

$$M(a,b,m,D) = aF(a) + b[1-F(b)] + m[F(b)-F(a)] + D[f(a)-f(b)],$$
(3.30)

$$D(a,b,m,D) = a^{2}F(a) + b^{2}[1 - F(b)] + m^{2}[F(b) - F(a)] + 2mD[f(a) - f(b)] + D[(m+a)f(a) - (m+b)f(b)] - m_{p}^{2}$$
(3.31)

где: *f*(*x*), *F*(*x*) – соответственно дифференциальная и интегральная функции нормального распределения вероятностей.

Значение коэффициентов потерь не привязаны к конкретной структуре электрической сети, в связи с чем, они могут иметь большую степень неопределённости. Даже в рамках диапазона (0,5–1)% оценки минимальных и максимальных значений отличаются в два раза. При этом потери мощности существенно влияют на получаемые значения МО недоотпуска электроэнергии потребителям. В этой связи возникает необходимость уточнённого расчета потерь мощности.

Потери активной мощности в МСС квадратично зависят как от активной $\{P_i\}$, так и от реактивной $\{Q_i\}$ мощностей по связям по связям:

$$\pi_{\Sigma} = \sum_{j=1}^{k} R_j \frac{P_{j(s)}^2 + Q_{j(s)}^2}{U_s^2},$$
(3.32)

где: *s* – номер одного из инцидентных узлов связи *j*.

Ввиду значительной неопределённости как структуры, так и параметров электрической сети, в рамках задачи расчета ПБН ОЭС распределение реактивной мощности, и решение уравнений установившихся режимов не производится. Кроме того, при оценке ПБН акцент главным образом ставится на обеспеченности потребителей активной энергией. Однако в качестве дополнительных исходных данных при расчетах ПБН могут быть заданы коэффициенты мощности концентрированных узлов нагрузки $\{tg\varphi, i=1,...,n\}$, по которым возможно определить значения реактивных мощностей отдельных концентрированных ЭЭС. В масштабе ОЭС разнородность структуры электропотребления отдельных концентрированных ЭЭС не очень велика, в связи с чем, при расчете потерь мощности $tg\varphi$ для всех узлов можно считать одинаковым и равным, например, средневзвешенному коэффициенту мощности. В таком случае распределение перетоков реактивной мощности по МСС будет пропорциональным распределению активной мощности с тем же значением $tg\varphi$. При представлении физических величин в относительных единицах и напряжении U=1 о.е.:

$$\pi_{\Sigma} = c_{\pi} \sum_{j=1}^{k} R_{j} x_{j}^{2} , \qquad (3.33)$$

где: x_j – переток активной мощности по МСС j, $c_{\pi} = (1 + tg^2 \varphi)$.

Учитывая, что:

$$x_{j}^{2} = \left(\tilde{x}_{j} + m_{x_{j}}\right)^{2} = \tilde{x}_{j}^{2} + 2\tilde{x}_{j}m_{x_{j}} + m_{x_{j}}^{2}, \qquad (3.34)$$

уравнение (3.32) может быть записано как:

$$\pi_{\Sigma} = \pi \left(\overline{m}_{\bar{x}}\right) + \left(1 + tg^{2}\varphi\right) \left(2\sum_{j=1}^{k} R_{j}m_{x_{j}}\tilde{x}_{j} + \sum_{j=1}^{k} R_{j}\tilde{x}_{j}^{2}\right).$$
(3.35)

В таком случае вектор потерь мощности в МСС:

$$\overline{\pi} = \pi \left(\overline{m}_{\overline{X}}\right) + c_{\pi} \left(2 \left[R_{i} m_{X_{i}}\right] \widetilde{X} + \left[R_{i}\right] diag(\widetilde{X} \widetilde{X}^{T})\right), \qquad (3.36)$$

где: $[R_i]$ – диагональная матрица из элементов \bar{R} , $diag(XX^T)$ – вектор из диагональных элементов матрицы $\tilde{X}\tilde{X}^T$.

МО потерь мощности в связях с учетом (3.36) могут быть определены как:

$$m_{\pi} = \pi \left(\overline{m}_{\bar{x}}\right) + c_{\pi} \left(\left[R_{i}\right] diag(K)\right), \qquad (3.37)$$

где: diag(K) — вектор, состоящий из элементов матрицы корреляционных моментов перетоков мощности, расположенных на главной диагонали и равных дисперсии потоков мощности по МСС.

Матрица корреляционных моментов потерь мощности в МСС может быть определена при ограничении (3.36) линейной составляющей:

$$\operatorname{cov}(\overline{\pi}) = c_{\pi}^{2} \left[R_{i} m_{X_{i}} \right] K_{X} \left[R_{i} m_{X_{i}} \right]^{T}.$$
(3.38)

МО суммарных потерь мощности в связях:

$$E(\pi) = c_{\pi} \left(\pi(m_{\overline{X}}) + \sum_{j=1}^{k} R_{j} \sigma_{j}^{2} \right).$$
(3.39)

Оценка дисперсии суммарных потерь может быть получена при представлении выражения (3.36) в виде квадратичной формы:

$$\pi_{\Sigma} = c_{\pi} \overline{X}^{T} \left[R_{i} \right] \overline{X} .$$
(3.40)

При допущение о нормальности распределений перетоков мощности по МСС (приемлемое для задачи определения ПБН ОЭС допущение), дисперсия суммарных потерь, может быть рассчитана согласно выражению, полученному на базе математического аппарата регрессионного анализа [92]:

$$\operatorname{var}(\pi_{\Sigma}) = c_{\pi}^{2} \left[2 \operatorname{tr}\left(\left(\left[R_{i} \right] K_{X} \right)^{2} \right) + 4 \overline{m}_{X}^{T} \left[R_{i} \right] K_{X} \left[R_{i} \right] \overline{m}_{X} \right], \quad (3.41)$$

где: tr(.) – след матрицы.

Вероятностные характеристики суммарных потерь мощности, полученные с помощью выражений (3.39) и (3.41), позволяют уточнить расчётные процедуры для поиска вероятностных характеристик перетоков мощности за счет коррекции коэффициента избыточности µ. Фактически потери мощности представляют собой дополнительную нагрузку для ОЭС. В этой связи, возможно, выполнить коррекцию определяемого по выражению (3.2) коэффициента избыточности:

$$\mu = G_{\Sigma} / (L_{\Sigma} + \pi_{\Sigma}) = (\sum G_i) / (\pi_{\Sigma} + \sum L_i).$$
(3.42)

Поскольку в качестве критерия оптимального РДМ принята стратегия пропорционального распределения небалансов мощности, совокупные потери

могут быть разнесены по концентрированным ЭЭС пропорционального их нагрузкам. Подобный процесс с точки зрения математической модели может рассматриваться как увеличение нагрузок отдельных ЭЭС. Отсюда описанная выше методика расчета перетоков мощности остается правомерной при поправке коэффициента избыточности.

Уточненный расчет потерь при определении ПБН выполняется итерационно, для каждого нового значения потерь выполняет расчет перетоков мощности, для которого определяется новое значение потерь. Тестовые расчеты, при этом, показывают, что удовлетворительная точность расчетов достигается и при одной итерации.

3.5. МО и дисперсия дефицита мощности в ОЭС

Коэффициент избыточности, применяемый в стратегии пропорционального распределения небаланса мощности и рассчитываемый как частное совокупной генерации к совокупной нагрузке ОЭС (3.2), может быть использован для определения таких характеристик дефицита мощности ОЭС в целом как: вероятность, МО и дисперсия, а при пропорциональности распределения небаланса мощности и для каждой концентрированной ЭЭС в отдельности [74]. Состоянию ОЭС, при котором наблюдается дефицит мощности, соответствует значение коэффициента избыточности $\mu(G_{\Sigma}, L_{\Sigma}) < 1$.

Учитывая, что:

$$\frac{\partial \mu}{\partial L_{i}} = -\frac{G_{\Sigma}}{L_{\Sigma}^{2}}; \quad \frac{\partial \mu}{\partial G_{i}} = \frac{1}{L_{\Sigma}}; \quad \frac{\partial^{2} \mu}{\partial L_{i}^{2}} = \frac{2G_{\Sigma}}{L_{\Sigma}^{3}},$$

$$\frac{\partial^{2} \mu}{\partial L_{i} \partial G_{j}} = \frac{\partial^{2} \mu}{\partial G_{i} \partial L_{j}} = -\frac{1}{L_{\Sigma}^{2}}; \quad \frac{\partial^{2} \mu}{\partial G_{i}^{2}} = 0,$$
(3.43)

и используя квадратичную аппроксимацию выражения (3.2), коэффициент избыточности может быть представлен в следующем виде:

$$\mu(G_{\Sigma}, L_{\Sigma}) = \frac{m_{G_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}} - \frac{m_{G_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \tilde{L}_{\Sigma} + \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}} \tilde{G}_{\Sigma} - \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} \tilde{L}_{i} \tilde{G}_{i} + \frac{m_{G_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}^{3}} \sum_{i=1}^{n} \tilde{L}_{i}^{2}.$$
(3.44)

Согласно данному выражению МО (G_{Σ}, L_{Σ} – независимые случайные величины) коэффициента избыточности будет равно:

$$m_{\mu} = \frac{m_{G_{\Sigma}}}{m_{L_{\Sigma}}} \left(1 + \frac{\sigma_{L_{\Sigma}}^2}{m_{L_{\Sigma}}^2} \right).$$
(3.45)

Ограничиваясь в (3.44) только линейной составляющей, дисперсию коэффициента избыточности, может быть рассчитана через следующее уравнение:

$$\sigma_{\mu}^{2} = \frac{1}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \left(\frac{m_{G_{\Sigma}}^{2}}{m_{L_{\Sigma}}^{2}} \sigma_{L_{\Sigma}}^{2} + \sigma_{G_{\Sigma}}^{2} \right).$$
(3.46)

Представленные выше параметры коэффициента избыточности позволяют рассчитать: вероятность, МО и дисперсию дефицита мощности в ОЭС. Вероятность дефицита мощности, может быть определена как:

$$p(\mu < 1) = F_{\mu}(1, m_{\mu}, \sigma_{\mu}).$$
(3.47)

Выражения (3.30), (3.31) могут быть применены для определения МО и дисперсии редуцированного интервалом (*a*, *b*) распределения, в таком случае МО и дисперсия дефицита мощности в ОЭС рассчитывается как:

$$E(def) = m_{L_{\Sigma}} \left(1 - M(0;1;m_{\mu};D_{\mu}) \right), \qquad (3.48)$$

$$D(def) = m_{L_{\Sigma}}^2 D(0;1;m_{\mu};D_{\mu}).$$
(3.49)

Уравнения (3.30) и (3.31) выведены для процедуры редуцирования в случае, если функция распределения вероятностей подчиняется нормальному закону распределения. При этом распределение случайной величины, определяемой как частное двух нормально распределенных случайных величин, несимметрично в силу того, что несимметричное распределение имеет гипербола 1/x (см. рисунок 3.1).

В связи с этим использование формул (3.48) связано с погрешностью расчетов. Гамма распределение позволяет получить более точные значения. Однако, согласно тестовым расчетам, ошибка находится в пределах практической допустимости и могут быть использованы формулы (3.48) для нормального распределения.



Рисунок 3.1 – Плотность распределения z = 1/x при $m_x = 10$, $\sigma_x = 4$

Взаимосвязь дефицита мощности в ОЭС и коэффициента избыточности, позволяет использовать для оценки дефицита мощности в системе аппарат редуцированных распределений, но применительно к суммарному НМ $N_{\Sigma} = L_{\Sigma} - G_{\Sigma} + \pi_{\Sigma}$ в ОЭС. В таком случае допущение о нормальном распределении небаланса мощности N_{Σ} является более убедительным. Здесь МО и дисперсия дефицита мощности определяются как:

$$E(def) = M(0, \infty, m_N, D_N), \qquad (3.50)$$

$$D(def) = D(0, \infty, m_N, D_N).$$
(3.51)

Для области положительных дефицитов мощности варьирование HM осуществляется за счет варьирования только нагрузки, однако HM включает в себя и составляющую генерации, при этом расчеты с использованием численного интегрирования плотности распределения или по формулам редуцированных распределений, но при дисперсиях нагрузок, позволяют получить более точные ПБН:

$$E(def) = M(0, \infty, m_N, D_L), \qquad (3.52)$$

$$D(def) = D(0, \infty, m_N, D_L).$$
(3.53)

Практическая значимость предлагаемого в разделах 3.1-3.5 ВАМ, образом, определении заключается, главным не В вероятностных характеристик дефицита мощности в ОЭС (при отсутствии ограничений на ПС МСС для этого достаточно оценить вероятностные характеристики небаланса мощности о ОЭС), а в возможности определения потенциальных «узких» мест в системе. Предлагаемый метод, главным образом, позволяет определить вероятностные характеристики (МО и СКО) «требуемых», для обеспечения пропорциональной стратегии РДМ, перетоков мощности. Анализ полученного распределения перетоков и вероятностей перегрузки МСС позволяет сократить число и скорректировать сценарии развития ОЭС, которые в дальнейшем могут быть проанализированы с использованием, в частности, MMK.

3.6. Учет вероятностей перегрузки ПС МСС

Описанный в разделах 3.1-3.5 подход позволяет получить оценку перегрузки МСС, безотносительно вероятности фактических величин перетоков, которые будут иметь место при эксплуатации ОЭС, однако на практике не менее важно знать вероятностные характеристики фактических перетоков мощности при ограниченной ПС МСС, в том числе, для оценки загруженности сети. ММК, как наиболее широко распространенный метод расчета ПБН, позволяет учесть детерминированные ограниченные ПС МСС для каждого рассматриваемого состояния ОЭС, но результирующие вероятностные характеристики перетоков мощности (в частности вероятность исчерпания пропускной способности МСС) могут быть получены только после решения задачи РДМ для k случайных состояний ОЭС. При этом соблюдение нормативного значения интегральной вероятности дефицита мощности (0,996) для каждой зоны надежности ОЭС не гарантирует малых значений вероятностей перегрузки отдельных МСС (стоит отметить отсутствие регламентированного предельного значения данного параметра), а сам дефицит мощности в ОЭС может быть обусловлен как недостаточностью генерирующих мощностей, так и ограниченными ПС МСС. Кроме того, необходимо учитывать специфику определения вероятности перегрузки, которая обусловлена не только собственной дисперсией перетока мощности по связи, но и корреляцией между всеми перетоками в ОЭС. Данный факт делает достаточно трудоемкой задачу формирования сценариев развития ОЭС учитывающих вероятности перегрузки МСС, поскольку в ММК оптимизация ПБН выполняется итерационно, путем коррекции сценариев развития ОЭС и повторного определения ПБН, что значительно увеличивает временные затраты, требуемые для получения итоговых показателей. Возможность расчета вероятностных характеристик перетоков мощности при априори заданной максимальной вероятности перегрузки МСС в рамках аналитического решения, позволит ускорить задачу формирования оптимального сценария развития ОЭС, принимая во внимание при этом вероятности перегрузки МСС.

Определение вероятностных характеристик перетоков мощности с учетом ограниченной вероятности перегрузки МСС может быть реализовано в рамках модифицированной задачи из раздела 3.1. В качестве исходных данных принимаются: O_{ЭC}; ПС сопротивления MCC, топология И регламентированная интегральная вероятность исчерпания ПС MCC; математические ожидания и дисперсии нагрузок и располагаемой генерации в узлах. Результирующие данные, которые необходимо получить в результате решения задачи: математические ожидание и ковариационная матрица перетоков мощности по МСС.

Для учета ограниченной ПС МСС с использованием регламентированных значений вероятностей перегрузки МСС, в рамках представленной задачи, можно

70

воспользоваться линейной зависимостью между перетоками мощности по связи и сетевыми инъекциями через матрицу сетевых коэффициентов ($\overline{X} = A\overline{u}$). Ковариационная матрица сетевых инъекций (K_u) может быть получена аналогично, ковариационной матрице перетоков мощности, путем исключения из выражения (3.27) множителя A:

$$K_{u} = ZK_{N}Z^{T}. (3.54)$$

Для учета вероятности перегрузки МСС в рамках стратегии пропорционального РДМ требуется ввод ЦФ (поскольку ограниченные ПС МСС не позволяют в чистом виде реализовать пропорциональную стратегию РДМ), в качестве которой, в частности, можно рассматривать минимум суммы квадратов отклонений сетевых инъекций u_i (*i*=1,...*n*) от значений сетевых инъекций u_{0i} , полученных при отсутствии ограничения на ПС МСС (см. раздел 3.1-3.5). Наличие в ОЭС узлов с малой нагрузкой может привести к получению относительно больших значений $\Delta u_i = u_i - u_{i0}$. Избежать подобную ситуацию позволяет перевод отклонений в о.е. величины Δu_i с помощью весовых коэффициентов $w_i = 1/L_i$:

$$\min(F = \sum w_i (u_i - u_{i0})^2).$$
(3.55)

В случае если для поиска отмеченной ЦФ используются обобщенные методы нелинейного программирования (метод последовательного квадратичного программирования, метод обобщенного приведенного градиента и т.д.), искомые значения u_i , могут быть представлены в виде линейной функции от значений сетевых инъекций u_{0i} . При этом значения u_i получаемые на каждом шаге оптимизации могут быть представлены через матрицу коэффициентов W:

$$\overline{u} = W\overline{u_0}, \qquad (3.56)$$

где: $W = \{W_{ii} = u_i/u_{0i}\}$ – диагональная матрица корректирующих коэффициентов.

Полученные значения сетевых инъекций позволяют выполнить коррекцию ковариационной матрицы перетоков мощности с помощью выражения:

$$K_{X}' = (WA)K_{u_0}(WA)^{T}$$
. (3.57)

Схожим образом могут быть получены новые значения МО перетоков мощности по связям. Для учета вероятностей перегрузки МСС при решении задачи РДМ необходим ввод дополнительного ограничения:

$$p_{\text{перегрузки}} \le p^{\text{max}}_{\text{перегрузки}},$$
 (3.58)

где: *p*_{перегрузки} – вероятность перегрузки МСС, *p*^{max}_{перегрузки} – регламентированное (заданное) максимальное значение вероятности перегрузки МСС.

Наличие ковариационной связи между потоками мощности по МСС не позволяет напрямую определить значения вероятностей перегрузки. Одним из возможных путей решения данной проблемы может быть представление ковариационной матрицы и значений перетоков мощности в новом базисе, в рамках которого внедиагональные элементы ковариационной матрицы равны нулю. В качестве оператора перехода в новый базис может выступать ортогональная матрица, составленная из собственных векторов ковариационной матрицы перетоков. При этом переход в новый базис может быть осуществлен через выражения:

$$m_{xnew} = Um_{x_0}, \qquad (3.59)$$

$$K_{xnew} = U^T K_{x_0} U, \qquad (3.60)$$

где: K_{xnew} – ковариационная матрица перетоков мощности в новом базисе, U – оператор перехода в новый базис сформированный из собственных векторов ковариационной матрицы K_{x0} , m_{xnew} – МО перетоков мощности в новом базисе.

Следует отметить необходимость перевода в новый базис и ПС МСС (аналогично выражению (3.59), (3.60)). Учитывая, что в новом базисе матрица *К*_{хпеw} диагональная, перетоки мощности по МСС могут
рассматриваться как независимые величины, что позволяет определить вероятность перегрузки каждой отдельной МСС, и учесть их в качестве функциональных ограничений при решении задачи оптимизации с ЦФ (3.55). Укрупнённая блок схема ВАМ представлена в приложении А.

3.7. Апробация ВАМ

Для проверки предлагаемого ВАМ для расчета ПБН была рассмотрена тестовая схема, изображенная на рисунке 3.2, исходные данные для схемы представлены в таблице 3.1 (данные по узлам) и таблице 3.2 (данные по связям). Для МСС помимо узлов начала и конца связи заданы активные (для расчета потерь мощности) и реактивные (для расчета потокораспределения) сопротивления (R, X), а также ПС МСС.



Рисунок 3.2 – Тестовая схема №1

N⁰	<i>Р</i> _{нагр} , МВт	$\sigma_{ m Harp}, { m MB}$ т	$P_{\text{ген}}, \text{MBt}$	$\sigma_{\rm reh}, { m MBt}$
1	1961	98	1764	44
2	1040	52	1659	41
3	1953	98	1640	41
4	2031	102	2500	16
5	2083	104	2479	62
6	2097	105	1659	41
7	1900	95	1572	39
8	1866	93	2507	63
9	1831	92	1756	44

Таблица 3.1 – Параметры генерации и нагрузки в узлах ОЭС

								ВАМ при заданной					
					M	мк	BA	M	вероятности				
Hau	Кон	R	x	ПС		VIIX			превышени	ія ПС МСС			
11ал. мэрт	NOR.	$\Omega_{\rm M}$	$M = \frac{M}{M}$		Ωм	\int_{0}^{Λ}	MCC,					1	%
ysen	ysen	OM	OM	МВт	MO	СКО	MO	СКО	MO	СКО			
					перетока,	перетока,	перетока,	перетока,	перетока,	перетока,			
					МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт			
1	2	5	24	300	-221,86	50,21	-222,83	50,17	-210,31	49,18			
1	3	5	20	250	-63,17	63,12	-64,73	63,98	-59,00	62,12			
2	3	5	20	250	198,27	48,01	197,86	49,26	188,84	49,21			
2	5	9	41	500	153,20	72,45	152,08	72,13	151,00	71,88			
3	4	9	41	500	-132,19	60,26	-132,68	59,86	-119,08	58,01			
5	6	7	28	2500	51,03	86,93	51,75	88,37	51,02	88,84			
6	4	8	37	2000	-247,09	62,03	-247,17	61,85	-235,27	60,17			
5	7	11	49	600	408,50	99,51	401,83	100,90	387,70	102,21			
3	8	8	37	450	-132,91	77,58	-135,81	78,04	-123,82	75,81			
6	8	8	37	450	-233,31	75,19	-235,75	76,48	-226,95	76,79			
8	9	7	41	700	190,95	99,10	188,24	100,11	183,45	99,22			

Таблица 3.2 – Параметры МСС тестовой схемы и результаты расчетов

В качестве эталонного был принят ММК при 100000 испытаниях. В таблице 3.2 представлены расчеты МО перетоков мощности по МСС, СКО (равные квадратному корню из диагональных элементов ковариационной матрицы перетоков мощности) перетоков мощности ПС МСС, полученные с использованием ММК и ВАМ (при отсутствии и наличии ограничения по максимальной вероятности перегрузки МСС). Можно видеть, что при значительно меньших временных затратах (в среде MatLab 0,1 с. при использовании ВАМ по сравнению с 141,8 с. при использовании ММК) полученные результаты практически совпадают, что свидетельствуют о приемлемости и эффективности предлагаемых вычислительных процедур.

Анализируя результаты учета дополнительного ограничения в виде предельной вероятности перегрузки МСС в рамках ВАМ, можно видеть, что довольно незначительные изменения коснулись, главным образом, значений МО перетоков мощности в то время, как значения СКО перетоков остались практически неизменны. На рисунке 3.3 показаны результаты расчета вероятности перегрузки МСС. Можно видеть, что вероятности перегрузки для линии 6-4 равняется 29%, несмотря на то, что МО перетока по связи практически в 10 раз меньше максимальной ПС МСС. Отмеченная особенность обусловлена корреляцией между перетоками в системе, которая в свою очередь связана с использованием матрицы потокораспределения при расчетах. Иными словами, на вероятность перегрузки каждой отдельной связи влияет не только собственные вероятностные характеристики перетока мощности по конкретной связи (МО и СКО), но потокораспределение по системе в целом. Данный факт объясняет значительное изменение МО перетока мощности по связи 3-8, вероятность перегрузки которой до ввода ограничения (3.58), была равна 0%. В то же время величина МО перетока для линии 5-7 изменилась лишь на 4%, несмотря на исходную вероятность перегрузки 14%.



Рисунок 3.3 – Результаты расчета вероятности перегрузки МСС

Следует заметить, что при сравнении с ММК некорректно в качестве эталонного значения использовать однократные реализации ММК, поскольку они обладают существенным интервалом неопределенности даже при большом числе испытаний. Разброс данных при многократном повторе ММК с числом реализаций N=100 000 составляет более 1%. При числе реализаций 1 000 000 разброс данных снижается до уровня 0,2%, что для однократной реализации можно рассматривать как практически точную оценку МО.

Однако N=1 000 000 реализаций – недопустимо по длительности расчетов большая величина. Более рационально оценивать МО по серии расчетов при относительно малом числе реализаций, например, по среднему из 10 расчетов при N=10 000. В проверочных расчетах максимальное отклонение ПМ при N =10 000, от ПМ при N =1 000 000 составило 0,3%, что сопоставимо с разбросом (0,2%,) данных при N =1 000 000 в то время, как длительность расчетов N =10 000 в 10 раз меньше, нежели при N =1 000 000. Другим подходом при сравнении результатов является проверка гипотезы о том, что статистическая оценка МО и дисперсий ПМ по связям не противоречит МО и дисперсии, полученным аналитическим методом. Статистический анализ показал, что в рассматриваемом примере оценка МО и дисперсий находится в пределах 95% доверительного интервала, что подтверждает сделанный ранее вывод о приемлемости предложенного аналитического метода.

Результирующие показатели БН по ОЭС в целом представлены в таблице 3.3, где для сравнения обозначены расчеты для трех различных значений $tg\phi$: без учета потерь; с учетом потерь при $tg\phi=0$ и при $tg\phi=1$ (учет реактивной мощности с заданным $tg\phi$). Анализ результатов представленных в таблице показывает, что результаты, полученные при использовании ВАМ, практически совпадают с аналогичными величинами, полученными с помощью ММК.

	Неучет	потерь	tgφ	= 0	$tg \varphi = 1$		
Метол		МО		МО		МО	
	рдефицита, %	дефицита,	р _{дефицита} , %	дефицита,	рдефицита, %	дефицита,	
		МВт		МВт		МВт	
ММК	0,63	0,587	0,77	0,794	0,89	0,934	
BAM	0,69	0,701	0,79	0,816	0,89	0,939	

Таблица 3.3 – Результирующие показатели ОЭС

Можно видеть, что учет потерь мощности оказывают значительное влияние на итоговое значение вероятности наличия дефицита мощности в системе и величины МО дефицита мощности в системе. Важно отметить, что при расчете потерь мощности учет только активной составляющей перетока мощности по МСС (второй режим, $tg\phi=0$) недостаточен, поскольку перетоки реактивной мощности (третий режим, $tg\phi\neq0$) оказывают не менее значимое влияние на потери мощности в ОЭС.

Для выполнения оценки разброса итоговых показателей, рассчитанных с помощью ММК, была выполнена серия расчетов с разным числом моделируемых состояний ОЭС. Для случая со 100000 испытаний разброс параметров составил около 0,5%, а при 1000 испытаний наблюдался разброс около 3,4%. Результаты полученные при использовании ВАМ оказались внутри интервала неопределенности показателей надежности ММК, что позволяет при числе испытаний менее 100000 считать ВАМ более точным методом.

Выводы по главе

- Предложен вероятностно–аналитический метод определения ПБН ОЭС, основанный на принципах теории вероятности и линейной зависимости (через матрицу потокораспределения) потоков мощности от узловых инъекций. Показано, что наиболее приемлемым критерием оптимизации при использовании ВАМ является минимум квадратичных отклонений узловых инъекций или коэффициентов загрузки концентрированных ЭЭС от идеальных, полученных без учета сетевых ограничений значений. Тестовые расчеты подтверждают высокую эффективности предложенного ВАМ для определения ПБН ОЭС, что дает основание рекомендовать его для практического использования;
- Показано, что неучет потерь в межсистемных связях значимо завышает результирующие показатели надежности. Тестовые расчеты показали высокую эффективности предложенного ВАМ для определения ПБН ОЭС, что дает основание рекомендовать его для практического использования;

77

- Предложен метод учета предельной вероятности перегрузки МСС в рамках задачи определения МО и ковариационной матрицы перетоков мощности по МСС;
- 4. Показано значимость учета корреляционной связи между отдельными перетоками мощности в ОЭС при определении вероятности перегрузки МСС.

Глава 4 Модификация расчетной процедуры при использовании пропорциональной стратегии РДМ

Использование ММК для расчетов ПБН позволяет достаточно точно учесть технические и экономические ограничения при решении задач долгосрочного планирования. Однако, было как отмечено ранее, вычислительная эффективность ММК при повышении детализации модели ОЭС значительно снижается. При этом на длительность расчетов ПБН (независимо от используемого метода расчета ПБН), помимо программноаппаратной платформы и выбранной ЦФ для задачи РДМ, во многом влияет состав зависимых и независимых переменных, используемых в рамках ММК при анализе каждого детерминированного состояния ОЭС. Как было отмечено в главе 2, однозначность получаемого решения задачи РДМ играет немаловажную роль при определении ПБН ОЭС. В отечественной практике распространение получила стратегия пропорционального РДМ [1]. Ограниченные ПС МСС не позволяют в чистом виде реализовать пропорциональную стратегию РДМ, поскольку коэффициенты избыточности узлов будут различны и заранее неизвестны, а случай концентрированной ОЭС не представляет интереса, в силу его тривиальности – надежность системы реализуется только за счет резерва генерирующей мощности. Реально сетевой фактор является определяющим при определении ПБН. Отсюда учет сетевых ограничений априори необходим. Для реализации же стратегии пропорционального РДМ требуется ввод дополнительной ЦФ. При этом одну и ту же ЦФ можно представить, используя различный состав зависимых и независимых переменных, что может значительным образом повлиять на размерность задачи и, как следствие, на вычислительную сложность процедуры поиска оптимального решения задачи РДМ. В рамках данной главы предлагается модификация расчетных процедур, используемых при реализации стратегии пропорционального РДМ, которые позволяют,

повысить вычислительную эффективность расчета отдельного детерминированного состояния, что может быть использовано для снижения времени расчета ПБН как в аналитических методах расчета, так и в ММК.

4.1. Использование сетевых инъекций в качестве независимых переменных стратегии пропорционального РДМ

∐Ф учета сетевых ограничений рамках для В стратегии пропорционального РДМ может быть представлена в виде минимума суммы квадратов отклонений поузловых коэффициентов избыточности ОТ коэффициента избыточности ОЭС (µ для ОЭС в целом определяется соотношением суммарной генерации и нагрузки при допущении об отсутствии сетевых ограничений. При этом коэффициенты избыточности всех узлов одинаковы). В таком случае выражение для описанной ЦФ может быть представлено как:

$$\min(F = \sum (\mu_i - \mu_0)^2), \qquad (4.1)$$

где: μ_i – коэффициент избыточности ЭЭС *i*, μ_0 – коэффициент избыточности ОЭС.

Коэффициенты избыточности отдельных ЭЭС зависят от инъекций мощности $\{u_i\}$ в эти узлы, а в сетевых ограничениях он используется опосредованно, также через сетевые инъекции $\{u_i\}$. Отсюда, в качестве независимых переменных при решении задачи оптимизации, целесообразно принять непосредственно сетевые инъекции. При этом квадратичная форма ЦФ сохраняет свой вид, как сохраняется и линейность простых и функциональных ограничений, однако в качестве целевой функции здесь рассматриваются отклонения сетевых инъекций u_i от идеальных значений u_{i0} , полученных при отсутствии условия (2.4), наличие в ОЭС узлов с малой нагрузкой может привести к получению относительно больших значений $\Delta u = u_i - u_{i0}$, по этой причине требуется использование весовых коэффициентов $w_i = 1/L_i$. С учетом

отмеченного эквивалент выражения (4.1) с использованием сетевых инъекций может быть представлен как:

$$\min(F = \sum w_i (u_i - u_{i0})^2).$$
(4.2)

При исключении постоянной составляющей выражение (4.2) может быть записано в виде:

$$\min_{\boldsymbol{u}} \left(F = \overline{\boldsymbol{u}}^{t} \left[w_{i} \right] \overline{\boldsymbol{u}} - 2 \overline{\boldsymbol{u}}^{t} \left[w_{i} \right] \overline{\boldsymbol{u}_{0}} \right).$$

$$(4.3)$$

Для узлов, значение нагрузки или генерации которых равны нулю, регулирование коэффициента избыточности не выполняется, инъекции узлов подобного вида не учитываются в задаче оптимизации и будут определяться только значениями их собственной нагрузки или генерации.

В случае ориентирования на квадратичное программирование требуется, чтобы все накладываемые на управляющие переменные ограничения были так же линейны. В связи с этим потери мощности, которые квадратично зависят от управляющих переменных целесообразно представить в форме линейного функционала независимых переменных. Расчетные значения потерь мощности обладают существенной погрешностью, вызванной неопределённостью электрических параметров МСС (что связано, в том числе, с процедурами эквивалентирования концентрированных ЭЭС при формировании расчетной модели). По этой причине в расчетных процедурах может быть принято допущение о равенстве потерь мощности значениям, полученным при отсутствии ограничения (2.4) (ограничения ПС МСС). Однако все же более точные значения могут быть рассчитаны в случае линейной аппроксимации (3.32) в точке соответствующей режиму, учитывающему сетевые ограничения:

$$\pi_{\Sigma} = -u_0^{t} K u_0 + 2u^{t} K u_0, \qquad (4.4)$$

где: $K = (A^t [R_l/V^2]A)$ – вспомогательная матрица преобразованных активных сопротивлений МСС; A – матрица потокораспределения, R_l – активное сопротивление МСС l=1,...,k; U – номинальное напряжение электрической сети.

При этом условие баланса мощностей ОЭС, при учете потерь мощности, может быть представлено как:

$$\sum u_i + \pi_{\Sigma} = 0. \tag{4.5}$$

4.2. Использование перетоков мощности в качестве независимых переменных стратегии пропорционального РДМ

Выражения (4.3) и (4.4) позволяют однозначно определить сетевые инъекции в отдельные ЭЭС ОЭС. При этом, используя матрицу сетевых коэффициентов (матрица A в выражении (3.6)), можно определить соответствующие новым значениям u_i перетоки мощности по МСС:

$$\bar{X} = A\bar{u}, \tag{4.6}$$

где: \overline{X} – вектор перетоков мощности; u – вектор сетевых инъекций определенный с учетом сетевых ограничений.

Перетоки мощности функционально связаны с сетевыми инъекциями через первую матрицу инциденций: $u = \hat{MX}$, что позволяет рассматривать перетоки мощности как один из вариантов независимых переменных. Важно отметить, что для сложнозамкнутых систем число узлов *n*, как правило, меньше числа связей *m* (*m* \geq *n*). Отсюда одним и тем же значениям вектора сетевых инъекций может соответствовать бесконечное множество возможных вариантов вектора перетоков мощности по связям (включая варианты с циркуляцией потоков в контуре). Отмеченная особенность вызывает не только увеличение размерности задачи при использовании в качестве независимых переменных перетоков мощности, но и требует ввода дополнительного критерия для получения однозначного решения, в качестве которого может рассматриваться связь вектора перетоков мощности и вектора сетевых инъекций через матрицу коэффициентов потокораспределения.

4.3. Использование используемой генерации и ограничений нагрузки в качестве управляющих переменных

Сетевая инъекция *u_i*, однозначно определяется величиной генерации и ограничения нагрузки в узле:

$$u_i = G_i - L_i + \Delta L_i, \qquad (4.7)$$

где: ΔL_i – ограничение нагрузки в узле *i*.

Выражение (4.7) позволяет использовать в качестве управляющих, двойной блок переменных, включающий значения генерации и ограничения нагрузки в узле, сохраняя квадратичную форму ЦФ для решения задачи РДМ.

Затраты на компенсацию ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителей зависят от глубины ограничения. Удельный ущерб, при этом, представляется кусочно-линейной функцией [67, 81, 91], со значительной линейной частью на первом участке. При оценке ПБН, линейная составляющая достаточно точно характеризует характеристику ущерба от ограничения нагрузки. С учетом этого затраты на компенсацию ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям могут быть представлены квадратичной формой вида:

$$Y_i(z_i) = a_{L,i} \Delta L_i + b_{L,i} \Delta L_i^2.$$

$$(4.8)$$

Функция затрат на производство электроэнергии для ЭЭС в составе которых доминируют традиционные установки на ископаемом топливе, так же может быть представлена квадратичным выражением [93]:

$$3_{G_i} = 3_{i,0} + a_{G,i}G_i + b_{G,i}G_i^2.$$
(4.9)

Использование двойного блока переменных (G_i , ΔL_i) в задаче определения ПБН ОЭС с учетом сетевых ограничений предполагает возможность решения двух задач оптимизации: внешней и внутренней. В рамках внутренней задачи оптимизации требуется выполнить поиск оптимального соотношения между ущербом от недоотпуска электроэнергии потребителям и стоимостью производства электроэнергии (решением будет является условие равенства относительных приростов затрат на производство и компенсацию ущерба), внешняя задача оптимизации требует выполнения критерия (4.2). Важно отметить, что необходимость решения внутренней задачи оптимизации во многом зависит от стратегии управления ОЭС в рамках каждого конкретного случая, учет стоимостных характеристик генерирующих установок может как учитываться [94], так и не приниматься во внимание [1].

При использовании двойного блока переменных для решения задачи РДМ, требуемое изменение узловых инъекций может быть выполнено либо за счет изменения генерации ΔG_i , либо за счет изменения нагрузки ΔL_i . С учетом этого ЦФ может быть получена аналогично (4.3) и представлена в виде:

$$F = \min \left\{ \frac{\sum \left(\Delta L_i^2 - 2\Delta L_i \Delta L_{i0} \right) / \overline{L}_i, \quad \mu_{\Sigma} < 1 \right\}}{\sum \left(\Delta G_i^2 - 2\Delta G_i \Delta G_{i0} \right) / \overline{G}_i, \quad \mu_{\Sigma} > 1 \right\}},$$
(4.10)

при дополнительном (к условиям (2.3),(2.4), (2.6) и (4.5)) ограничении:

$$0 \le \Delta L_i \le L_i. \tag{4.11}$$

Использование того или иного состава независимых и зависимых переменных, даже в рамках одной стратегии РДМ, может значительным образом сказаться на вычислительной эффективности ММК. Предложенные составы переменных не являются исчерпывающими и могут быть изменены, в том числе при смене ЦФ для реализации выбранной стратегии РДМ.

4.4. Оценка вычислительной эффективности ММК при изменении состава зависимых и независимых переменных.

Для представленных в п.3-4.3 вариантов независимых переменных (инъекции, перетоки, двойной блок) был выполнен расчет МО и вероятности дефицита мощности в системе, а также МО и дисперсий перетоков мощности по связям с учетом существующих сетевых ограничений. В качестве тестовых были приняты: схема, изображенная на рисунке 4.1, исходные данные для МСС, которой представлены в таблице 4.1, и тестовая схема из раздела 3.7. Исходные данные узлов для обеих схем принимаются идентичными тем, что представлены таблице 3.1.

Таблица 4.1 – Параметры МСС тестовой схемы №2

Нач.узел	Кон.узел	R, Ом	Х, Ом	ПС МСС, МВт
1	2	5	24	2000
2	3	5	20	250



Продолжение таблицы 4.1

Рисунок 4.1 – Тестовая схема №2

700

9

Результаты расчета МО и вероятности дефицита мощности, а также МО и дисперсий перетоков мощности по МСС с помощью ММК (блок схема ММК представлен на рисунке 1.1, при этом рассматривается единичный интервал времени с постоянной нагрузкой) представлены в таблицах 4.2-4.5.

N⁰	независ сет	имые перем евые инъек	енные – ции	независимые переменные – ограничение нагрузки, используемая генерация			независимые переменные – перетоки мощности		
узла	μ, o.e.	Р _{деф.} , %	МО _{деф.} , МВт	μ, o.e.	Р _{деф.} , %	МО _{деф.} , МВт	μ, o.e.	Р _{деф.} , %	МО _{деф.} , МВт
1	1,044	1,49%	0,27	1,038	0,93%	0,15	1,049	0,50%	0,06
2	1,048	0,88%	0,05	1,070	0,77%	0,04	1,046	0,83%	0,05
3	1,043	1,93%	0,33	1,035	1,03%	0,23	1,048	0,51%	0,06
4	1,044	1,16%	0,15	1,051	0,84%	0,10	1,046	0,83%	0,10
5	1,046	0,90%	0,11	1,051	0,80%	0,09	1,047	0,64%	0,08
6	1,045	0,95%	0,12	1,034	0,82%	0,10	1,048	0,51%	0,06
7	1,046	1,36%	0,27	1,035	1,13%	0,20	1,040	2,27%	0,53
8	1,044	1,20%	0,14	1,057	0,86%	0,09	1,045	0,86%	0,09
9	1,044	1,20%	0,13	1,041	0,84%	0,09	1,028	7,28%	1,14
		Σ	1,58		Σ	1,086	2	Σ	2,16

Таблица 4.2 – Результаты расчетов ПБН отдельных ЭЭС тестовой схемы №1

450

8

Начальный Конечный		независимые переменные – сетевые инъекции		независимые переменные – ограничение нагрузки, используемая генерация		независимые переменные – перетоки мощности	
узел	узел	МО перетока, МВт	СКО, МВт	МО перетока, МВт	СКО, МВт	МО перетока, МВт	СКО, МВт
1	2	-218,19	47,20	-210,72	42,98	-221,08	47,59
1	3	-63,94	60,77	-62,03	55,57	-70,53	70,03
2	3	193,17	43,33	186,29	39,15	132,09	34,48
2	5	156,83	69,39	149,26	60,63	216,02	67,02
3	4	-132,04	59,19	-127,18	55,40	-113,36	71,79
5	6	44,45	82,61	44,07	74,51	89,16	124,78
6	4	-248,69	60,46	-238,39	56,60	-257,94	95,47
5	7	412,70	95,14	395,18	87,38	419,94	98,53
3	8	-134,46	75,72	-127,93	66,95	-233,05	72,10
6	8	-236,64	73,82	-225,20	64,01	-190,92	84,87
8	9	188,39	98,15	181,34	87,68	127,18	101,44

Таблица 4.3 – Результаты расчетов перетоков мощности для тестовой схемы №1

Таблица 4.4 – Результаты расчетов ПБН отдельных ЭЭС №2

Nº	независимые переменные – ссетевые инъекции			независимые переменные – ограничение нагрузки, используемая генерация			независимые переменные – перетоки мощности		
узла	μ, o.e.	Р _{деф.} , %	МО _{деф.} , МВт	μ, o.e.	$oldsymbol{\mathcal{P}}_{ ext{ded.}},\%$	МО _{деф.} , МВт	μ, o.e.	$oldsymbol{\mathcal{P}}_{ ext{ded.}},\%$	МО _{деф.} , МВт
1	1,048	1,07%	0,16	1,040	1,03%	0,13	1,050	0,90%	0,13
2	1,048	1,07%	0,08	1,072	1,03%	0,07	1,043	1,64%	0,12
3	1,038	3,56%	0,71	1,032	3,58%	0,66	1,042	2,71%	0,46
4	1,038	3,56%	0,74	1,045	3,58%	0,69	1,033	6,58%	1,46
5	1,048	1,07%	0,17	1,054	1,04%	0,14	1,049	1,11%	0,17
6	1,038	3,56%	0,77	1,030	3,58%	0,71	1,042	2,68%	0,54
7	1,047	1,37%	0,24	1,037	1,38%	0,25	1,042	3,04%	0,62
8	1,045	2,39%	0,43	1,056	2,49%	0,41	1,057	1,30%	0,20
9	1,045	2,39%	0,43	1,040	2,49%	0,40	1,032	12,43%	2,63
		Σ	3,727		Σ	3,452		Σ	6,318

Таблица 4.5 – I	езультаты	расчетов пе	ретоков	мощности	для те	естовой	схемы	<u>№</u> 2
	· · · J · · · · · · · · · · · · · · · ·	F			—			

Начальный Конечный		независимые переменные – сетевые инъекции		незави переме ограничени используема	исимые енные – ие нагрузки, ая генерация	независимые переменные – перетоки мощности	
узел	узел	МО перетока, МВт	СКО, МВт	МО перетока, МВт	СКО, МВт	МО перетока, МВт	СКО, МВт
1	2	-290,77	99,88	-274,17	89,34	-296,77	100,37
2	3	159,86	104,61	157,51	98,65	147,46	111,08
2	5	119,75	120,58	113,31	105,94	124,73	122,59
3	4	123,11	122,41	120,33	116,27	143,21	121,91
6	4	-517,89	101,90	-500,22	95,37	-526,77	103,32

Продолжение таблицы 4.5

5	7	416,42	92,77	399,11	86,53	418,25	93,53
3	8	-348,89	97,63	-336,90	91,91	-392,14	80,95
8	9	209,21	89,15	200,44	81,44	134,10	88,84

Представленные в таблицах результаты расчетов представляют собой усредненные величины, полученные на основании 10 реализаций ММК по 10000 испытаний для каждого состава варьируемых переменных. Расчеты выполнялись с использованием программного комплекса MATLAB, при этом во всех случаях, для поиска оптимального решения, использовалась встроенная функция квадратичного программирования quadprog. Время расчетов, при схожих Ц Φ (минимум квадратов отклонений сетевых инъекций), во многом определяется заданным составом ограничений и функциональных связей, которые в свою очередь определяют вычислительную сложность алгоритма и время расчетов. Так для случая перетоков мощности, помимо увеличенного числа переменных в рамках ЦФ, требуется двойной учет функциональных зависимостей между перетоками и сетевыми инъекциями, что в значительной мере замедляет скорость расчета. В тоже время, использование блока двойных переменных, не накладывает подобного бремени, за счет наличия зон варьирования переменных определяемых значением коэффициента избыточности, а сетевые инъекции и перетоки по связям однозначно определяются через уравнение баланса мощности матрицу сетевых коэффициентов соответственно. Кроме того, матрица получаемая как результат произведения матриц инциденций М и М^Т и используемая при поиске решения, в случае использовании перетоков мощности в качестве управляющих переменных - вырожденная, что требует сокращения матриц инциденций на одну строку (столбец). Отмеченное приводит к необходимости введения «балансирующего узла» в системе. В результате, использование перетоков мощности в качестве управляющих переменных в задаче РДМ вводит дополнительную погрешность, проявляющуюся в заниженных показателях надежности одного из узлов ОЭС (в <u>№</u>9), рассматриваемых примерах узел И несколько отличающемуся распределению перетоков мощности в ОЭС. Время, требуемое для получения результатов, при использовании в качестве варьируемых переменных генерации и значения ограничения нагрузки в узле, практически в 2 раза меньше, чем при использовании иного состава переменных (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Время получения результатов при различном составе независимых переменных

Состав пер-х Схема	независимые переменные – сетевые инъекции	независимые переменные – ограничение нагрузки, используемая генерация	независимые переменные – перетоки мощности
Схема №1	189 сек.	88 сек.	188 сек.
Схема №2	247 сек.	123 сек.	200 сек.

Результаты расчета МО перетоков мощности при учете вероятностей перегрузки МСС, а так же для случаев с различным составом управляющих переменных и при учете ПС МСС в виде детерминированных величин в рамках ММК, представлены на рисунках 4.2 и 4.5. На рисунках 4.3 и 4.6, представлены изменения величины МО перетока мощности при вводе фиксированного значения вероятности перегрузки равной 1% (изменение величин МО перетоков мощности относительно значений МО перетоков до ввода ограничения на вероятность перегрузки МСС представлены для случая использования сетевых переменных в качестве управляющих переменных в рамках ММК). Гистограммы, представленые на рисунках 4.4 и 4.7, отражают вероятности перегрузки МСС при учете ограниченных ПС МСС в рамках ММК.

Представленные результаты показывают, что несмотря на ввод дополнительного ограничения на максимальную вероятность перегрузки МСС, картина распределения перетоков мощности по ОЭС в целом сохраняется. При этом изменения МО перетоков мощности варьируются от крайне значительных до практически полного отсутствия изменений.

Интерес в данном случае представляет анализ относительного изменения МО перетоков мощности (поскольку главным образом меняются именно МО) при вводе ограничения в виде вероятности перегрузки МСС. Учет потенциального распределения перетоков через матрицу сетевых коэффициентов закономерно приводит к изменению всех перетоков в системе, при необходимости изменения хотя бы одного из них. Наибольшее изменение величины перетока при вводе ограничения при этом происходит не обязательно только на участке с наибольшей вероятностью перегрузки. Используя полученное распределение, возможно оценить необходимость усиления МСС в случае нормирования вероятности перегрузки МСС, для наиболее критичных участков в ОЭС.



Рисунок 4.2 – Результаты расчетов МО перетоков мощности тестовой схемы №1





89



Рисунок 4.4 – вероятности перегрузки МСС при учете ограниченных ПС МСС в рамках ММК (управляющие переменные сетевые инъекции) для тестовой схемы №1





90









Подводя итог, следует выделить ряд особенностей, связанных с использованием предлагаемых подходов. Сетевые инъекции в качестве управляющих переменных в рамках задачи РДМ с одной стороны позволяют

реализовать процедуру учета вероятностной перегрузки МСС в рамках ВАМ, чего, по причине рассмотрения детерминированных состояний ОЭС, нельзя сделать в рамках ММК. Однако вычислительная эффективность, при использовании сетевых инъекций, заметно уступает вариации управляющих переменных в виде перетоков мощности по связям или двойного блока переменных – генерации и ограничения нагрузки, причем для последней время расчетов ПБН оказалось практически в два раза меньше. В то же время использование перетоков мощности в рамках ЦФ приводит к значительным погрешностям как при оценке ПБН отдельных узлов, так и ОЭС в целом (как показано в таблицах 4.2 и 4.4), что не позволяет при заданной системе допущений рекомендовать его для расчетов.

Выводы по главе

- Выбор ЦФ и состав зависимых и независимых переменных ЦФ может значительным образом сказаться на вычислительной эффективности процедур, используемых при решении задачи РДМ;
- Наиболее эффективным по быстродействию и надежности получения решения при квадратичной ЦФ, определяющей затраты от ограничения нагрузки и генерации, является использование в качестве варьируемых переменных значений ограничений нагрузки и генерации (двойной блок переменных);
- Использование в качестве управляющих переменных перетоков мощности по МСС приводит к значительным погрешностям результирующих ПБН узлов и появлению балансирующего узла в ОЭС;
- 4. Учет потенциального распределения перетоков мощности при решении задачи РДМ, в случае наличия ограничения в виде максимальной вероятности перегрузки МСС, приводит к значительному изменению вероятностных характеристик перетоков мощности по всей системе, даже в случае локальных перегрузок отдельных ветвей, что должно быть учтено при планировании развития ОЭС.

Заключение

- В обзоре научных публикаций рассмотрены существующие методы расчета ПБН, используемые как в России, так и за рубежом. Основным методом расчета ПБН в настоящее время является ММК. Однако, постоянно расширяющийся в современных условиях набор значимых факторов, для более полного учета электрических свойств и режимов ОЭС, требует модификации методов расчета ПБН ОЭС в целом и процедуры ОРДМ в частности (переход от транспортной модели к оптимизационной модели нелинейного программирования);
- Описаны наиболее значимые критерии решения задачи ОРДМ. Показано, что выбор критерия существенно влияет на результирующие ПБН;
- Показана необходимость и разработаны алгоритмы более точного учета потерь мощности в МСС;
- Предложен вероятностно-аналитический метод расчета ПБН. Метод ориентирован на использование дополнительного ПБН – вероятности перегрузки МСС и учет ограничения по вероятности перегрузки МСС при определении ПБН сложнозамкнутых структур ОЭС. Показана вычислительная эффективность предложенного метода;
- 5. В рамках расчета ПБН предложено дополнительно учитывать регламентированную вероятность перегрузки МСС. Показано, что подобный подход более полно удовлетворяет требованиям электроэнергетики в части устойчивости работы ЭЭС. Отмечено, что данное ограничение практически не реализуемо в рамках ММК. В работе предлагаются пути его учета;
- 6. Для реализации пропорциональной стратегии РДМ предложены различные варианты управляющих переменных. С помощью ММК показано, что вычислительная эффективность алгоритмов решения задачи РДМ, при одинаковых ЦФ и разном составе управляющих

переменных различна. В работе показано, что наиболее эффективным с вычислительной точки зрения составом переменных при решении задачи пропорционального РДМ является двойной блок переменных: генерация и ограничение нагрузки в узле. Использование перетоков мощности в качестве независимых переменных приводит к значительным погрешностям расчетов ПБН как отдельных узлов, так и ОЭС в целом.

Направления дальнейших исследований:

- 1. В рамках диссертационной работы были рассмотрены лишь простейшие ОЭС варианты представления компонентов В рамках задачи долгосрочного планирования. Предполагается, что дальнейшее развитие БΗ будет направлении теории илти В анализа надежности распределительных систем, в том числе, сетей типа microgrid с распределенной генерацией на возобновляемых источниках энергии, что потребует повышения детализации расчетных моделей и более полный учет физических процессов;
- 2. Предложенные в работе методы рассматривают лишь интервал времени с неизменными параметрами (МО и дисперсии) генерации и нагрузки. В то же время, для решения задач долгосрочного планирования требуется учет работы ОЭС на более длительном интервале времени (календарный год, пятилетка и т.д). Простейшее решение в виде многократно повторяемых однотипных расчетов приводит к недопустимо большой длительности расчетов. Дальнейшие исследования, вероятно, будут направлении эквивалентирования графиков ИДТИ В нагрузки И располагаемой генерации, что потребует учета ковариационных зависимостей вероятностных характеристик энергосистем, входящих в состав ОЭС;
- Предложенный в работе ВАМ позволяет определить вероятностные характеристики только перетоков мощности, не позволяя перейти к поузловым показателям надежности ОЭС, для которых требуется учет

корреляции ограничения нагрузки сетевых инъекций. Дальнейшая работа, в том числе, будет нацелена на разработку процедур учета отмеченной зависимости.

EUE	_	Expected Unserved Energy
LOEE	_	Loss Of Energy Expectation
LOLE	—	Loss Of Load Expectation
LOLH	—	Loss Of Load Hours
LOLP	—	Loss Of Load Probability
POPF	—	probabilistic optimal power flow
PPF	_	probabilistic power flow
AOC	_	алгоритм обеспеченного спроса
АРЧМ	_	автоматическое регулирование частоты и мощности
БН	_	балансовая надежность
BAM	_	вероятностно-аналитический метод
ЕЭС	_	Единая энергетическая система
ЛЭП	_	линия электропередачи
ММК	_	метод Монте-Карло
MO	—	математическое ожидание
MCC	_	межсистемная связь
HM	_	небаланс мощности
ОРДМ	_	оптимальное распределение дефицита мощности
ОЭС	_	объединённая энергетическая система
ПБН	_	показатель балансовой надежности
ПК	_	программный комплекс
ПНСТ	—	предварительный национальный стандарт
ПС	_	пропускная способность
РДМ	—	Распределение дефицита мощности
СКО	_	среднеквадратичное отклонение
CTO	_	стандарт технической организации
ΦР	_	функция распределения
ЦΦ	_	целевая функция
ЭЭС	—	электроэнергетическая система

Список терминов и сокращений

Список литературы

1. Методические указания по проведению расчетов балансовой надежности : СТО 59012820.27.010.005-2018. – М. : АО «СО ЕЭС», 2018. – 25 с.

 ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment Consultation material [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/cleandocuments/sdc-documents/SOAF/ENTSO-

E_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment.pdf [дата обращения 01.05.2020].

3. Methodology to Perform the Reliability Outlook [Электронный pecypc]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/reliabilityoutlook/ReliabilityOutlookMethodology2019Dec.pdf?la=en [дата обращения

01.05.2020].

4. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards%20Complete%20Set/RS CompleteSet.pdf [дата обращения 01.05.2020].

5. Современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения, управление реконструкцией и развитием / Н.А. Манов, [и др.]; под ред. М.Г. Сухорева. – М. : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 374 с.

6. ПНСТ 304-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Балансовая надежность энергосистем. Часть 1. Общие требования [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200160584 [дата обращения 01.05.2020].

7. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности. Нормы и требования издание официальное: ГОСТ Р 58730-2019. – М. : Стандартинформ, 2020. – 20 с.

Ковалев Г.Ф. Надежность систем электроэнергетики / Г.Ф.
 Ковалев, Л.М. Лебедева ; под. ред. Н.И. Вропай. – Новосибирск: Наука, 2015.
 – 224 с.

Чукреев Ю.Я. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю. Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев. – Сыктывкар : Коми научный центр УрО РАН, 2014. – 207 с. – ISBN 978-5-89606-509-8.

10. Mid-term Adequacy Forecast 2016 edition [Электронный ресурс] :офиц.сайт.–Режимдоступа:https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/MAF/ENSTOE_MAF_2016.pdf[дата обращения01.05.2020].

Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики /Ю.Н. Руденко,
 И.А. Ушаков. – Новосибирск: Наука, 1989. – 328 с. – ISBN 5-02-028747-4.

12. Ворапай Н.И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай [и др.] – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 212 с. – ISBN 978-5-98420-012-7.

Папков Б.В. Аспекты обеспечения надежности в условиях рынка /
 Б.В. Папков, М.В. Шарыгин, С.П. Крайнов // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева. – 2010. – №1. – С.176–184.

14. Могирев В.В. Алгоритм и программа вычисления показателей надежности электроэнергетических систем методом статистического моделирования (программа «ПОТОК») // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1975. –№.4. – С. 24-35.

15. Ding Y. Reliability assessment of restructured power systems using reliability network equivalent and pseudo-sequential simulation techniques / Y.

Ding, P. Wang, L. Goel, R. Billinton, R. Karki // Electric Power Systems Research. - 2007. - vol.77. - P.1665-1671.

16. Review of the current status of tools and techniques for risk-based and probabilistic planning in power systems [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа: https://e-cigre.org/publication/434-review-of-the-current-status-of-tools-and-techniques-for-risk-based-and-probabilistic-planning-in-power-systems [дата обращения 01.05.2020].

17. Billinton R. Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods / R. Billinton, L. Wenyuan. – New York : Springer science + Business Media. – 1994. – 361 p. – ISBN 978-1-4899-1346-3.

18. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003. № 35. [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа: https://fzrf.su/zakon/obehlektroehnergetike-35-fz/ [дата обращения 01.05.2020].

19. Кучеров Ю.Я. К вопросу о надежности электроснабжения в условиях реформирования электроэнергетики /Ю.Я. Кучеров // Новости электротехники. – 2004. – №6(30). – С. 28-32.

20. Воропай Н.И. Надежность систем энергетики и их оборудования.
Спр. 4 т. Т.2. Надежность электроэнергетических систем / Н.И. Воропай [и др.]; под ред. Ю.Н. Руденко и М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.

21. Системный оператор Единой энергетической системы: глоссарий [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа: http://soups.ru/index.php?id=glossary [дата обращения 01.05.2020]

22. Воропай Н.И. Надежность систем энергетики. (Сборник рекомендуемых терминов)/Н.И. Воропай. – М. : ИАЦ "Энергия," 2007. – 194 с.

23. Беляев Ю.К. Надежность технических систем: Справочник / Беляев Ю.К. [и др.]; под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.

Спеденко Б.В. Математические методы в теории надежности / Б.В.
 Гнеденко, Ю.К.Беляев, А.Д. Соловьев. – М. : Наука. – 1965. – 524 с.

25. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем: учебное пособие для вузов /В.Г. Китушин. – М.: Высш.шк., – 1984. – 256 с.

Обоскалов В.П. Структурная Надежность Электроэнергетических
 Систем / В.П. Обоскалов. – Екатеринбург: УрФУ. – 2012. – 194 с.

27. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1.
Теоретические основы : учебное пособие / В. Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.

28. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие для вузов / Ю. Б. Гук. – Ленинград : Энергоатомиздат. – 1990. – 208 с.

29. Синчугов Ф. И. Надежность электрических сетей энергосистем /
 Ф. И. Синчугов. – М. : ЭНАСю – 1998. – 382 с. – ISBN 5-89055-009-8.

Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем / М. Н.
 Розанов. – М. : Энергоатомиздат. – 1984. – 198 с.

31. Кучеров, Ю.Н. Оценка режимной надежности электрических систем с учетом пропускной способности /Ю.Н. Кучеров [и др.] // Экономичность и надежность функционирования электроэнергетических систем: межвузовский сборник научных трудов / Новосибирский электротехнический ин-т. – Новосибирск: Наука, 1986. – С. 120-126.

32. Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. – Новосибирск: Наука. – 1991. – с.204

33. Шепилов О.Н. Современные методы и программы анализа режимной надежности ЭЭС при множественных отказах с учетом срабатывания противоаварийной автоматики /О.Н. Шепилов, А.В. Домышев, А.Б. Осак // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2008. – №11-12. – С.170-178.

34. Осак А.Б. Анализ управляемости ЭЭС как критерий оценки режимной надежности /А.Б. Осак [и др.]// Методические вопросы исследования больших систем энергетики. Выпуск 66/ БНТУ. – Минск, 2015. – С. 265-268.

35. Identification of Appropriate Generation and System AdequacyStandards for the Internal Electricity Market [Электронный ресурс]: офиц. сайт. –Режимдоступа:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%2 0Final%20Report_for%20publication.pdf [дата обращения 01.05.2020]

36. Billinton. R. A comparison of three fundamentally different methods for generating capacity reliability evaluation /R. Billinton, L.Goel// Electric power system research. – 1994. – vol. 29 – P.1-8.

37. Беляев Н.А. Оценка показателей балансовой надежности электроэнерегтических систем произвольной структуры: дис. канд. техн. наук: 05.14.02. / Н.А. Беляев; Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого». – Санкт-Петербург, 2016 – 157 с.

38. Mid-term Adequacy Forecast 2017 edition [Электронный ресурс] :офиц.сайт.–Режимдоступа:https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf[датаобращения 01.05.2020]

39. Чукреев Ю.Я. Сравнительный анализ вевероятностных показателей балансовой надежности и методических принципов их определения при управление развитием электроэнергетических систем /Ю.Я. Чукреев, М.Ю.Чукреев // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2012. – №3(11). – С. 76–81.

40. Чукреев Ю.Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности /Ю.Я. Чукреев// Энергетика. – 2012. – №6. – С.27-37.

41. Ковалев Г.Ф. Сопоставительный анализ результатов исследований надежности ЭЭС, выполненный с помощью разных программ // Методические

вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 41/ СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1991. – С. 53-59.

42. Маркович И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович
 – М.: Энергия.– 1969. – 353 с.

43. Биллинтон Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: Пер. с англ./ Р.Биллинтов, Р. Аллан. – М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 288с.

44. Generation adequacy methodologies review [Электронный ресурс] :офиц.сайт.–Режимдоступа:https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC101590/jrc101590_online_rev1_19sept2016.pdf [дата обращения 01.05.2020].

45. Probabilistic Adequacy and Measures Technical Reference Report [Электронный pecypc]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://www.nerc.com/comm/PC/Probabilistic%20Assessment%20Working%20Gr oup%20PAWG%20%20Relat/Probabilistic%20Adequacy%20and%20Measures% 20Report.pdf#search=Probabilistic%20Adequacy%20and%20Measures [дата обращения 01.05.2020].

46. 2016 Probabilistic Assessment [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://www.nerc.com/comm/PC/PAWG%20DL/2016ProbA Report Final March

.pdf#search=2016%20Probabilistic%20Assessment [дата обращения 01.05.2020].

47. Обоскалов В.П. Влияние конфигурации графика нагрузки на показатели балансовой надежности ЭЭС / В.П. Обоскалов, Р.Т. Валиев, И.Л. Кирпикова, С.А. Дехтяр // Электроэнергетика глазами молодёжи Научные труды IV международной научно-технической конференции/ Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова. – Новочеркасск, 2013. – С. 75-78.

48. Обоскалов В.П. Сравнительная эффективность методов расчета показателей балансовой надежности энергосистем / В.П. Обоскалов, Р.Т. Валиев, С.А. Гусев/ Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – № 9-10. – С. 119-125.

49. Mortez A. A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies / A. Mortez, A. Hajebrahimi, M. Fotuhi-Firuzabad // Renewable and Sustainable energy reviews. – 2016. – vol.57. – P.1077-1089.

50. Зоркальцев В.И. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетических систем / В.И. Зоркальцев, Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000. – 25 с.

51. Могирев В.В. Алгоритм и программа вычислений показателей надежности электроэнергетических систем методом статистического моделирования (программа «Поток») /В.В. Могирев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 4/ СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1975. – С. 4-35.

52. Ковалев Г.Ф. Результаты исследований балансовой надежности (безотказности и ремонтопригодности) ЭЭС по тестовой схеме с помощью программы ЯНТАРЬ / Г.Ф. Ковалев, Н.В. Кочергина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 41/ СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1991.

53. Almutari A. Probabilistic generating capacity adequacy evaluation: Research roadmap /A. Almutari, M.H. Ahmed, M.M.A. Salama // Electric power system research. – 2015. – vol. 129. – P.83-93.

54. Ковалев Г.Ф. Модель оценки надежности сложных ЭЭС при долгосрочном планировании их работы / Г.Ф. Ковалев // Электронное моделирование. – 1987. – № 5. – С. 65-72.

55. Ковалев Г.Ф. Алгоритм и программа вычисления показателей надежности сложных ЭЭС аналитическим методом. / Г.Ф. Ковалев, В.П. Оленкевич, Т.В. Пацева, Ю.Н. Руденко // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 22/ СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1981. – С. 17-22.

56. Чукреев Ю.Я. Исследование надежности при управлении развитием многоузловых электроэнергетических систем/Ю.Я. Чукреев Н.А. Манов, Ю.В. Слободян // Новые научные методики. – 1987. – №4 – С. 1-27 с.

57. Чукреев Ю.Я. Оценка случайного состояния системы в моделях анализа надежности проектируемых электроэнергетических систем/Ю.Я. Чукреев// Проблемы функционирования и развития энергетики Европейского Северо-Востока СССР/ Коми филиал АН СССР. – Сыктывкар, 1987. – С. 103-112.

58. Чукреев Ю.Я. исследование надежности основной структуы ЭЭС с помощью программно-вычислительного комплекса ОРИОН / Ю.Я. Чукреев, Н.А. Манов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 41/ СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1991. – С. 29-40.

59. Чукреев Ю.Я. Анализ методов оценки показателей надежности и вопросы их нормирования для различных условий взаиморезервирования энергосистем /Ю.Я. Чукреев // Современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения, управление реконструкцией и развитием/ РГУНГ. – Москва, 2001. – С.62-71.

60. Иванов В.В. Результаты исследования надежности ЭЭС по тестовой схеме с помощью программы ПОТОК-3 / В.В. Иванов, Г.В. Колосок // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 41/ СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1991. – С. 40-53.

61. Bloom J. Representing the production cost curve of a power system using the method of moments/ J. Bloom //. IEEE Trans Power Syst.– 1992. – vol.7 – P.1370-1377.

62. Schellenberg A. Cumulant-based probabilistic optimal power flow (P-OPF) with Gaussian and gamma distributions/A. Schellenberg, W. Rosehart, J. Aguado// IEEE Trans Power Syst. – 2005. – vol.20. – P. 773-781

63. Zhao Y Uncertainty analysis for bulk power systems reliability evaluation using Taylor series and nonparametric probability density estimation/ Y.

Zhao, F. Fan F,J. Wang, K. Xie// Int J Electr Power Energy Syst. – 2015. – vol. 64. – P.804-814.

64. Verbic G. Probabilistic optimal power flow in electricity markets based on a two-point estimate method / G. Verbic CA. Canizares // IEEE Trans Power Syst - 2006. - vol.21. - P.1883-1893

65. Okwe G.I. Adequacy analysis and security reliability evaluation of bulk power system /G.I. Okwe, K. Inyama// Journal of computer engineering. – 2013. – vol.11. – P.26-35

66. Руденко Ю.Н. Надежность и резервирование в энергосистемах/Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов. – Новосибирск: Наука. – 1974. – 264 с.

67. Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем/В.А. Непомнящий. – М.: Энергия. – 1978. – 200 с.

68. Обоскалов В.П. Резервы мощности в электроэнергетических системах/ В.П. Обоскалов. – Свердловск: УПИ. – 1989. – 92 с.

69. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем/ Ю.Я. Чукреев. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. – 1995. – 176 с.

70. Mid-term Adequacy Forecast 2018 Appendix 1: Methodology and Detailed Results [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-

documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf [дата обращения 01.05.2020]

71. Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM) Information for User [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <u>https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_NTCusersInform</u> <u>ation.pdf [дата обращения 01.05.2020].</u>

72. Зоркальцев В.И. Минимизация дефицита мощности в ЭЭС с учетом потерь мощности в линиях электропередачи / В.И. Зоркальцев, Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева, С.М. Пержабинский // Электричество. – 2010. – №9. – С. 56-60.

73. Зоркальцев В.И. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетической системы / В.И. Зоркальцев, С.М. Пержабинский // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2012. – №1 (49). – С. 34-43.

74. Обоскалов В.П. Вероятностно-аналитический метод расчета показателей балансовой надежности ОЭС / В.П. Обоскалов, Р.Т. Валиев / Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2019. – №1. – С. 37-49.

75. Манусов В.З. Вероятностные задачи в электроэнергетике / В.З. Манусов. – Новосибирск: НЭТИ. – 1981. – 119 с.

76. Borkouska B. Probabilitic load flow/ B. Borkowska// IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1974. – vol. 93 – P.752-759.

77. Allan R.N. Evaluations methods and accuracy in probabilistic load flow solutions / R.N Allan, A.M. Late da Silva, R.C. Burchett // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981. – vol. 100. – P.2539-2546.

78. Leite da Siva A.M. Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers / A.M. Leite da Siva, V.L. Arienti, R.N Allan // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1984. – vol.6. – P. 67-68.

79. Schilling M. Th. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988) / M.Th. Schilling, A.M. Leite da Silva, R. Billinton, M.A. El-Kafy // IEEE Transactions on Power Systems. – 1990. – vol. 5. – P. 1-11.

Дубицкий М.А. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах / М.А. Дубицкий, Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов. – М.: Энергоматиздат. – 1988. – 272 с.

81. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии /под. общ. ред. В.Г. Герасимова. – М.: Издательство МЭИ. – 2004. – 964 с.

82. Обоскалов В.П. Математические модели и стратегии ограничения нагрузки при оптимальном распределении дефицита мощности в ОЭС / В.П.

Обоскалов, Р.Т. Валиев, С.А. Гусев // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2017. – №4. – С. 25-36.

83. Свами М. Графы, сети и алгоритмы / М. Свами, К. Тхуласираман.
 – М.: Мир. – 1984. – 455 с.

84. Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем / В.П. Обоскалов. – Екатеринбург: ГОУ ВПО Уральский государственный технический университет. – 2002. – 217 с.

85. Дикин И.И. Итеративное решение задач математического программирования: алгоритмы метода внутренних точек / И.И. Дикин, В.И. Зоркальцев. – Новосибирск: Наука. – 1980.

86. Обоскалов В.П. Алгоритм удовлетворенного спроса для определения показателей балансовой надежности ЭЭС / В.П. Обоскалов // Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем/ Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар, 2014. – С.26-32.

87. Billinton R. Reliability evaluation of power systems / R. Billinton,
R.N. Allan. –New York: Springer Science+ Business Media, LLC. – 1996. – P. 534.

88. Hary N. The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanism /N. Hary, V. Rious, M. Saguan // Energy Policy – 2016. – issue 91. – P.113-127.

89. Аюев Б.И. Вычислительные модели потокораспределения в электрических сетях / Б.И. Аюев, В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин. – М.: Флинта, Наука. – 2008. – 256 с.

90. Weedy B.M. Electric Power Systems /B.M. Weedy [et al.]. – John Wiley & Sons Ltd. – 2012. – 514p.

91. Справочник по проектировнию электрических сетей /под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС. – 2012. – 376 с.

92. Себер Дж. Линейный регрессионный анализ /Дж. Себер. – М.:Мир.
 – 1980. – 456 с.

93. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями /В.М. Горнштейн. – М.:
 Госэнергоиздат. – 1949. – 256 с.

94. ANTARES optimization problems formulation [Электронный pecypc]: офиц. сайт. – Режим доступа: https://antares.rte-france.com/wp-content/uploads/2017/07/170522-Antares-Optimization-Problems-Formulation.pdf [дата обращения 01.05.2020].
Приложение А Блок схема ВАМ

