

ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Осокин Владимир Леонидович

**НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК**

Специальность 4.3.2. Электротехнологии, электрооборудование
и энергоснабжение агропромышленного комплекса

Диссертация на соискание учёной степени
доктора технических наук

Научный консультант
доктор технических наук, профессор
Папков Борис Васильевич

г. Княгинино – 2025 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 СЛОЖНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	17
Вводные замечания	17
1.1 Проблемы реструктуризации больших технических систем на примере систем электроснабжения АПК	36
1.2 Основы устойчивого развития электроэнергетической отрасли	43
1.3 Системные проблемы анализа надёжности электроснабжения	46
1.4 Сложность систем электроснабжения	50
Выводы по главе 1	62
2 РАСШИРЕНИЕ НАДЁЖНОСТНЫХ СВОЙСТВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	63
Вводные замечания	63
2.1 Развитие модели исследования основных понятий надёжности системы электроснабжения	64
2.2 Обобщённое представление показателей надёжности	68
2.3 Содержательная характеристика классической системы показателей надёжности	70
2.4 Критический обзор системы зарубежных показателей надёжности электроснабжения	76
2.5 Особенности выбора показателей надёжности в СЭС	89
2.6 Системная оценка показателей надёжности электроснабжения	92
2.7 Необходимость расширения номенклатуры показателей надёжности в интеллектуальных СЭС	95
Выводы по главе 2	107
3 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ	109
Вводные замечания	109

3.1 Безопасность и управление в системах с распределённой генерации.....	112
3.2 Безопасность и управление в системах возобновляемой энергетики.....	121
3.3 Требования потребителей к уровню энергетической безопасности и надёжности.....	127
3.4 Надёжность и безопасность систем энергетики в экстремальных ситуациях	139
3.5 Оценка эффективности внедрения современных систем релейной защиты и автоматики	149
3.6 Проблема кибербезопасности.....	164
Выводы по главе 3.....	164
4 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРУКТУРНЫХ СХЕМ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ.....	174
Вводные замечания	174
4.1 Условия работоспособности простейших структур систем электроснабжения	177
4.2 Надёжность и эффективность систем электроснабжения	186
4.3 Системы распределённой генерации с перекрывающимися зонами действия.....	191
4.4 Оценка эффективности систем распределённой генерации с перекрывающимися зонами действия.....	195
4.5 Примеры ориентировочной оценки эффективности систем распределённой генерации.....	198
Выводы по главе 4.....	206
5 ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ	208
Вводные замечания	208
5.1 Основные стратегии управления электропотреблением.....	211
5.2 Основы управления режимами электропотребления	219
5.3 Методы, средства и процессы управления электропотреблением	229
5.4 Активные элементы потребителей.....	236

5.5 Обеспечение надёжности электроснабжения в задачах управления электропотреблением.....	246
5.6 Учёт возможностей энергосбережения при управлении режимом электропотребления	255
5.7 Задачи стимулирования управления электропотреблением.....	262
Выводы по главе 5.....	271
6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	273
Вводные замечания	273
6.1 Техничко-экономические аспекты управления надёжностью электроснабжения в современных условиях.....	275
6.2 Техничко-экономические потери от нарушений электроснабжения в структурно сложных технических системах	280
6.3 Уточнение исходной информации в задачах оценки надёжности СЭС АПК.....	300
6.4 Тарифная политика и надёжность электроснабжения	306
6.5 Организация мониторинга последствий управления надёжностью электроснабжения	324
Выводы по главе 6.....	337
7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	339
Вводные замечания	339
7.1 Формирование риска в задачах управления режимами электроснабжения потребителей.....	341
7.2 Формальная постановка задачи оценки рисков	346
7.3 Управление рисками при обеспечении надёжности и безопасности электроснабжения	360
7.4 Риски территориальных сетевых организаций	372
7.5 Методика элементарной оценки технологического риска	375
Выводы по главе 7.....	381

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	383
Выводы и результаты.....	383
Рекомендации	386
Направления дальнейших исследований.....	388
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	389
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	420
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	423
Приложение А – Показатели надёжности, наиболее часто употребляемые при решении практических задач электроснабжения	424
Приложение Б – Основные понятия, связанные с возможностями применения определений гибкости в ИЭС ЭЭС (СЭС).....	426
Приложение В – Пример оценки потенциала энергосбережения одного из сельскохозяйственных предприятий Нижегородской области	430
Приложение Г – Пример оценки возможного ущерба объекта потребителя при нарушении электроснабжения.....	436
Приложение Д – Универсальная методика оценки ущерба от нарушений электроснабжения потребителей АПК.....	441
Приложение Е – Акты внедрения.....	446
Приложение Ж – Патенты на изобретение.....	479

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Технические решения, связанные с прогнозированием, проектированием, развитием и эксплуатацией систем электроснабжения предприятий АПК часто принимаются при недостатке, неоднозначности и неопределенности исходной информации, достоверность и точность которой не удовлетворяет современным требованиям. С особой остротой встают задачи принятия решений в развивающихся интеллектуальных системах электроснабжения (СЭС) и непосредственно в комплексах потребления электроэнергии.

Наиболее крупными проблемами, решение которых требует учёта как технологических, так и экономических аспектов, являются: 1) принятие решений по развитию систем электроснабжения с учётом фактора надёжности; 2) принятие решений по управлению электропотреблением при отказах элементов комплекса в процессе эксплуатации; 3) исследование возможностей СЭС и потребителей в задачах управления режимами электропотребления; 4) оценка критериев экономической эффективности альтернативных вариантов управления режимами при изменении структуры, иерархии, усиления технологической, экономической, социальной и политической независимости субъектов энергорынка при возможном несовпадении интересов.

Исследования по двум первым проблемам проводятся давно, но они актуальны, так как развитие распределённой генерации (РГ) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), систем накопителей электроэнергии (СНЭЭ), систем коммерческого и технологического учёта, контроля, управления, телемеханики, релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), при специфических особенностях собственников, существенно усложнили принятие решений. Новый тип СЭС насыщенный новым оборудованием и РЗ и ПА, требуют расширения спектра услуг и изменения моделей рыночных отношений.

Третья проблема существуя и развиваясь одновременно с первыми, существенной стала с 90-х годов XX в, так как был введён ряд ограничений – границ рациональности – затухания возмущения в ЭЭС распространяющегося по потребителям. При переходе к «активным» СЭС необходим учёт временной неравномерности энергопотребления, что обеспечивает возможность увеличения выдачи электроэнергии потребителям после ликвидации аварийного дефицита. Анализ имевших место аварий показал, что при отказах отдельных видов электрооборудования для недопущения нарушения устойчивости достаточно отключать около 20 % суммарной нагрузки системы. Это обеспечивается выбором состава отключаемых присоединений при условии сохранения величины отключаемой мощности. Экономические последствия нарушений электроснабжения оцениваются экономико-математическими моделями срыва производственного процесса с учётом влияния вероятностных факторов, неполноты и неопределённости информации на конечный результат – ожидаемый ущерб.

Четвертая проблема связана с условиями и договорными отношениями в условиях рыночной экономики. Увеличивается опасность рассогласования интересов субъектов рыночных отношений с макроэкономическими и социальными целями всей системы хозяйствования. Такая постановка приводит к необходимости анализа не только вертикальной иерархии, но и горизонтальных связей, формирующих энергорынок.

В диссертации показано, что широкое использование выдвинутых предложений возможно лишь при максимально глубоком исследовании возможностей комплекса потребителей по управлению нагрузкой. Исследования систем электроэнергетического комплекса чрезвычайно востребованы и ещё более значимы, чем в 70-х – 80-х гг. XX в. Учитывая возросшие требования потребителей к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии, появление в структуре СЭС систем РГ, ВИЭ с нестационарной выработкой мощности, использование СНЭЭ, возможности управления электропотреблением [215], поставленная проблема является

своевременной и актуальной. Особый интерес представляют особенности решения указанных проблем на АПК.

Вытекающая из этого **научно-техническая проблема** заключается в решении задач в области принятия оптимальных решений развития систем электроснабжения (СЭС) предприятий АПК с учётом фактора надёжности на основе исследования возможностей СЭС и потребителей при управлении режимами электропотребления; повышения инвестиционной привлекательности, регулирования и контроля, обеспечения надёжности и качества электроснабжения систем АПК, энергосбережения с целью снижения совокупных и капитальных затрат; оценки критериев экономической эффективности альтернативных вариантов управления режимами при изменении структуры, иерархии, усиления технологической, экономической и социальной независимости субъектов энергорынка при возможном несовпадении интересов его субъектов.

Степень разработанности темы исследования. Принципы развития и эксплуатации ЭЭС (СЭС) базируются на теории и исследовании проблем надёжности, безопасности, живучести, эффективности их функционирования в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Значительный вклад в разработки этих научных направлений внесли многие ученые и инженеры: Н.С. Афонин, В.А. Веников, А.В. Виноградов, Н.И. Воропай, Ю.Б. Гук, П.В. Илюшин, В.Г. Китушин, А.Л. Куликов, Т.Б. Лещинская, Н.А. Манов, В.В. Михайлов, В.А. Непомнящий, В.Р. Окорочков, Б.В. Папков, Ю.Н. Руденко, И.А. Рябинин, К.В. Суслов, И.А. Ушаков, Р.Я. Федосенко, Ю.А. Фокин, М.Б. Чельцов, Е.М. Червонный, Ш.Ч. Чокин, Ю.Я. Чукреев, А.И. Шалин, В.И. Эдельман и др.

Одна из важных задач развития электроэнергетики России – реализация поэтапной интеллектуализации ЭЭС с учётом РГ, ВИЭ, СНЭЭ. В Энергетической стратегии России до 2050 г. отмечено, что разработки и внедрение современных технологий генерации, преобразования, передачи, распределения и потребления электроэнергии должны обеспечить повышение

надёжности, безопасности и эффективности управления режимами ЭЭС (СЭС). Создание систем и сервисов интеллектуальной энергетики предусмотрено дорожной картой Национальной технологической инициативы «Энерджинет» и национальным проектом «Интеллектуальная энергетическая система России».

Цель работы. Разработка новых, развитие и реализация существующих методических рекомендаций, инженерных решений, принципов обеспечения и повышения надёжности СЭС АПК в различных схемно-режимных условиях с временными ограничениями на основе рационального управления активными потребителями, новых технологий энергосбережения, перехода к ИЭС.

В диссертации поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Исследовать возможность теоретико-множественного представления сложности современных систем электроснабжения.
2. Обосновать необходимость расширения номенклатуры показателей надёжности СЭС потребителей АПК.
3. Разработать методику оценки надёжности в экстремальных внешних и внутренних ситуациях, возникающих в СЭС.
4. Разработать методику оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ.
5. Разработать методы рационального управления электропотреблением для потребителей АПК.
6. Разработать и обосновать правила формализованного представления комплексов производственных систем, экономико-математических моделей анализа последствий нарушений функционирования потребителей при отказах в СЭС и при управлении электропотреблением.
7. Выявить зоны и режимы электропотребления обобщённого потребителя в условиях внезапных и преднамеренных нарушений электроснабжения.

Концепция решения проблемы заключается в разработке новых, развитии и реализации существующих методических рекомендаций,

инженерных решений, принципов обеспечения и повышения надёжности СЭС АПК в различных схемно-режимных условиях с временны́ми ограничениями на основе рационального управления режимами активных потребителей, энергосбережения, перехода к ИЭС.

Объект исследования. Системы электроснабжения с промышленной, сельскохозяйственной и бытовой нагрузкой; системы электроснабжения с распределенной генерацией; электрооборудование отдельных потребителей в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях.

Предмет исследований. Методы, модели, средства повышения надёжности и эффективности электротехнических комплексов, включающих СЭС объектов АПК и управления ими на базе моделей, устройств противоаварийной и режимной автоматики при минимальных технико-экономических потерях.

Научная новизна диссертации заключается в:

- уточнении постановки задач принятия решений по обеспечению эффективного функционирования СЭС, базирующихся на современных методах исследования больших технических систем;
- разработке обобщенного подхода к формированию моделей оценки последствий управления электропотреблением и уточнённой модели функциональных связей потенциально опасных объектов СЭС и потребителей;
- применении теоретико-множественного представления сложности к современным СЭС при решении задач оценки их надёжности и эффективности;
- выработке критериев требований потребителей к СЭС, обеспечивающих их функционирование в экстремальных режимах;
- рекомендациях по определению работоспособности СЭС, включая перекрывающиеся зоны действия РГ, с оценкой их надёжности и эффективности.

Теоретическая и практическая значимость диссертации заключается в:

- 1) создании теории и разработке методических основ практических

расчётов, оптимизации, нормирования надёжности и определения экономической эффективности решений, принимаемых в СЭС АПК;

2) обеспечении возможности выбора оптимальных решений по управлению режимами электропотребления с учётом технико-экономических последствий изменения режимов электроснабжения объектов АПК;

3) разработке обобщённой методики анализа показателей надёжности СЭС с выделением неработоспособных (частично работоспособных) состояний;

4) разработке модели функциональных связей потенциально опасных объектов в СЭС;

5) получении новых, существенно уточнённых расчётных вероятностей аномальных событий, необходимых при решении задач развития СЭС;

6) дополнении свойства «надёжность» введенными и обоснованными понятиями «живучесть», «уязвимость», «стойкость», «достоверность» и др., необходимыми для оценки воздействия дестабилизирующих факторов на объекты электроснабжения;

7) разработке методики оценки эффективности внедрения современных систем РЗиПА, отличающейся возможностью учёта их модернизации и замены;

8) получении новых результатов оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ с перекрывающимися зонами действия.

Полученные результаты – основа конкретных рекомендаций потребителям АПК; модели оценки ущерба предназначены для использования в практике проектирования, эксплуатации и управления СЭС АПК с целью выбора оптимального управляющего воздействия для увеличения диапазона регулирования электропотребления, обоснования, анализа и выбора решений по управлению электропотреблением. Реализация предлагаемых методов позволяет обосновывать максимумы нагрузок и возможности их снижения; допустимую длительность и периодичность регулирования; допустимую и целесообразную степень участия потребителей в разгрузке ЭЭС.

Методология и методы исследования включают: системный подход к исследованию СЭС; методы математической статистики, дискретной математики, прикладной теории надёжности и принятия решений, моделирование последствий нарушения режимов электроснабжения АПК.

Положения, выносимые на защиту

1. Методика применения теоретико-множественного представления сложности больших технических систем (БТС) к современным СЭС, в том числе с распределенной генерацией, позволяет достоверно описать системы электроснабжения объектов с точностью, обусловленной требованиями конкретной задачи.

2. Введение таких показателей надёжности, как гибкость, внутренняя безопасность, живучесть, управляемость, устойчивоспособность, экономичность при решении задач оценки надёжности и эффективности оценки СЭС потребителей АПК позволяет повысить точность оценки эффективности и надёжности систем электроснабжения, в том числе интеллектуальных.

3. Разработанная методика оценки надёжности в экстремальных внешних и внутренних ситуациях, возникающих в СЭС, позволяет существенно повысить точность расчета за счет усовершенствования моделей функциональных связей потенциально опасных объектов в приложении к комплексам СЭС.

4. Предложенная методика оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ с перекрывающимися зонами действия позволяет оценить целесообразность внедрения данных систем, риски для централизованной ЭЭС, а также решать комплекс задач обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения потребителей, обеспечивая устойчивую работу при нарушении работоспособности отдельных ГУ и их групп

5. Методический подход к моделированию функционирования систем электроснабжения АПК в условиях нормальной работы, аварийных и послеаварийных режимах, а также эксплуатационные решения по управлению электропотреблением.

6. Методика управления надёжностью электроснабжения АПК на основе технико-экономической оценки последствий плановых и внезапных, полных и частичных нарушений электроснабжения, а также оценки последствий изменения режимов электроснабжения и электропотребления при отказах в СЭС, позволяют разрабатывать экономико-математические модели для выбора оптимального для потребителя тарифа и мер для снижения стоимости потребленной электроэнергии.

7. Разработанные рекомендации по вариантам и параметрам управления режимами потребителей с учётом технологических особенностей и условий функционирования отдельных генерирующих установок (ГУ) и особенностей технологических процессов активных потребителей, позволяющие повысить рентабельность производства продукции АПК за счет повышения надежности электроснабжения и повышения эффективности использования электроэнергии.

Обоснование соответствия диссертации паспорту научной специальности 4.3.2. «Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса». Направления исследований соответствуют пунктам: 5. Электрооборудование, системы электроснабжения, автоматизированный электропривод, автоматизированный контроль и управление для мобильных установок, беспилотных аппаратов, технологических машин и поточных линий в АПК. 8. Способы и технические средства передачи и распределения электроэнергии, принципы построения сельских электрических сетей и их компонентов, надежность и качество электроснабжения, средства мониторинга, автоматизации и интеллектуализации электроснабжения. 11. Прогноз потребности, развития и состояния энергоресурсов и их потребителей в АПК, мероприятия по их рациональному использованию. 12. Система эксплуатационного обслуживания сельских электрических сетей и электрооборудования предприятий АПК.

Реализация результатов работы отражена в научно-технических отчетах по работам, проводившимся в соответствии с планом научно-исследовательских

работ ГБОУ ВО «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет». Результаты используются филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» «Нижновэнерго»; Тюменский ЦНТИ – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России; ФНПЦ АО «НПП «Полет»; Министерством сельского хозяйства и продовольственных ресурсов; Министерством образования и науки Нижегородской области; Сельскохозяйственными предприятиями: ООО племенной завод «Большемурашкинский», ГБУ НО «Центр биоутилизации Нижегородской области»; в учебном процессе Нижегородского государственного инженерно-экономического университета, Орловского государственного аграрного университета им. Н.В. Парахина, Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева и представлены в приложении Ж.

Достоверность результатов исследований обеспечена системной проработкой проблемы, корректностью поставленных задач и их решением, соответствием законам электротехники, корректностью математических моделей, их адекватностью исследуемым процессам, соответствием теоретических положений и результатов внедрения. Сходимость разработанных теоретических положений и практических выводов подтверждается общей теорией систем. с результатами эксперимента и исследованиями других авторов, что обеспечивает и подтверждает достоверность полученных результатов. Эффективность работы подтверждена справками и актами внедрения.

Апробация результатов. Результаты, полученные в диссертации, докладывались на международных, всероссийских и региональных конференциях, совещаниях, семинарах: Международная научно-техническая конференция «Бенардосовские чтения». Иваново, ИГЭУ, 2015, 2023; III Международная научно-практическая конференция «Экономическая безопасность России: проблемы и перспективы». НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Н. Новгород, 2015; Всероссийский научно-производственный семинар «Безаварийный трансформатор». Академия электротехнических наук РФ. Н.

Новгород, 2018, 2019; Международная конференция «Энергия будущего: вызовы и возможности». Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, 2018; Международный научный семинар ИСЭМ СО РАН «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Иркутск, 2018. Ташкент, 2019; Конференция «Актуальные проблемы электроэнергетики». НГТУ им. Р.Е. Алексеева. Н. Новгород, 2018; Economic Aspects of the Energy Efficiency of EU Countries. // N. Novgorod State Technical University. 2019; XLIV международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» – Новочеркасск, 2022; I Всероссийская научно-практическая конференция «Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики». Севастопольский государственный университет. Севастополь, 2023; VII Международная научно-техническая конференция «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», ЧГУ им. И.Н. Ульянова, Чебоксары, 2023, 2024; Международная научно-практическая конференция «Энергообеспечение АПК», ФГБНУ ФНАЦ ВИМ, Москва, 2023, 2024; совместное заседание Секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике, Москва, 2025.

Публикации. По теме исследования автором опубликовано 69 научных работы общим объемом 182,19 п. л., в том числе авторских – 73,37 п. л., из них 3 монографии и 21 работа в изданиях из Перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук, в том числе 4 публикации в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Scinse, получено 8 патентов на изобретения.

Структура и объём диссертации. Диссертация состоит из введения, 7 глав, заключения, списка литературы из 296 наименования, 7 приложений,

включает 57 рисунков и 29 таблиц. Объем диссертации – 419 страниц основного текста, общий объем работы – 486 страниц.

Личный вклад автора. Диссертация – результат самостоятельных исследований автора, проводимых под его руководством и с личным участием. Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, проведении теоретических исследований, разработке и обосновании критериев, методик правил, обработке полученных результатов, обобщении, научном обосновании и формулировании выводов и рекомендаций. Все приведенные в диссертации основные положения, теоретические результаты и технические решения получены и разработаны лично автором. В совместных работах – теоретическая и практическая разработка и обоснование основных идей и положений диссертации, предложений по совершенствованию методик оценки технико-экономических последствий управления электропотреблением, выполнение расчетов, рекомендации по выбору рациональных режимов электропотребления и энергосбережения, анализ и обобщение полученных результатов, выработка рекомендаций по их применению. Личное участие автора подтверждено опубликованными работами, свидетельствами о результатах интеллектуальной деятельности, патентами и апробациями на научных конференциях. Положения, выносимые на защиту, результаты, определяющие научную новизну и практическую значимость, выводы диссертационной работы сформулированы автором самостоятельно. В совместных публикациях вклад автора составляет около 41 %.

1 СЛОЖНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вводные замечания

При выработке технических решений, связанных с прогнозированием, проектированием, развитием и эксплуатацией больших технических систем, к которым, в первую очередь, относятся системы электроснабжения (СЭС) потребителей агропромышленных комплексов (АПК), приходится учитывать, что подобные системы незамкнуты и не могут, как правило, проектироваться в целом. Проектные решения, решения по их эксплуатации и развитию часто принимаются при недостатке, неоднозначности и неопределенности исходной информации, достоверность и точность которой не удовлетворяет современным требованиям функционирования СЭС. В таких условиях классические оптимизационные расчёты нецелесообразны, так как в большинстве случаев неэффективны или невозможны. С особой остротой эти проблемы встают в одном из важнейших направлений системных исследований при постановке и решении задач принятия решений с учётом надёжности и эффективности электроснабжения потребителей АПК [3, 4, 12, 24, 28, 35, 41, 42, 77, 84, 91, 97, 108, 116 и др.].

Системный подход к разработке и исследованию режимов функционирования СЭС основан на результатах анализа, связанных с СЭС в технологических процессах производства продукции, технико-экономического анализа последствий управления режимами электропотребления, анализа возможных изменений экологических и социальных показателей [102, 143, 148]. Системы потребления также, как и СЭС обладают временной, структурной, нагрузочной и информационной избыточностью, за счет которой можно ликвидировать (уменьшить) недовыпуск продукции из-за нарушения нормального режима их работы, не

допустив разрыва внешних производственных связей. Поэтому при решении комплексных задач создания, размещения и использования генерирующих мощностей (в том числе систем распределённой генерации (РГ)), необходимо учесть возможность рационального использования всех видов резервов потребителей.

Наиболее крупными проблемами в управлении надёжностью развивающихся интеллектуальных СЭС, решение которых требует учёта как технологических, так и экономических аспектов, являются:

1. принятие решений по развитию СЭС потребителей АПК с учётом фактора надёжности;
2. принятие решений по управлению работой СЭС при отказах их элементов в процессе эксплуатации;
3. исследование возможностей СЭС потребителей АПК в задачах управления режимами электропотребления;
4. исследование уязвимостей и проблем кибербезопасности в системах электроснабжения;
5. оценка критериев экономической эффективности альтернативных вариантов управления режимами при изменении структуры, иерархии, усиления экономической, социальной и политической независимости субъектов энергетического рынка при возможном несовпадении их интересов.

Исследования по двум первым проблемам проводятся уже много лет, но до сих пор актуальны. Одна из первых отечественных работ, включающих экономическую оценку уровня надёжности электроснабжения потребителей, появилась в середине 50-х годов прошлого века [6]. В ней даны средние показатели ущерба от нарушений электроснабжения, что вызвало большой интерес научно-технической общественности и определило надёжность электроснабжения как экономическую категорию. После этого опубликованы исследования по экономической оценке последствий нарушений электроснабжения на основе отбора их составляющих с выделением плановых

ограничений и внезапных отключений всего или части объектов потребителя [70, 101, 107, 119, 186, 233, 237 и др.].

Развитие систем РГ с включением в их состав возобновляемых источников энергии (ВИЭ), систем накопления электроэнергии (СНЭЭ), при специфических особенностях собственников, систем коммерческого и технологического учёта электроэнергии, контроля, управления, телемеханики, релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) существенно усложнили задачи принятия решений по управлению режимами СЭС при отказах их элементов и необходимости изменения структуры и конфигурации схем электроснабжения [64, 66, 72]. Обеспечение нормируемых показателей надёжности требует контроля пропускной способности ЛЭП, ограничения перегрузок, согласования и селективности функционирования устройств РЗ и ПА [79]. Возник новый тип ЭЭС, включающих РГ, энергопринимающие устройства (ЭПУ) с управляемой нагрузкой, локальные генерирующие установки (ГУ), ВИЭ и СНЭЭ. Такие объекты с новыми видами оборудования и автоматики, требуют расширения спектра услуг (резервирование, организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания, децентрализованного управления режимом и его параметрами). В этой связи оценка последствий отказов электрооборудования и управления режимами СЭС ещё более усложняется, так как необходим учёт целого ряда дополнительных факторов и показателей, влияющих на надёжность элементов СЭС и источников РГ [65, 80, 94, 95].

Хотя третья проблема во всем мире существовала и развивалась одновременно с первыми двумя, в энергетике России она стала существенной относительно недавно (с 90-х годов XX в). Развитие исследований и внедрение результатов по ней отражено в ряде разработок и публикаций [53, 59, 63–65], анализирующих экономические задачи надёжности СЭС при формировании рынка.

Поскольку отбрасывать связи ЭЭС с потребителями и рассматривать её как замкнутую систему недопустимо, невозможно и адекватно учесть все

реальные связи с потребителями. Важно правильно ввести и учесть ряд ограничений – границ рациональности, в качестве которых предложена граница затухания возмущения, возникающего в ЭЭС и распространяющегося по потребителям. Это вынуждает идти на максимальное эквивалентирование и принимать обобщённые требования к уровню надёжности энергоснабжения. Чем выше уровень иерархии ЭЭС, на котором рассматривается решаемая задача, тем сложнее учесть требования потребителя к надёжности, с одной стороны, и выше затраты на повышение надёжности ЭЭС – с другой. Принятие решений, обеспечивающих минимум недоотпуска энергии или минимизацию приведенных затрат при заданной надёжности энергоснабжения вынуждает либо априорно устанавливать затраты на развитие ЭЭС, либо принять допущение об обобщении и уравнивании требований потребителей к надёжности.

Одна из использованных во многих исследованиях [70, 100, 108, 117, 187, 233, 246] попыток обобщенной оценки ожидаемых потерь потребителя от недостаточного уровня надёжности электроснабжения, сводилась к допущению безвозвратных потерь электроэнергии для потребителя, что неизбежно ведет к недовыпуску продукции. Плановое хозяйство и жёсткое централизованное управление распределением и потреблением всех видов энергоресурсов позволяло ориентировочно оценить ожидаемые потери от недовыпуска продукции, связанных с недополучением электроэнергии. При этом создавалась иллюзия объективности оценки потерь от недостаточного уровня надёжности и возможности реализации метода приведенных затрат. При переходе к «активным» СЭС такой подход неэффективен. Учёт суточной, недельной и сезонной неравномерности энергопотребления обеспечивает возможность ЭЭС увеличения генерации после ликвидации аварийного дефицита и восстановления отказавших объектов.

Активные потребители электроэнергии в подавляющем большинстве также обладают избыточностью (структурной, нагрузочной, временной, информационной), за счёт чего можно ликвидировать (значительно

уменьшить) недовыпуск продукции из-за нарушения нормального режима работы и не допустить разрыва внешних производственных связей с поставщиками сырья и потребителями готовой продукции предприятий, участвующих в процессе регулирования энергопотребления [34, 138, 159, 160]. Таким образом, при решении комплексных задач создания, размещения и использования дополнительных генерирующих мощностей, необходимо решить задачу рационального использования имеющихся, включая РГ, СНЭЭ и резервы потребителей. Совместное и рациональное использование избыточности СЭС и потребителей основано на рациональном подборе таких объектов, управление режимом работы, которых при аварийных ситуациях приводит к минимуму экономических потерь.

Исследования, проведенные в диссертации с учётом технологических особенностей промышленных производств АПК, показали, что реальные потери конкретных потребителей определяются составляющими [159]:

- от фактора внезапности нарушения электроснабжения потребителя;
- от неуправляемого останова объектов производства вследствие отключения электроприемников;
- от непроизводительного расхода энергоресурсов во время наладки технологического процесса производства после восстановления электроснабжения;
- от незапланированных остановов и пусков объектов производства;
- от незапланированных ремонтных работ;
- от разрушения технологических связей между отключённым и другими объектами производственной системы.

Однако объективная оценка потерь по агрегированным на уровне СЭС моделям совокупностей потребителей, практически невозможна, так как предложения по использованию агрегированных оценок заключались в допущении, что состав отключаемых присоединений произволен. Это позволяло считать, что можно ограничиться оценкой лишь математического

ожидания ущерба по совокупности питаемых потребителей для возможных значений дефицита мощности.

Анализ последствий аварий и прогнозирование аналогичных ситуаций, показывает, что при отказах оборудования электростанций и сетей для недопущения нарушения системной устойчивости ЭЭС достаточно отключать около 20 % суммарной нагрузки. Это может быть обеспечено большим количеством способов, реализация которых определяется выбором состава отключаемых присоединений при сохранении величины отключаемой мощности. Но это существенно влияет на потери потребителя, которые могут различаться на порядок и более. Поэтому построение функции минимальных ущербов по всей совокупности потребителей для задач прогнозирования развития СЭС не могло быть осуществлено и принималось допущение о произвольном составе отключаемой нагрузки.

Второй путь принятия решений при прогнозировании развития СЭС с учётом надёжности – принятие и использовании нормативных требований. При этом затраты на надёжность рассматриваются как один из ограничивающих факторов, влияющих на принимаемые решения [292] и максимально приближающиеся к пределу, диктуемому экономическими требованиями потребителей. Поскольку создание эффективных моделей для оценки количественных показателей нормативов для каждого потребителя практически нереально, предлагались экспертные методы. Отметим, что и на современном этапе вряд ли можно предложить какой-либо другой способ установления нормативных показателей надёжности электроснабжения. Необходимо учитывать, что специалисты-эксперты, привлекаемые для оценок разрабатываемых нормативов, на сегодня имеют значительно меньшую информированность и компетентность, чем это было ранее, поскольку возросла неопределённость технико-экономического состояния и развития как СЭС, так и потребителей. Поэтому разработка методических принципов решения рассматриваемых задач резко усложнилась. Это связано с непрогнозируемым изменением спроса мощности и энергии и

нестационарными режимами работы ВИЭ. Ретроспективный анализ энергопотребления также не может обеспечить достоверных оценок, ожидаемых в ближайшие годы нагрузок. Аналогичная ситуация сложилась и с прогнозированием ущербов как от нарушений электроснабжения, так и от принудительного управления электропотреблением.

Кроме того, при развитии систем РГ с учётом ВИЭ и реформировании хозяйственно-экономического управления энергорайонами и энергетикой России в целом остается неясным, на каком иерархическом уровне ЭЭС (СЭС) должны формироваться нормативы надёжности для потребителей. Решение вопросов с развития СЭС должно учитывать, что возможности привлекаемых инвесторов и их состав в разных регионах различен, а значения нормативов и их прогнозных оценок определяет объём капиталовложений. Если принять нормативы надёжности единые для всей России, то трудно сказать, как они будут восприняты возможными инвесторами. На основании изложенного очевидно, что, прежде всего, необходимо удержаться на имеющихся возможностях СЭС по обеспечению надёжного электроснабжения. Поэтому, несмотря на усилия исследователей, вопрос об экономических принципах отбора вариантов развития СЭС с учётом экономической оценки надёжности пока остается открытым.

Реализация процесса управления надёжностью и эффективностью электроснабжения должна основываться на его многоэтапности. Смысл её в периодической адаптации перспективных планов к постоянно уточняемым условиям развития СЭС. Все предлагаемые мероприятия по перспективам развития СЭС должны многократно фильтроваться с позиций влияния на изменение показателей надёжности и эффективности, пересматриваться по составу и корректироваться по срокам реализации по мере уточнения условий их осуществления [77, 78, 277, 290]. Необходима разработка полномасштабной законодательной базы современной электроэнергетики, включающей Российский и региональные законы о топливно-энергетическом комплексе, предусматривающие разделы

- нормативной и правовой регламентации взаимодействия производителей и потребителей энергоресурсов;
- тарифного регулирования и льгот;
- плату за надёжность электроснабжения;
- регламентацию управления режимами генерации, покупки и потребления электроэнергии в нормальных аварийных и послеаварийных условиях;
- основы договорных отношений производителей и потребителей;
- условия компенсации срыва договорных обязательств;
- обеспечение условий безопасного функционирования ТЭК.

Другая проблема, связана с нарушением баланса между генерируемой и потребляемой мощностью при отказах в СЭС. Известно, что задержка с восстановлением соответствия между выработкой и потреблением мощности приводит к нарушению устойчивости, возможному каскадному развитию аварии и, как следствие, полному нарушению нормального хода технологического процесса и жизнедеятельности всей совокупности питаемых потребителей. Единственный путь избежать катастрофических последствий – отключение части нагрузки и (или) выделение части ГУ. Поэтому обоснованность создания и использования АВР, АПВ [1, 2, 20, 66], САОН, АЧР, графиков отключений и ограничений в СЭС [185] не вызывает сомнения. Естественно также стремление оперативных служб СЭС решать задачи отключения присоединений наиболее удобным способом – отключением минимального числа наиболее доступных присоединений. Это может приводить к глубокому разрушению систем потребления вплоть до возникновения опасности жизнеобеспечения, что тоже должно оцениваться количественно.

В директивных указаниях [285, 288] и ряде литературных источников, отмечается, что выбор отключаемых присоединений должен обеспечивать минимальный ущерб потребителя. Потребителям предлагается выявлять электроприёмники, необходимые для завершения технологического процесса

(технологическая броня) и электроприёмники, внезапное отключение которых может сопровождаться катастрофическими последствиями (аварийная броня). Считается допустимым отключение всей нагрузки, за исключением аварийной, а в критических ситуациях и технологической брони. Проведенными исследованиями [13, 96, 97, 159] установлено, что и в задачах сохранения живучести ЭЭС при крупных системных авариях и отключениях большого количества потребителей, возможны рациональные решения, принятие которых позволяет минимизировать их технико-экономические последствия. Одним из условий допустимости возможных вариантов отключения потребителей должна быть минимизация вероятности разрыва внешних производственно-технологических связей.

Для объективной оценки последствий нарушений энергоснабжения наиболее часто требуются сведения о последствиях частичных нарушений электроснабжения потребителей, а также о влиянии нарушений электроснабжения на работу участков производства, связанных с отключенным единством технологического процесса. Такие методики были представлены рядом исследователей [36, 51, 70, 100, 146]. Разработка их велась в двух направлениях:

- моделирование последствий для конкретных видов производства и отдельных отраслей промышленности;
- создание моделей, отражающих общие закономерности влияния нарушений электроснабжения на ход производственного процесса потребителей.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности сохранения обоих направлений. При этом принятие решений по управлению энергопотреблением сопровождается возможностью повышения достоверности прогнозируемых показателей за счёт увеличения объёма используемой информации, что обеспечивает большую уверенность в правомерности принимаемых решений по ликвидации дефицитов в ЭЭС за счёт группы различных потребителей.

Для оценки экономических последствий нарушений электроснабжения необходимо построение экономико-математических моделей срыва производственного процесса с учётом влияния вероятностных факторов и неполноты исходной информации на конечный результат расчета – величину ожидаемого ущерба. Проблема исследования ущерба формулируется как:

- задача априорного анализа, заключающаяся в оценке ожидаемых последствий нарушения электроснабжения и их составляющих;
- задача синтеза, заключающаяся в минимизации ущерба за счёт правильной организации работы потребителя и энергоснабжающей организации.

Результаты проведенных исследований показали, что реальные возможности снижения нагрузок потребителей, при условии сохранения выпуска продукции на запланированном (договорном) уровне, во многих случаях перекрывают потребности ЭЭС в снижении мощности при отказах оборудования и позволяют перейти к их учёту при обосновании принятия решений в задачах прогнозирования развития и эксплуатации современных СЭС. Поэтому выявление, оценка и обоснование предельных величин отключаемых мощностей и параметров технологических процессов позволит так априорно планировать возможные отключения, что они не отразятся (минимально отразятся) на работе потребителя.

Разрешение поставленных проблем управления нагрузкой представляло и представляет большие трудности из-за недостатка исходной информации о параметрах, входящих в расчетные выражения для вычисления составляющих и суммарной величины ущерба [78, 144, 149, 160]. Это связано с особенностями технологических процессов производства, пренебрежением к метрологическому обеспечению их. Поэтому технологическая и экономико-математическая сложность и практическое отсутствие заинтересованности в управлении электропотреблением как энергоснабжающей, так и потребляющих энергию систем, пока не создают условий для её успешного решения. Поскольку основные потери несёт потребитель, у ЭЭС не было

прямой заинтересованности в их снижении. Кроме того, руководство ЭЭС опасалось, что выявление сведений об ущербах приведет к требованиям потребителей максимально возместить потери [178]. Руководство систем, потребляющих энергию, также не было заинтересовано в выявлении экономических и технических возможностей снижения потребляемой мощности своими предприятиями. По их мнению, решение этой задачи позволяло диспетчерским службам ЭЭС более часто, более длительно и более глубоко отключать нагрузку конкретного потребителя. Так как возникновение рассматриваемых видов ущерба происходит по вине ЭЭС, то потребитель не испытывал острой необходимости в его сокращении. Хотя работы, направленные на выработку решений по ликвидации возможных дефицитов мощности в ЭЭС, велись в ряде научных коллективов [10, 15, 47, 50, 187 и др.], их практическая реализация была недопустимо низкой. Потребитель при этом не мог предъявить практически никаких претензий, а ЭЭС вправе была принимать любые решения, ущемляющие потребителей.

Расширение хозяйственной самостоятельности предприятий, развитие РГ, ВИЭ и СНЭЭ обусловило необходимость создания эффективных систем технико-экономической поддержки решений по обеспечению их надёжного функционирования. Полномасштабное использование регулировочной способности потребителей требует изменения существующей системы взаимоотношений между энергопредприятием-поставщиком и потребителем электроэнергии. Степень участия потребителей в управлении режимом электропотребления должна задаваться не директивно, а приниматься добровольно, потребителями, на основе анализа технической возможности и сравнения увеличения издержек при регулировании с экономическими льготами, предлагаемыми СЭС [226, 231, 233, 242].

Четвёртая из отмеченных проблем, появилась относительно недавно и связана с обеспечением кибербезопасности СЭС. Возрастающий рост количества компьютеров, развитие информационных технологий, облачных систем хранения данных и использование их в управлении режимами ГУ и

потребителей приводит к появлению задач не только защиты данных и информации, но и обеспечения безопасности человека и объектов критической инфраструктуры.

На данном этапе развития электрических сетей новые компьютерные технологии контроля, управления, измерений и передачи данных, используемые для мониторинга режимов и управления ими, хотя и имеют целый ряд преимуществ перед традиционными технологиями, увеличивают и их уязвимость при кибератаках на отдельные элементы СЭС и на единую национальную электрическую сеть (ЕНЭС) и ЭЭС в целом.

Решение проблем, связанных с кибербезопасностью [8] (Cyber Security) в энергетическом секторе, важно не только для энергетической безопасности, но и стабильного состояния экономики страны [11, 25, 57, 77, 121, 140, 141], так как киберугрозы стали одним из приоритетов при решении задач проектирования и эксплуатации ЭЭС, СЭС потребителей, систем РГ и СНЭЭ – практически на всех иерархических и территориальных уровнях их функционирования. На этапе развития ИЭС ААС задачи обеспечения кибербезопасности, управления киберрисками и уязвимостями в условиях изменений, происходящих как в электроэнергетике, так и в её инфраструктуре приобретает актуальнейшее значение.

Переход к современным ИЭС ААС создаёт условия создания и развития систем РГ с большим количеством различающихся ВИЭ и СНЭЭ. Это сопровождается внедрением микропроцессорных систем защиты, управления, контроля и связи в электрических сетях разных иерархических и территориальных уровней. В этой связи ожидается рост угроз, связанных с обеспечением кибербезопасности объектов электроэнергетики, которые становятся «мишенью» кибератак. Очевидно, что на основании системного подхода энергетический сектор должен оценить уязвимости и киберриски по всей цепи электроснабжения, улучшая защиту объектов СЭС и предотвращая возможность каскадного развития аварий, что может быть вызвана преднамеренным сбоем в только одном из элементов.

Необходимо учитывать, что интеграция традиционных и цифровых технологий в различных сферах систем (ИЭС ААС, РГ, самоуправляемые транспортные средства, дроны, «умные» дома и т. д.) предоставляет не только множество потенциальных возможностей (эффективность, экологичность технологий, сокращение объёма технического обслуживания, повышение уровня сервиса, снижение риска человеческого фактора), но и требует повышенного внимания к системе кибербезопасности, одновременно обеспечивающей защиту компьютерной и технологической части анализируемой СЭС. В разработке систем обеспечения кибербезопасности и средств защиты элементов, объектов, подсистем электроэнергетики должно быть учтено, что основным активом является не только информация, а и технологический процесс потребителя.

На основании изложенного очевидно, что возникла настоятельная необходимость исследования системных проблем, связанных с оценкой последствий агрессивных кибератак и оптимизацией киберрисков по всей цепи от производителя электроэнергии до потребителя. Разработка и принятие общих и индивидуальных нормативов кибербезопасности может помочь локализовать ключевые области управления киберрисками и выявить системы и их элементы, которые должны быть защищены любой ценой. Это позволит предотвратить (минимизировать) возможность каскадного развития последствий кибератак, повысить информированность технологического и оперативно-диспетчерского персонала энергообъектов, создать и выработать критерии киберустойчивости.

Пятая проблема связана с переходом к рыночной экономике, имеющей склонность на сегодняшнем этапе жертвовать интересами будущего ради прибыльных, популистских краткосрочных мероприятий, увеличивая опасность рассогласования интересов субъектов рыночных отношений с макроэкономическими и социальными целями всей системы хозяйствования. Возрастает роль стратегического планирования экономических последствий надёжного электроснабжения и прогнозирования состояния СЭС,

опирающихся на комплекс исследований, проводимых на всех уровнях территориальной и временной иерархии. Основная цель – выявление связей систем энергетики, экономики и потребления энергии. Особо следует учитывать возможность изменения критериев экономической эффективности альтернативных вариантов управления развитием электроэнергетики, изменения структуры и иерархии управления, усиление экономической, социальной и политической независимости субъектов энергетического рынка и возможность несовпадения их интересов. Такая постановка проблемы приводит к необходимости анализа вертикальной иерархии и горизонтальных связей, формирующих энергетический рынок региона. При этом используются управляющие воздействия, которые состоят в:

- выработке законодательных актов, регулирующих действие рыночных механизмов (нормативы, регулирование цен, антимонопольные меры);
- экономическом воздействии на производителей и потребителей электроэнергии (тарифами, налогами, кредитами, дотированием).

Рыночная экономика в энергетике выдвигает ряд новых проблем, связанных с совершенствованием учёта экономических аспектов в задачах, решаемых с учетом надёжности. В этой связи определился круг задач, в которых требуются объективные оценки последствий возможных изменений режимов электроснабжения и энергопотребления, включающих:

- разработку условий договорных отношений производителей, продавцов и потребителей;
- поиск путей и методов энергосбережения на всех уровнях производства, распределения, преобразования и потребления;
- разработку условий заключения договоров со страховыми компаниями и обоснований величин страховых взносов;
- разработку территориально дифференцированных по уровням напряжения, надёжности, сезонам года, дням недели и времени суток тарифов;
- реформирование хозяйственно-экономического управления;

- выбор источника электроснабжения в условиях рынка электроэнергии (мощности) и создаваемых региональных энергетических рынков;
- обоснование использования ВИЭ;
- учёт использования систем РГ;
- разработку организационно-технических мероприятий по управлению киберрисками в целях обеспечения кибербезопасности элементов ЭЭС(СЭС);
- разработку организационно-технологических мер по изменению режимов электропотребления (сдвиг начала рабочих смен и перерывов относительно максимумов ЭЭС и СЭС, выходных дней потребителей, веерные отключения);
- поиск оптимальной структуры инвестиционных механизмов;
- распределение прибыли между субъектами управления нагрузкой, возникающей при изменении режимов энергопотребления.

По мере становления и развития энергетического рынка становится невозможным принуждение потребителей к поддержанию необходимых ЭЭС режимов энергоиспользования. Для этой цели (за исключением критических ситуаций) должны использоваться только экономические методы, стимулирующие потребителей к участию в повышении как уровня надежности ЭЭС (СЭС), так и своего собственного. Один из таких стимулов – разработка системы льгот по оплате потребляемой электроэнергии потребителям, согласившимся на отключение (ограничение) нагрузки при возникновении дефицитов мощности в ЭЭС и при добровольном снижении заявленного максимума нагрузки.

При выработке шкалы тарифных скидок и надбавок, предоставляемых ЭЭС (СЭС) потребителям возможны два направления [117, 123, 144, 145, 159]:

- плата возрастает с ростом требований потребителя к надёжности электроснабжения;
- плата снижается при согласии потребителя на управление нагрузкой в заранее оговоренных пределах.

Большую и важную проблему эффективной эксплуатации СЭС составляют задачи ценообразования. Модели этих процессов должны учитывать варьируемую во времени суток цену спроса-предложения на энергию и мощность. Для разработки механизмов ценообразования необходимо моделирование в реальном времени, протекающих в СЭС и у потребителя процессов, учитывающих экономически значимые особенности поставщиков электроэнергии на оптовый рынок, возможности сети, требования потребителей. При этом решение задач управления электропотреблением в нормальных и аварийных режимах включает выяснение ожидаемого экономического эффекта и выработку решений о распределении его между ЭЭС и потребителями. Прибыль потребителей должна не только покрывать ущерб, но и создавать стимулирующие условия для персонала, непосредственно занятого в изменении режимов энергоиспользования.

В диссертации показано, что широкое использование выдвинутых предложений возможно при максимально глубоком исследовании возможностей потребителя по управлению нагрузкой. Если известны условия обеспечения тех или иных показателей надёжности, потребитель осуществляет их проверку с экономической оценкой последствий. Анализ предельных параметров состояний реальных производственных систем позволяет выработать требования к надёжности их внешнего энергоснабжения с учётом длительности введения режима регулирования, периодичности и глубины ограничения, что служит основанием согласованного графика нагрузки с минимизацией последствий изменения нормального режима электропотребления.

Работы по рациональному управлению нагрузкой выдвигают задачу организации специальных служб для проведения маркетинговых исследований. Знание технологических особенностей производственных систем и условий функционирования ЭЭС (СЭС) позволит специалистам этих служб находить взаимосогласованные варианты решений, удовлетворяющие

обе стороны. Естественно, что решать такие задачи возможно лишь при наличии информации о технико-экономических последствиях, связанных с управлением объектами СЭС в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях эксплуатации, наличия базы данных показателей энергоиспользования, соответствующих различным режимам работы производства, формируемых на единой методической основе [270, 289]. Это позволяет приступить к решению следующих задач:

- формирования состава показателей контроля и управления режимами электропотребления;
- разработки процедур сбора, установления источников и способов получения информации;
- разработки способов обработки, форм и средств представления, методов использования;
- переноса имеющейся информации на объекты-аналоги, когда отсутствует возможность ее непосредственного получения;
- уточнения исходной информации по мере реализации мероприятий по управлению режимами энергоиспользования;
- расчета ожидаемых и (или) фактических последствий введения режимов управления нагрузкой;
- обеспечения кибербезопасности объектов электроэнергетики;
- прогнозирования показателей по ожидаемым последствиям реализаций управления режимами электропотребления.

Наличие подобной базы данных подготовит условия для заключения с каждым потребителем трехстороннего договора с участием производителя и оператора регионального рынка, действующего на бесприбыльной основе при отсутствии корпоративных связей с его субъектами. Реализация предлагаемых правил принятия решений для конкретных потребителей позволит обоснованно установить договорные значения максимумов мощности и управлять фактической нагрузкой, устанавливая допустимую и целесообразную степень участия потребителей в разгрузке СЭС при

возникновении в ней аварийных ситуаций и прохождении суточных и сезонных максимумов.

В настоящее время интерес к регулярным исследованиям систем электроэнергетического комплекса чрезвычайно востребован и ещё более значим, чем в 70-х – 80-х годах XX в – на этапе динамичного развития теории надёжности и её практических приложений. Изменения в организационных формах управления энергетикой должны учитываться как в методических, так и в практических разработках, направленных на принятие рациональных решений в области управления развитием и эксплуатацией ЭЭС (СЭС) и потребителей АПК. Одним из важных направлений системных исследований в энергетике является изучение проблемы надёжности и эффективности электроснабжения потребителей. Системы электроснабжения промышленных предприятий, предприятий АПК, электрифицированного транспорта, магистральных нефте- и газопроводов, ЖКХ, крупных объектов торговли и социального назначения являются одной из подсистем ЭЭС и основой её формирования. В состав ряда СЭС включены источники малой и распределённой генерации (РГ), в том числе ВИЭ [37, 53, 63–66, 80, 137, 148]. Всё более широкое развитие интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) и применение интеллектуальных систем управления электрическими сетями, элементами электрооборудования и режимами потребления электроэнергии требуют исследования и анализа СЭС с позиций теории систем. Актуальность этих задач несомненна [221, 224–225, 228], поскольку свойства, режимы и параметры СЭС существенным образом определяют свойства и тенденции развития систем энергетики и энергетических комплексов, включая как традиционную ЭЭС, так и объекты РГ с традиционными и ВИЭ [217].

Системный подход к разработке и исследованию режимов функционирования СЭС основан на результатах анализа связанных с СЭС технологических процессов производства продукции, технико-экономического анализа последствий управления режимами

электропотребления, анализа возможных изменений экологических и социальных показателей [148–149, 197]. Системы потребления также, как и СЭС обладают временной, структурной, нагрузочной и информационной избыточностью, за счет которой можно ликвидировать (значительно уменьшить) недовыпуск товарной продукции из-за нарушения нормального режима их работы и не допустить разрыва внешних производственных связей. Поэтому при решении комплексных задач создания, размещения и использования генерирующих мощностей (в том числе РГ), необходимо учесть возможность рационального использования имеющихся, включая все виды резервов потребителей [89].

Совместное использование избыточности СЭС, РГ, ВИЭ и потребителей основано на рациональном подборе объектов, управление режимами которых приводит к минимуму экономических потерь. Известно, что разработка методических принципов решения поставленных задач достаточно сложна. Это связано с трудностями прогноза спроса мощности и энергии потребителями, а ретроспективный анализ режимов электропотребления не может обеспечить получение достоверных оценок ожидаемых нагрузок. Аналогичная ситуация и с прогнозированием возможных ущербов. Поэтому очевидна необходимость исследований возможностей как СЭС, РГ, ВИЭ так и потребителей при управлении режимами электропотребления в нормальных и аварийных условиях, а также при прогнозировании развития СЭС и ЭЭС с учетом особенностей электроснабжения технологических систем потребителя [148]. Анализ предельных параметров возможных состояний реальных систем АПК позволяет выработать требования к надёжности их внешнего энергоснабжения с учетом длительности введения режима регулирования, его периодичности, глубины ограничения. Это – основа согласованного изменения графика нагрузки с одновременной минимизацией экономических последствий изменения нормального режима электропотребления.

Системы электроснабжения стали такими, что в них постоянно что-то происходит: изменяется режим электропотребления, напряжение на шинах,

возникают отказы отдельных элементов, сбои устройств РЗА и другие случайные события. Глубокое понимание физических основ поставленных задач требует системного подхода, основой которого является формализованное описание исследуемой СЭС с учётом технологических особенностей потребителя [148].

Современные технологии управления ЭЭС (СЭС) сталкиваются с всё усложняющимися условиями, требующими разграничения их видов. Одним из факторов является рост информационной сложности ситуации, в которой находится объект управления. Это связано с воздействием на него со стороны внешней среды и взаимодействием с другими объектами в этой же информационной ситуации. Факторы роста сложности – рост сложности системы управления и сложности самого объекта управления, что связано с его распределенным характером и появлением множества связей, включая нестационарные.

Очевидно, что решение поставленных задач возможно при представлении современных ЭЭС (СЭС) на основе их формализованного описания.

1.1 Проблемы реструктуризации больших технических систем на примере систем электроснабжения АПК

Жизнеустройство современного общества связано с возникновением и развитием больших технических систем (БТС) жизнеобеспечения (электро- тепло- водо- газоснабжение, системы ЖКХ, средства связи, компьютерные сети). Сложившись в зависимости от природных условий, состояния экономики, культурного и образовательного уровня общества, доступности ресурсов БТС стали институциональными матрицами – большими технико-социальными территориально распределенными системами,

предопределяющими образ жизни и деятельности людей. Исторически складывающиеся объединения и пересечения этих матриц задают техносферу. Институциональные матрицы инерционны, имеют множество связей с другими техническими, экономическими, социальными и общественными системами. Реструктуризация их требует колоссальных экономических и временных затрат, учёта непредвиденных потерь. Успех преобразований БТС – глобальный проект, зависящий от продуманности реализуемых структур, постепенности их введения, научного анализа возможных экономических и социальных последствий каждого шага, рациональных механизмов исключения доминирования отдельных субъектов. Попытки механически перенести в иную культуру большую технико-социальную систему (БТСС), которая хорошо зарекомендовала себя в других условиях, часто заканчивались крахом или тяжёлыми потрясениями.

Во всем мире реструктуризация электроэнергетической отрасли получает все более широкое распространение. В процессе реструктуризации достигнут ряд успехов, но возникли и серьезные проблемы, в том числе непредвиденные. Из накопленного опыта можно извлечь два главных урока, состоящих в том, что краткосрочные выгоды, как правило, невелики или отсутствуют, а долгосрочные, хотя убедительны в рамках теории, пока недостаточно подтверждены практикой.

Нарушения работоспособности БТС влияют на жизнеобеспечение, техническую, экономическую и социальную безопасность государства [250–251]. Но даже при крупных системных авариях и стабильном состоянии институциональных матриц удовлетворения потребительского спроса, а не извлечения прибыли, последствия их обычно не выходят за критические пределы устойчивости функционирования отрасли. Восстановление происходит относительно быстро, поскольку цель существования таких систем – обеспечение реально допустимого, надёжного и бесперебойного спроса общества в целом. По Конституции РФ обеспечение безопасности – важнейшая функция государства. Поэтому должна существовать возможность

создания и привлечения технических и экономических резервов любых жизненно важных систем и в первую очередь – энергетических.

Но когда техносфера или её отдельные подсистемы ЕЭС (ЭЭС, СЭС) находятся в стадии реструктуризации (расчленение систем производства и передачи электро- и теплоэнергии; внедрение автономных или (и) альтернативных источников энергии, выделение ремонтных служб и т. п.) с целью извлечения максимальной прибыли. При этом происходят глубокие структурные изменения:

- меняются принципы вложения инвестиций;
- структура управления на всех уровнях территориальной и временной иерархии;
- возникают проблемы, связанные с неопределенностью долгосрочного развития, сохранения показателей надёжности на допустимом по условиям безопасности уровне, проведения регулярных ремонтно-профилактических работ, создания эксплуатационных и аварийных резервов.

Рост числа аварийных отказов и затрат на их ликвидацию, угрозы крупных системных аварий, при снижении уровня жизни превращается в проблему государственной безопасности [10, 18]. В этой связи можно констатировать, что в рамках институциональных матриц существует класс систем энергетики, для которых критерии надёжности энергоснабжения и экономической выгоды для производителей товаров и услуг энергорынка не совпадают.

Сравнение величин системного резерва ЭЭС для бывшего СССР и США показывает, что в США он был в 3–5 раз больше. Однако за счёт системного эффекта ЕЭС СССР имела более высокую надёжность. Это подтверждено последствиями крупных аварий в США с погашением территорий с населением около 30 миллионов и ряде других стран [111, 149]. Кроме того, содержание дополнительных резервов источников и сетей увеличивает

себестоимость тепловой и электрической энергии, что через тариф практически целиком ложится на потребителя.

Предложения по децентрализованным (автономным) источникам энергии (исключая РГ) решают проблему энергоснабжения конкретного предприятия, снижая загрузку общесистемных объектов. При этом следует учитывать, что при изменении цен на энергоносители они не составят конкуренции более экономичным крупным энергетическим объектам, а во-вторых, в силу инерционности функционирования и развития систем «большой» энергетики невозможно будет в короткий срок восстановить дефицит мощностей, что может привести к последствиям, аналогичным Калифорнийскому (США) кризису начала XXI века.

При повышении тарифов на промышленное тепло потребителям стало невыгодно покупать его у ТЭЦ. Строятся «свои» котельные. Тепловые мощности ТЭЦ становятся невостребованными, большая часть затрат относится на электроэнергию, стоимость которой превышает цены оптового рынка. Электрические мощности ТЭЦ снижаются, она становится неконкурентоспособной и, в предельном случае, выводится из эксплуатации. В условиях, когда основные энергетические мощности почти на 70 % выработали свой ресурс, это ведет к дефициту мощности и энергии в ЭЭС и ограничению потребителей.

Эти примеры наглядно показывают, что реализация механизма чисто рыночных отношений в энергетике сопровождается угрозой нарушения условий её устойчивого развития и функционирования, что отражается в тенденции приближения индикаторов безопасности к пороговым уровням. Особенно остро проблема безопасности проявляется из-за нарушения условий развития и эксплуатации объектов ЭЭС:

- ввод новых и реконструкция существующих генерирующих мощностей требует строгого научно-технического обоснования;

- развитие систем РГ с введением ВИЭ требует развития распределительной сети с насыщением её современными устройствами РЗ и ПА;

- сокращены объёмы профилактических и ремонтных работ;
- снизилась квалификация проектировщиков, эксплуатационного и ремонтного персонала;
- возникли неплатежи;
- происходят хищения энергоносителей, проводов и опор ВЛ, кабелей, цветного металла, изоляции наружных тепловых сетей, контрольно-измерительных приборов и систем и т. п.

Известно, что концепция реструктуризации БТС, разработанная в отечественной теории и практике для ЕЭС в конце XX в., столкнулась с рядом проблем, наиболее существенными из которых являются:

- отсутствие целостной теории реструктуризации, вызванной многообразием взглядов на содержание исследований и практическим отсутствием терминологического аппарата;
- необходимость формирования научно обоснованного методологического и методического обеспечения концепции реструктуризации;
- наличие существенного разрыва между достижениями теории реструктуризации и результатами их внедрения.

Так как реализация задач реструктуризации представляет целенаправленное преобразование как БТС вообще, так и ЕЭС (ЭЭС, СЭС) в частности, требуется системный анализ, как минимум, трех составляющих: содержательно-целевой, организационно-технической, социально-экономической. Факторы неопределенности делают необходимым постоянное уточнение стратегии и программы развития СЭС, определение необходимых объёмов и источников инвестиций. Всё это возможно только при углублённом исследовании и последующем учёте внутренних и внешних причин

необходимости организационных изменений и ранжировании последовательностей целей и задач реструктуризации.

На основании общей теории надёжности [9, 48, 58, 67, 69, 135, 176, 210, 219 и др.] известно, что в конце жизненного цикла технической системы интенсивность отказов близка к экспоненте. При достижении пороговых значений она возрастает лавинообразно. Переход в близкое к этому состояние резко увеличивает длительности аварийных отказов, а стоимость их ликвидации несоизмерима с затратами на проведение профилактических ремонтов, средства на которые «съедаются» аварийными. В Федеральном Законе об электроэнергетике [270] заявлено, что функционирование, развитие и регулирование рыночных отношений должны рассчитываться на сохранение исторически сложившихся элементов институциональной матрицы, включающей государственное регулирование, ЕНЭС, централизованную систему оперативно-диспетчерского управления. С другой стороны, предполагается формирование новых экономических механизмов, рыночных структур и систем хозяйственных отношений, обеспечивающих целенаправленное развитие конкурентной среды, поскольку прямое экономическое регулирование функционирования БТС в условиях свободного рынка невозможно. Закон «О естественных монополиях» [268] выделяет два метода такого регулирования: 1) ценовое регулирование посредством определения (установления) цен (тарифов) или их предельного уровня; 2) выделение потребителей, подлежащих обязательному обслуживанию и установление минимального уровня их обеспечения продукцией БТС с учётом защиты прав и интересов граждан, обеспечения безопасности государства, охраны природы и культурных ценностей.

Однако перечень возможного регулирования естественных монополий в странах с рыночной экономикой существенно шире. В США и Великобритании наблюдается тенденция восстановления государственных регламентаций [18, 144, 145]. Международный опыт проведения реформ показывает, что странам Запада понадобились десятки лет, чтобы только

приблизиться к определившейся за эти годы модели рынка. В Великобритании, Финляндии, Швеции и Германии электроэнергетические рынки открыты практически на 100 %, а во Франции, Португалии, Австрии, Италии их открытость не достигает и 30 %. Поскольку в рыночной среде текущие цели, как правило, превалируют над долгосрочными, результаты, полученные в разных странах при их реализации весьма спорны. Последствия реализации долгосрочных целей ещё более неоднозначны, поскольку свободный рынок нестабилен [21, 24]. Это относится к неподдающейся быстрым преобразованиям электроэнергетике со спецификой производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, обеспечивающей безопасность. Поэтому необходим научный анализ существа вопроса, изучение теоретических возможностей и практических методов перехода на рыночные механизмы регулирования, сопровождающиеся затратами, понятными для всего общества.

Малый практический опыт реализации электроэнергетической продукции на конкурентном рынке и недостаточное развитие механизмов регулирования предопределяет обязательное наличие системы государственного регулирования деятельности энергетических компаний. Целью такого регулирования являются защита экономических интересов потребителей, регламентирование направлений производственной деятельности энергетических компаний, контроль результатов финансовой деятельности. Вмешательство государства в собственно экономическую сферу оправдано и необходимо в той степени, в какой это требуется для создания и поддержания функционирования жизненно важных структур, выживаемость которых в условиях рынка проблематична.

1.2 Основы устойчивого развития электроэнергетической отрасли

Изменение форм собственности в России с 90-х годов XX в. и выделение зон свободного перетока мощности повлекло изменение взаимоотношений в цепи: производство, передача, распределение, преобразование и потребление электроэнергии. Но опыт реформирования электроэнергетики в разных странах [47, 87, 144, 145, 182, 214, 248] показывает, что введение механизмов конкуренции, повышая отдельные показатели работы ЭЭС, может негативно отразиться на надёжности электроснабжения потребителей. Это происходит по ряду причин, связанных с

- усложнением и утяжелением режимов работы ЭЭС (СЭС) из-за конкуренции на рынках электроэнергии и мощности;
- недостаточной проработанностью принципов управления параметрами магистральных и распределительных сетей;
- возможными существенными изменениями структуры генерирующих мощностей при развитии систем РГ, ВИЭ и СНЭЭ;
- множеством (часто недостаточно чётких) договорных отношений между субъектами рынка;
- неопределённостью технико-экономических показателей параметров режима потребителей электроэнергии;
- снижением мотивации в развитии резервных мощностей, структуры системообразующих и распределительных сетей и др.

Главными приоритетами государственной энергетической политики, отмеченными в Энергетической стратегии РФ на период до 2050 г. [286] и непосредственно относящимися к настоящему исследованию, являются: повышение энергетической эффективности и эффективности всех уровней управления в отраслях ТЭК; энергосберегающая политика и надёжность электроснабжения потребителей АПК. Основные принципы стратегии заложены в Федеральных законах «Об энергосбережении» [272], «Об

электроэнергетике» [270], «О естественных монополиях» [268] и Концепции обеспечения надёжности в электроэнергетике [78] Развитие генерирующих мощностей предполагается за счёт строительства ТЭЦ малой и средней мощности, объектов РГ, ВИЭ и СНЭЭ, реконструкции существующих электростанций. Однако энергоснабжающие организации (ЭСО) практически не предпринимают попыток стимулирования потребителей к регулированию режимов электропотребления путём управления спросом и программ энергосбережения. Состояние российской экономики затрудняет техническое совершенствование энерготехнологических установок потребителей АПК и оптимизации их режимов [238]. Поэтому необходима разработка законодательных и финансовых механизмов реализации мероприятий по управлению электропотреблением и энергосбережению с учётом надёжности и взаимной увязки интересов генерирующих компаний, ЭСО, потребителей и местных органов власти.

Главными целями устойчивого развития являются:

- сохранение не нарушенных деятельностью человека как естественных, так и жизнеобеспечивающих технических систем, включая СЭС АПК;
- своевременное восстановление отказавших элементов СЭС АПК;
- максимально возможное обеспечение функционирования потребителей АПК при частичном нарушении нормального режима их электроснабжения;
- улучшение качества жизни в допустимых и возможных пределах.

Для их выполнения необходимо решение ряда локальных задач большой размерности таких, как рационализация потребления ресурсов; переход к организации управления, позволяющий контролировать и регулировать режимы производства, распределения и потребления энергоресурсов. Значимую роль при этом играют экономически обоснованные системы тарифов. Но практическое использование их становится реальным при

условии, что потребители будут экономически заинтересованы в рациональном использовании электрической энергии. В этой связи энергосберегающая тарифная система должна стимулировать:

- оптимизацию режимов работы СЭС с привлечением потребителей АПК к активному управлению нагрузкой;
- использование современных технических средств учёта, контроля и управления электропотреблением;
- создание экономических условий для улучшения экологической обстановки при производстве и потреблении всех видов энергоресурсов.

Таким образом, на современном этапе развития техники сложно определить граничные условия, внутри которых глобальные преобразования относительно безопасны. Такие условия не являются жесткими. Они определяются допустимым риском, зависят от преследуемых целей и ресурсных потребностей.

В результате реструктуризации энергетики и создания рынка электроэнергии и мощности ряд жизненно важных задач управления возникает в одних экономически самостоятельных структурных подразделениях, а решение их возможно либо в других, либо совместными усилиями. К числу их относятся задачи поддержания наиболее экономичных режимов производства электроэнергии (особенно при наличии ВИЭ), а также требуемого уровня надёжности и качества электроснабжения потребителей. Эти задачи возникают на уровне генерации и распределения электроэнергии, а эффективное их решение возможно только при активном участии потребителей [40, 49, 100, 117, 124, 159, 160].

Отметим, что для реализации задач устойчивого развития СЭС вообще и всех её подсистем в частности, необходим научный анализ возможных кризисных ситуаций, их угроз и ожидаемых последствий. Он базируется на следующих основных принципах системного подхода:

- учёта как внутренних связей и зависимостей, так и внешних факторов с позиций анализа объекта исследования как элемента СЭС;
- выявления и технико-экономического обоснования вариантов выхода из возможных кризисных ситуаций;
- расчёта оптимальных траекторий восстановления нормальных режимов функционирования объектов ЭЭС (СЭС) в посткризисный период;
- оценки приемлемого риска реализации доступных мер преодоления критических показателей кризисных ситуаций.

1.3 Системные проблемы анализа надёжности электроснабжения

Существом проблемы решения задачи анализа является априорная неопределённость достижения оптимальной надёжности электроснабжения потребителей из-за множества возможных путей её достижения на этапах прогнозирования, проектирования и эксплуатации [181, 206–207]. Решение этих задач возможно на основе итеративных методов уточнения результатов, получаемых из первоначальных гипотез (параметров и показателей, определяемых техническим заданием или договорными условиями и особенностями работы энергоснабжающей организации) и сопоставления их с ретроспективной информацией объектов-аналогов [211].

Предлагаются два основных подхода к формализации надёжности СЭС потребителей: а) анализ структурных схем, б) анализ схем функциональной целостности (деревья отказов). Процесс решения задач, возникающих при построении СЭС – постепенный переход от их постановки в терминах задания к выбору реального оборудования – системы в терминах физических возможностей. По мере того, как всё большее количество данных становится доступным, увеличивается число путей, по которым можно производить

изменения, используя информацию о расхождениях между целями и достигнутым состоянием [200, 227, 244].

Вследствие неопределённости информации и требований к создаваемым СЭС, необходимо постоянное уточнение статистических показателей, путей и методов решения проблемы надёжности. Учитывая вероятностные значения показателей, появляется возможность оценки эффекта малых отклонений в требованиях, поведении отдельных подсистем и установления критичности этих требований. Связь между этапами синтеза системы дана на рисунке 1.1.

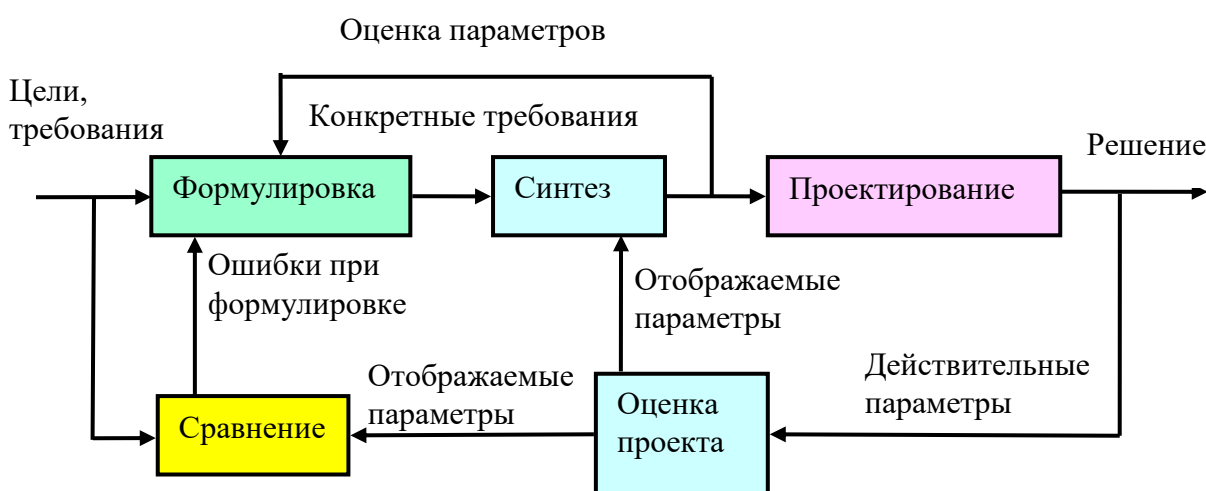


Рисунок 1.1 – Связь этапов синтеза СЭС

Формулировка цели создания и задач функционирования СЭС, требований к ней, определение основных параметров и режимов работы, связаны с необходимостью производства той или иной продукции и обычно устанавливаются заказчиком на основе его знаний об аналогичных системах и обобщения предшествующего опыта. Цели и требования являются входами для формулировки задания процесса и сравнения предварительных результатов. В блоке формулировки выявляются конкретные специфические требования, которые используются как входные сигналы синтеза. Основываясь на результатах процедур синтеза, начинается процесс непосредственного проектирования (создание методик принятия решений в области надёжности СЭС). Из множества возможных решений находят

реальное их подмножество, являющееся сигналом обратной связи (действительные параметры) в блок синтеза оценки соответствия требованиям конкретной СЭС. Таким образом, ещё раз показано, что процесс решения проблемы надёжности СЭС является итеративным.

Наличие большого количества целей, возникающих при решении проблемы надёжности электроснабжения, подтверждает, что проектирование и эксплуатация СЭС с учётом надёжности – задача с большим количеством переменных и несколькими контурами принятия решений. При этом наиболее существенным является минимизация структуры системы принятия решений по оптимизации надёжности. Основными предпосылками к решению проблемы формализации анализа надёжности электроснабжения являются:

1. Необходимость учёта детерминированных и вероятностных показателей наступления сложного события или процесса (отказ одного или нескольких элементов СЭС, полное (частичное) нарушение электроснабжения потребителя).
2. Отсутствие объективной классификации возможных и вредных факторов (природных, техногенных, внутренних), влияющих на состояние СЭС.
3. Отсутствие чётких детерминированных, вероятностных или хотя бы нечётких знаний об опасностях и их возможных последствиях.
4. Неполнота качественного и множественно-параметрического количественного описания событий «безопасность – опасность».

На основе этих предпосылок определяются подмножества факторов (нечётких мер), структурирование и учёт которых на этапах жизненного цикла СЭС позволяет перейти к разработке объективных требований к конкретной СЭС [30, 159]. Потребитель здесь рассматривается как потенциально опасный объект (ПОО) в случае полного или частичного нарушения электроснабжения, поскольку при этом возможны различные технико-экономические, экологические, социальные и другие нежелательные последствия. На рисунке 1.2 представлена универсальная схема, отображающая взаимосвязи подобного

объекта с множеством опасных и вредных факторов окружающей среды, средствами и мероприятиями защиты от них и множествами параметров аварийных воздействий.

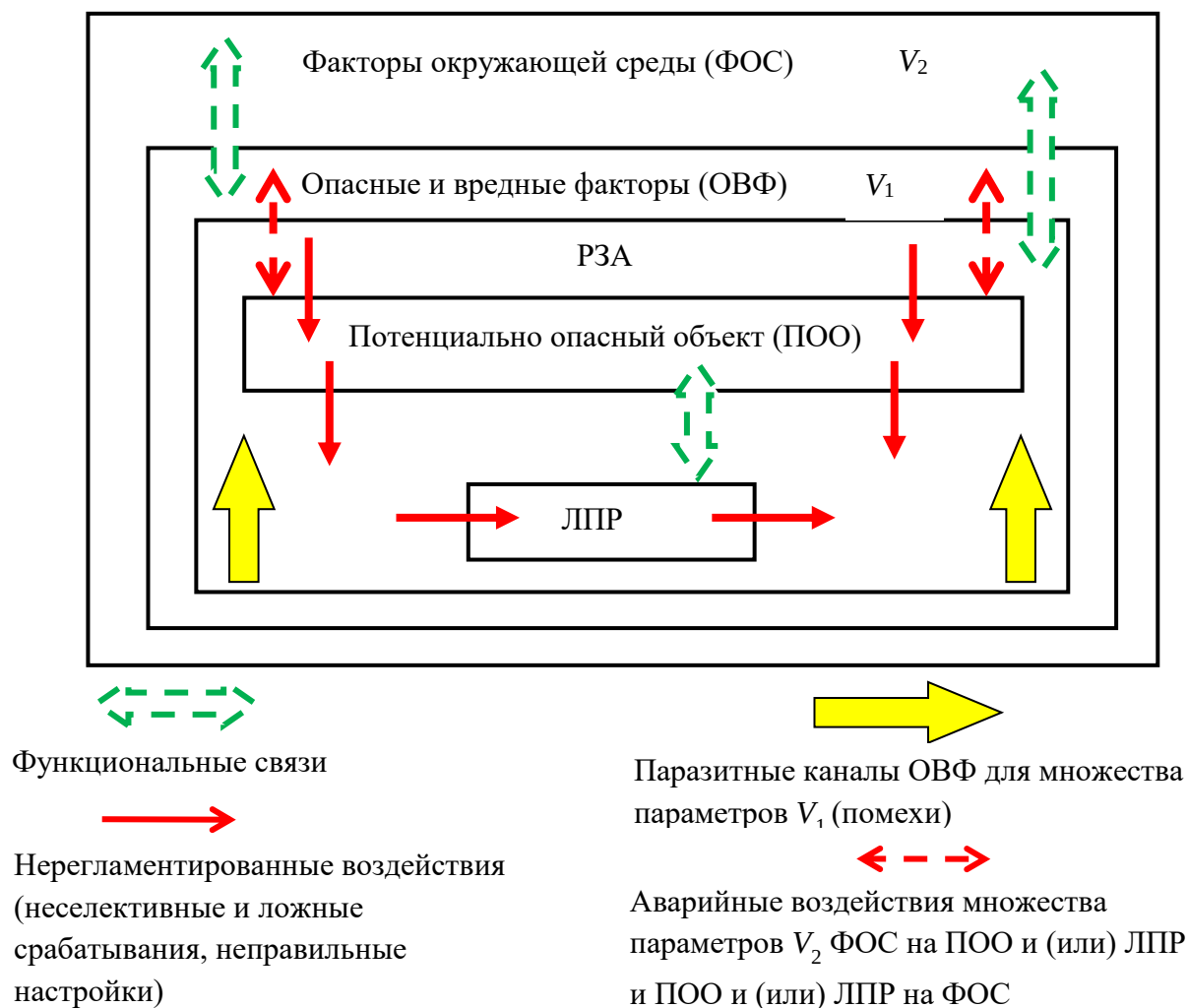


Рисунок 1.2 – Функциональные связи потенциально опасного объекта

Анализ схемы (рисунок 1.2) позволяет выделить, качественно, а в ряде случаев количественно оценить области воздействия на ПОО факторов окружающей среды (ФОС); опасных и вредных факторов (ОВФ), представляющих воздействия со стороны схем внешнего и внутреннего электроснабжения; средств контроля режимных параметров и мероприятий по защите (РЗА); а также область параметров восприимчивости лица, принимающего решение (ЛПР) (диспетчера, администратора) в системе управления ПОО.

В результате анализа определяются:

- множество параметров ОВФ, влияющих на ПОО и его РЗА – V_1 ;
- множество параметров аварийных воздействий ФОС на ПОО и (или) ЛПР и ПОО и (или) ЛПР на ФОС – V_2 , (причём) $V = V_1 \cup V_2$;
- множество параметров и характеристик чувствительности (восприимчивости) ПОО, его защите (РЗА) и административно-управленческого персонала (ЛПР) к ФОС и ОВФ – R ;
- множество нечётких функций, паразитных каналов ОВФ – F (причём, $B = F \cap R$ и $B \neq \emptyset$).

Далее становится возможной оценка множества самых нежелательных исходов (СНИ) внезапного или планового, полного или частичного нарушения (ограничения) электроснабжения исследуемого объекта (величины отключённой мощности P и (или) недополученной электроэнергии W), стоимостных (ущерб) U и временных t ограничений.

1.4 Сложность систем электроснабжения

Электроэнергетическая система и СЭС отличаются сильными зависимостями элементов, нелинейными реакциями на внешние и внутренние воздействия, а нормальные режимы зависят не только от преднамеренных и случайных, но и от событий, сопровождающихся непрогнозируемой амплитудой воздействующего фактора и приводящих к неуправляемым каскадным реакциям, достоверное прогнозирование которых практически невозможно [230]. Интуитивное представление о сложности СЭС даёт:

- многообразие элементов СЭС (технологические агрегаты, системы автоматики, люди-операторы);

- объём оборудования (количество и тип элементов, номенклатура, габариты и т. п.), входящего в СЭС;
- структура статических и динамических связей между ними;
- удобство эксплуатации;
- разветвлённость связей и степень взаимодействия элементов СЭС;
- квалификация персонала, осуществляющего проектирование, изготовление, монтаж, наладку, эксплуатацию, ремонт СЭС;
- технико-экономические показатели нормальных, аварийных, ремонтных и послеаварийных режимов и т. п.;
- стоимость строительства объектов СЭС.

Система сложная, если в ней не хватает информационных ресурсов для эффективного описания состояний, режимов, законов функционирования, управляющих параметров, что приводит к неопределённости зависимости причины и следствия. В действительности проявляются следующие признаки [33, 62, 209]:

- структурная сложность – число подсистем и элементов, разнообразие типов связей между ними, количество иерархических уровней;
- возможность разбиения СЭС на подсистемы, цели функционирования которых подчинены общей цели;
- сложность функционирования – множество режимов, правил перехода в различные состояния, взаимодействия СЭС со средой, неопределенность;
- сложность развития – определяемая характеристиками эволюционных или скачкообразных (аварийных, катастрофических) процессов;
- наличие разветвленной информационной сети и потоков информации;
- сложность выбора поведения в многоальтернативных ситуациях;
- разнообразие реакций на неопределённые воздействия среды;
- функционирование в условиях возможных кибератак.

В обобщённом виде сложность представляется показателем, характеризующим техническое воплощение решений, обеспечивающих достижение основной цели при заданном качестве управления [209]. При разработке и в условиях эксплуатации в целевом пространстве СЭС – T необходим выбор её поведения ξ , отвечающего совокупности поставленных условий (требований) α . Они определяют сложность, которая должна быть минимальна при оптимальном поведении ξ^* .

Объективная характеристика сложности СЭС – разнообразие качественных и количественных компонентов и связей, определяющаяся:

- множеством неоднородных элементов (компонентов);
- активностью (целенаправленностью) компонентов;
- множеством различающихся параллельных взаимосвязей;
- слабой формализуемостью природы взаимосвязей;
- возможностью кооперативного поведения компонентов;
- распределённостью;
- динамичностью, адаптируемостью, потенциалом развития;
- открытостью;
- неопределённостью параметров среды.

Источниками случайных факторов функционирования ЭЭС (СЭС) являются: переменная (часто непрогнозируемая) нагрузка потребителей; внешняя среда; ошибки; шумы; помехи; критические и закритические отклонения параметров режима.

Характерно, что на два одинаковых внешних воздействия на СЭС могут формироваться разные реакции, а на два разных одинаковые. При одной и той же длительности нарушения электроснабжения потребителя время восстановления технологических параметров может резко различаться в зависимости от стадии производственного процесса. В то же время отключение подстанций с разной нагрузкой может привести к абсолютно одинаковому ущербу [149]. Поскольку СЭС должна обеспечивать достижение

заданной цели в условиях отказов её элементов по внутренним (сбои, ошибки, старение) или внешним (отказы отдельных элементов, дефициты мощности (энергии), несанкционированные воздействия, помехи) причинам, средством обеспечения надёжности служит наличие не единственного, а нескольких режимов работы, в которых цель достигается с различным качеством. На основе теории сложности предлагается алгоритм нечёткой реализации возможных режимов с целью обеспечения непрерывности функционирования, то есть живучести и других характеристик [165, 209].

Реальная сложность СЭС не позволяет ограничиться числовыми характеристиками случайных величин – математическими ожиданиями и дисперсиями показателей надёжности, живучести, безопасности, помехозащищенности, качества управления, вероятности отказа, эффективности, устойчивости функционирования и др., а часто и моделями стандартных законов распределения. Даже там, где имеется достаточно высокая степень организации (детерминизации), весьма малые структурные изменения могут вызвать значительные перемены, далеко не всегда, сопровождающиеся положительными последствиями.

В современной электроэнергетике различают внешнюю и внутреннюю сложность. Внутренняя – сложность множества состояний, режимов, структур, и управления ими. Внешняя – сложность взаимоотношений со средой, управления по обратным связям системы и среды. При этом СЭС представляется двумя основными составляющими: энергетической и информационной. Энергетическая определяет внутреннюю сложность (взаимосвязь систем генерации, преобразования, передачи, распределения, потребления, сложность внутренних состояний, режимов, структур, и управления ими). Информационная сложность определяется взаимоотношениями с окружающей средой, сложностью управления, состоянием рынка, диспетчером (оператором) ЭЭС, сервис-провайдером (поставщиком услуг). Обобщённая структура такой системы приведена на рисунке 1.3.

Важным фактором здесь являются связи с экономикой промышленности, сельского хозяйства, транспорта, ЖКХ, объектами культурного назначения. Система, состоящая из относительно небольшого количества элементов, может обладать большой динамической сложностью. Добавление каждого нового элемента увеличивает число связей в большей степени, чем при добавлении предыдущего.

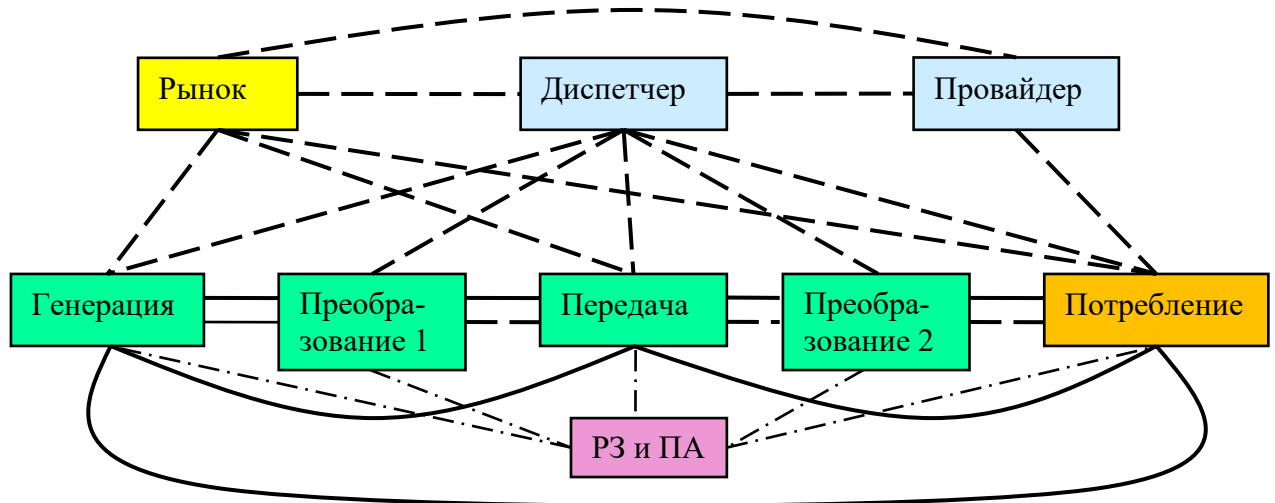


Рисунок 1.3 – Обобщённая структура ЭЭС: сплошная линия – энергетические связи; пунктир – информационные; штрих-пунктир – связи систем РЗ и ПА

Системная сложность C_c (разработка, сооружение, монтаж, эксплуатация) определяется суммой собственной сложности C_0 (суммарная сложность элементов вне связи их между собой) и взаимной C_b – сложностью взаимосвязи элементов системы (сложность устройства, схемы, структуры) [106, 173, 175]:

$$C_c = C_0 + C_b. \quad (1.1)$$

Разделив члены выражения (1.1) на C_0 получаем две сопряженные оценки: α – степень целостности и β – коэффициент использования компонентов системы

$$\alpha = -\frac{C_b}{C_0}; \quad \beta = \frac{C_c}{C_0}; \quad \beta = 1 - \alpha. \quad (1.2)$$

Степень целостности (связность, взаимозависимость, управляемость) оценивается коэффициентом α ; использование компонентов (самостоятельность, автономность) – β (оценки устойчивости (централизации) управления) [175]. Знак минус введен для положительной характеристики α , поскольку C_v в устойчивых системах с $C_0 > C_c$, формально имеет отрицательный знак, так как C_v характеризует работу системы «на себя», а не на выполнение стоящих перед ней целей. Увеличение β – рост децентрализации управления, а α – централизации. Отсюда: сумма «свободы» и «связности» – величина постоянная, что особо актуально для ЭЭС с объектами РГ, ВИЭ и СНЭЭ.

Характеристиками сложности структуры СЭС являются: а) степень централизации α – мера разделения полномочий между иерархическими уровнями системы; б) норма управляемости μ .

Для каждой пары смежных уровней $(i-1, i)$, $i = \overline{2, N}$ степень централизации – отношение объёмов задач, решаемых, на i -м μ_i и $(i-1)$ -м μ_{i-1} уровнях СЭС

$$\alpha_i = \frac{\mu_i}{\mu_{i-1}} \cdot \alpha_i \frac{\mu_i}{\mu_{i-1}}. \quad (1.3)$$

Объём задач μ_i оценивается количеством перерабатываемой информации на i -м уровне. Тогда степень централизации системы в целом определяется как

$$\alpha = \sum_{i=1}^N \beta_i \alpha_i, \quad \sum_{i=1}^N \beta_i = 1, \quad (1.4)$$

где β_i – весовой коэффициент соответствующего уровня системы.

Смещение решений на высшие уровни (централизация) отождествляется с повышением управляемости и улучшением качества решений с одновременным увеличением объёма перерабатываемой информации. Смещение на нижние уровни (децентрализация) увеличивает

самостоятельность подсистем (РГ, ВИЭ), уменьшает объём информации, перерабатываемой на верхних уровнях.

Степень централизации и норма управляемости изменяются с переходом от одного иерархического уровня к другому (районная подстанция – главная понизительная подстанция – распределительная подстанция (РП) – трансформаторная подстанция (ТП)). Кроме того, на характеристики управляемости оказывает влияние автоматизация управления коммутационными аппаратами. Определение количественных показателей централизации и управляемости – одна из важных и наиболее трудных проблем синтеза структур ЭЭС (СЭС). Так, размещение устройств АЧР возможно на разных уровнях схемы электроснабжения. Достижимый при этом эффект характеризуется снижением экономических потерь за счёт увеличения числа и выбора отключаемых присоединений [113]. Но увеличивается структурная и вычислительная сложность (количество элементов, вероятность их отказа (ложного срабатывания), сложность монтажа и обслуживания).

В СЭС имеется n типов элементов (трансформаторов, ГУ и др.) и k – число элементов каждого типа (мощность, класс напряжения и др.), для которых методом экспертных оценок или статистически устанавливается сложность s_{ij} . Сложность s системы из элементов со сложностью s_i ($i = 1, 2, \dots, n$) определится как

$$s = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m s_{ij} k_j, \quad (1.5)$$

где k_j ($j = 1, 2, \dots, m$) – число элементов i -го типа, входящих в систему.

При наличии $nk = L$ элементов максимальное число связей между ними – $N = L(L - 1)$. При достаточно большом L число фактических связей $N^* < N$, а относительное число реализованных связей будет

$$\alpha = \frac{N^*}{N}. \quad (1.6)$$

Относительная сложность связей определяется коэффициентом v . Тогда сложность определится выражением

$$S = (1 + v\alpha)s, \quad (1.7)$$

где v – коэффициент, учитывающий сложность связей по сравнению со сложностью элементов системы.

Сложность системы S представляется суммой сложности состава системы S_c и её организации S_o :

$$S = S_c + S_o, \quad (1.8)$$

где $S_c = S_{\text{суб}} + S_{\text{п}} + S_{\text{д}} + S_{\text{г}}$; $S_{\text{суб}}$ – субстратная, $S_{\text{п}}$ – параметрическая, $S_{\text{д}}$ – динамическая и $S_{\text{г}}$ – генетической сложности.

Субстрат – простейшие структуры, устойчивые при любых преобразованиях системы, обуславливающие её свойства. Параметрическая сложность включает субстраты, сложность связей и отношений. Динамическая – сложность состояний, стадий, переходных процессов. Генетическая (эволюционная) – развитие (изменение) состояний, стадий, уровней системных параметров, режимов и т.п.

Сложность организации системы S_o представляется суммой:

$$S_o = \{R\} + \{L\}, \quad (1.9)$$

где $\{R\}$ – множество связей и отношений, объединяющих иерархические уровни управления, подсистемы внутри уровней, компоненты; $\{L\}$ – множество законов, инструкций правил функционирования.

Число элементов, межэлементные связи, их локализация, могут неконтролируемо меняться, что делает поведение ЭЭС и СЭС (особенно в экстремальных условиях) неопределённым и плохо предсказуемым. Влияние изменения жизненно важных параметров на систему неодинаково и зависит от множества факторов внешнего и внутреннего характера. Допустимое изменение общесистемного параметра $X(t)$ в пределах границ $\{\alpha, \beta\}$ представлено на рисунке 1.4. Пока $X(t)$ не выходит за пределы $\alpha < X < \beta$,

система сохраняет интегративное качество, включающее: целостность (единство, достигаемое взаимосвязанностью и взаимодействием элементов) и эмерджентности (несводимостью свойств системы к свойствам элементов). При выходе X за пределы $\alpha < X < \beta$ (пунктир на рисунке 1.4) система утрачивает свое интегративное качество, и при $t > t_5$ перестает существовать.

Однако критические значения частных компонент общесистемного параметра X могут принимать значения $\{\gamma > \alpha, \delta < \beta\}$. При $\gamma < X < \alpha$ или $\delta < X < \beta$ система переходит в новое качественное состояние, но не прекращает существовать. Это происходит в диапазонах $\{t_1, t_2\}$ и $\{t_3, t_4\}$. Приближение системных параметров к предельно допустимым значениям (области A и B на рисунке 1.4) может порождать ситуацию системного кризиса – стадии, когда длительное дальнейшее функционирование системы оказывается под вопросом. Здесь система вступает в зону бифуркации и будущее её состояние становится непредсказуемым. Под влиянием малейших флуктуаций даже одного фактора она может начать процесс случайного движения в нескольких альтернативных направлениях, крайние из которых – возврат в нормальное состояние или прекращение существования. Точное предсказание результата невозможно.

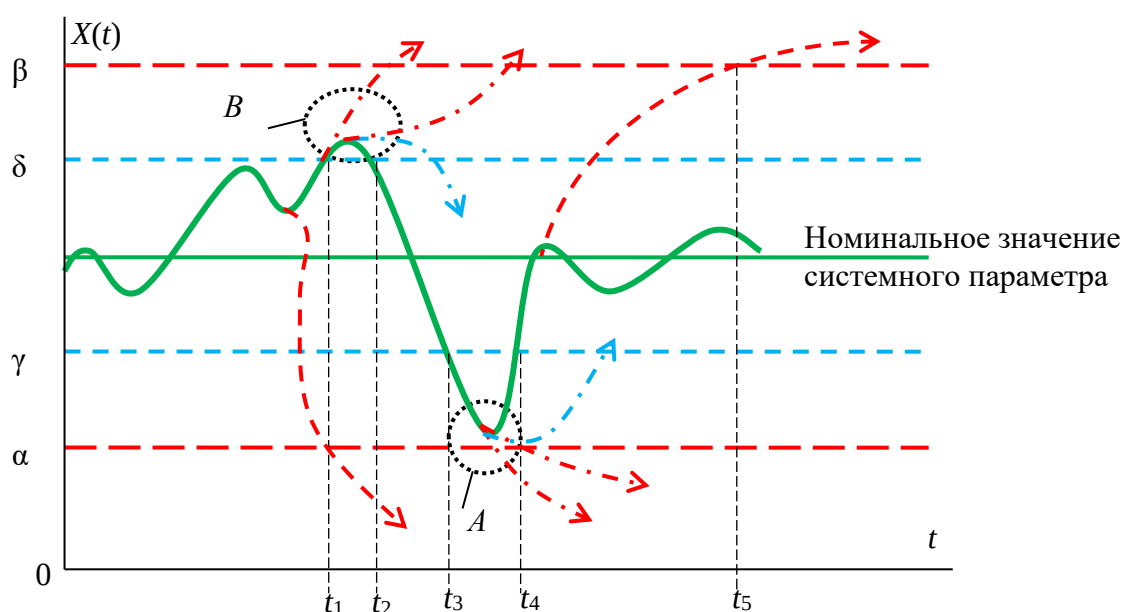


Рисунок 1.4 – Возможные колебания общесистемного параметра

Особый вид кризисов – внезапные, резкие, лавинообразные изменения параметров СЭС из-за дезорганизующих внешних воздействий или внутренних противоречий. Любое скачкообразное преобразование заключается в изменениях отдельных структурных элементов (или системы в целом), приводящих к внезапному изменению путей её дальнейшего развития (катастрофы).

Пусть ξ – случайная величина, характеризующая некоторое внешнее воздействие на исследуемую СЭС или один из внутренних её параметров (элементов) с законом распределения $f_{\xi}(x)$. В общем случае результат U функционирования СЭС зависит от ξ : $U = \varphi(\xi)$ и также является случайной величиной, закон распределения которой определяется функциями φ и $f_{\xi}(x)$. Каждому значению ξ соответствует некоторое возможное значение случайной величины U . При этом разброс значений внешних воздействий приводит к рассеиванию результатов её функционирования. Для их прогнозирования необходимо оценить поведение СЭС в среднем, выяснить, будет ли справедливо отношение:

$$\varphi[M(\xi)] = M(U), \quad (1.10)$$

где $M(\xi)$ и $M(U)$ – математические ожидания ξ и U соответственно.

Если ξ примет значение $M(\xi)$, то будет ли соответствующее значение U равно $M(U)$ или будет ли рассеивание внешних воздействий вызывать только рассеивание результатов функционирования СЭС или, с учётом случайных факторов, может изменяться её поведение в среднем. Например, из-за непостоянства нагрузки P электропотребление W – случайная величина с соответствующим рассеиванием, но её среднее значение в большинстве случаев соответствует номинальным (рисунок 1.4). Можно ли при этом считать, что W будет средним, если P равна номинальному значению, так как под воздействием случайных факторов (даже когда средние значения равны номинальным), результаты функционирования системы $U(W)$ не только

подвергаются рассеянию, но и получают смещение средних. В качестве примера рассмотрим линейную функцию [17]:

$$U = a\xi + b \quad (1.11)$$

Её математическое ожидание определяется как [26]

$$M(U) = aM(\xi) + b. \quad (1.12)$$

Сопоставляя (1.12) и (1.11), очевидно, что при линейной зависимости между случайными факторами и результатами функционирования СЭС смещение средних отсутствует. Но в практических задачах желателен учёт нелинейности функций факторов, воздействующих на систему. В [54] отмечается, что плотности вероятности нелинейных функций описывать нужно с помощью моментов. Если $\varphi(\xi)$ функция квадратичная, что характерно для ряда процессов в СЭС

$$\varphi(\xi) = \xi^2, \quad (1.13)$$

то

$$M(U) = M(\xi^2). \quad (1.14)$$

При этом математическое ожидание квадрата случайной величины равно второму её моменту [17]:

$$M(U) = M(\xi^2) = [M(\xi)]^2 + \sigma_\xi^2, \quad (1.15)$$

где σ_ξ^2 – дисперсия случайной величины ξ .

Сопоставляя (1.5) и (1.13) видно, что разница равна дисперсии σ_ξ^2 случайной величины ξ . Поэтому при нелинейности функций факторов, воздействующих на систему, возникает смещение среднего (математического ожидания) $M(U)$ – результата функционирования СЭС. Это требует дополнительной информации и особого внимания к учёту случайных факторов при исследовании СЭС.

Одна из задач системного анализа – определение границы между системами, системой и средой. Границы почти всегда неопределенны, расплывчаты. Для их формализации вводится понятие мощности межэлементных связей:

$$\omega = \omega(m, \gamma), \quad (1.16)$$

где m – элементы системы; γ – межэлементные связи.

Тогда граница системы определяется как $F(m, \gamma, \omega_0) = 0$, где ω_0 – минимальная мощность межэлементных связей.

В рассматриваемых условиях функционирования ЭЭС и СЭС одной из таких границ может быть граница балансовой принадлежности. Внутри системы будут находиться элементы m_1 , с межэлементными связями γ_1 мощностью $\omega(m_1, \gamma_1) > \omega_0$. Вне системы – элементы m_2 с межэлементными связями γ_2 мощностью $\omega(m_2, \gamma_2) < \omega_0$. Пограничные элементы m_3 . У них хотя бы одна связь γ_3 мощностью $\omega(m_3, \gamma_3) > \omega_0$, а остальные – $\omega(m_3, \gamma_3^*) < \omega_0$.

Возрастающее усложнение СЭС, увеличение их стоимости сооружения и эксплуатации, рост возможных последствий нарушений нормального режима, выдвигает требование живучести [190]. Система S обладает живучестью, если содержит хотя бы одну подсистему, имеющую общесистемную цель и способна выполнить её при невыполнении (отключении, отказе, сбое, несанкционированном внешнем воздействии и т. п.) ЭЭС (СЭС) общесистемной цели. То есть, система должна иметь достаточный резерв и несколько путей достижения цели функционирования. В СЭС с наиболее распространённым иерархическим построением схемы живучесть определяется как наличие подсистем i -го иерархического уровня, имеющих цели подсистем j -го уровня ($j < i$) и способных выполнять их при невыполнении своих целей подсистемами i -го уровня.

Многие СЭС (в частности РГ) работают в состоянии постоянной адаптации к изменяющимся условиям. Для объективного описания состояний, режимов, законов функционирования, оценки управляющих параметров СЭС часто не хватает ресурсов (главным образом, информационных). Это приводит к неопределённости, зависимости причины и следствия возникающих в СЭС изменений структуры и параметров.

Выводы по главе 1

1. На основании теоретико-множественного подхода к системному анализу БТС установлено, что СЭС является сложной динамической системой, развивающейся во времени и пространстве, обладает свойствами, отсутствующими у элементов и связей, их образующих. Доказана необходимость учёта системности и расширения надёжностных свойств развивающихся ИЭС ААС.

2. Предложены основные подходы к формализации задач оценки надёжности СЭС потребителей АПК, заключающиеся в анализе структурных схем и схем функциональной целостности, что позволяет учесть большое количество целей, переменных и несколько контуров принятия решений.

3. Модель функциональных связей ПОО позволила оценить множества СНИ внезапного, планового, полного, частичного нарушения (ограничения) электроснабжения исследуемого объекта (отключённой мощности, недополученной электроэнергии), стоимостных (ущерб) и временных t ограничений.

4. Сформулированы основные обобщённые представления о сложности СЭС и её основные характеристики с целью выявления основных предпосылок проблемы формализации анализа надёжности электроснабжения и определены подмножества факторов (нечётких мер), структурирование и учёт которых на этапах жизненного цикла СЭС позволит перейти к разработке объективных требований к конкретной СЭС АПК.

2 РАСШИРЕНИЕ НАДЁЖНОСТНЫХ СВОЙСТВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вводные замечания

Необходимость надёжной работы СЭС возникла, когда были созданы первые такие системы, в третьей четверти XIX века. Начиная со второй половины XX века появляются мощные протяжённые и разветвлённые электрические системы, технологические агрегаты с аппаратами управления высокой конструктивной сложности. Создание электрических машин, аппаратов, линий электропередачи, крупных энергетических объединений, систем РГ, ВИЭ, СНЭЭ, современных цифровых систем РЗиА требует методов анализа и расчёта надёжности, позволяющих объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать фактическую надёжность, обосновать необходимость её увеличения (сохранения), прогнозировать изменение для существующих и вновь сооружаемых объектов электроэнергетики. При этом такие свойства как качество, надёжность, безопасность, живучесть, управляемость, устойчивость, экономичность необходимо обеспечивать не только при стабильной работе [56, 252].

Все показатели надёжности (ПН) (приложение А) составляют два класса: а) показатели на основе ретроспективных данных для оценки текущего состояния СЭС; б) прогнозные показатели с учётом изменений, связанных с ростом нагрузки, условий функционирования, структуры и пропускной способности сети, добавлением (выводом из эксплуатации) генерирующего и (или) сетевого оборудования.

Наиболее полно надёжность СЭС характеризуется потоками отказов элементов в сочетании с функциями распределения глубины и длительности отключения (ограничения) потребителей или ущерба, вызываемого ими. В

качестве обобщённых показателей, учитывающих глубину и длительность аварийных отключений (ограничений) и их последствия рекомендуется принимать [78, 109, 110]: вероятность возникновения дефицита мощности, характеризующую относительную продолжительность ограничения потребителей вследствие исчерпания резервов генерирующей мощности или отключения элементов сети и математическое ожидание, недоотпущенной потребителям электроэнергии. Однако эти показатели не вполне охватывают случаи отключения потребителей при развивающихся (каскадных) авариях и частичных отключениях в СЭС потребителей, а также не отражают фактическое и прогнозное состояние современных СЭС. В этой связи необходимо совершенствование системы основных понятий в области теории надёжности СЭС, так как в подавляющем большинстве случаев задачи анализа и синтеза определяют и состав показателей надёжности.

2.1 Развитие модели исследования основных понятий надёжности системы электроснабжения

Сейчас не существует единства мнений об универсальной системе ПН как ЭЭС, так и СЭС. Для решения множества задач функционирования и развития ЭЭС (СЭС) в [23] сделана попытка построения наглядной системы множеств, описывающих ряд понятий для исследования надёжности в достаточно полном объёме. Эта система представлена концентрическими сферами, при этом последующая охватывает понятия предыдущей. При этом каждая сфера описывается множествами соответствующих параметров, показателей и понятий (рисунок 2.1).

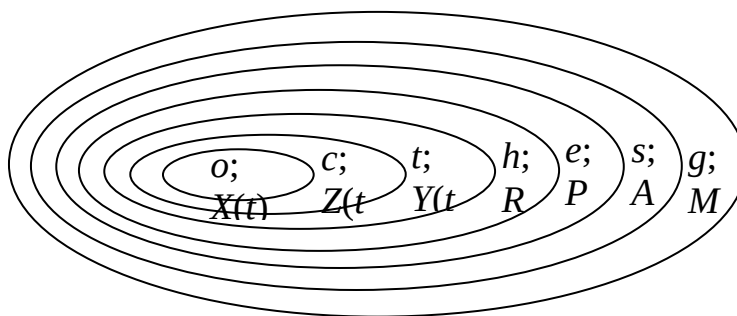


Рисунок 2.1 – Система основных понятий в области теории надёжности

Расшифровка условных обозначений, соответствующих рисунку 2.1:

o – объект (система) исследования; c – условия функционирования объекта (системы); t – временной горизонт (длительность наблюдений (прогнозирования)); h – человеческий фактор; e – отрасль техники (технологические особенности объекта (системы)); s – научные основы теории надёжности; g – система управления.

X – множество технико-экономических параметров (ПН, особенностей) объекта (системы) исследования; Z – множество параметров среды; Y – множество выходных (требуемых, нормативных) ПН; R – множество составляющих (единичных и комплексных) ПН; P – множество задач, требующих оценку надёжности; A – множество теоретических и практических методов решения; M – способы действия (методы и средства управления надёжностью).

« o » – объект, которым может быть: электротехническое изделие (аппарат), партия изделий, комплектные устройства, объект электроэнергетики, электроустановка (ГУ, РГ, ВИЭ, НЭЭ, автономная электростанция, электрическая сеть, СЭС.

« c » – условия существования объекта: нормальные, работоспособные, частично работоспособные (послеаварийные), нерабочие, в условиях хранения, малых (больших) возмущений, ремонтные, аварийные, катастрофические.

« t » – время представляется: моментом в течение жизненного цикла объекта, временем безотказной работы (ВБР), до первого отказа, между

отказами, календарным временем (периодом), ресурсом (наработкой) до предельного состояния, гарантийным сроком службы, временем восстановления, изменением ПН в функции времени, длительностью наблюдений, горизонтом прогнозирования.

« h » – человек представлен: руководителем (менеджером), исследователем, разработчиком (проектировщиком), производителем, потребителем (эксплуатационником) конкретной техники и (или) энергоресурсов, монтажником, наладчиком, ремонтником, ЛПР.

« e » – задачи надёжности на стадиях: планирования (прогнозирования), проектирования, производства, сбыта, строительства, монтажа, эксплуатации, утилизации, а также с учётом технологических особенностей потребителя.

« s » – основы науки о надёжности, учитывающие концептуальные понятия системного подхода: множественность задач, взаимосвязь причин и следствий плановых и внезапных нарушений нормального процесса функционирования объекта, изменчивость режимов и параметров, случайность и неопределённость воздействующих факторов, условность и неполноту моделей, человеческий фактор.

« g » – управление надёжностью с целью решения проектных и эксплуатационных задач технико-экономической оптимизации функционирования объекта в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

Составляющими надёжности $\{R\}$ являются: безотказность, готовность, восстанавливаемость (ремонтпригодность), долговечность, сохраняемость, живучесть [13], безопасность.

Составляющие множества инженерных задач $\{P\}$: сбор ретроспективных данных, их анализ, нормирование надёжности, испытания, прогнозирование и расчёт ПН, методы и средства обеспечения надёжности, оптимизация надёжности.

Множество методов решения задач $\{A\}$ включает: теорию вероятностей и математическую статистику, математическую логику и булеву алгебру,

топологию и теорию графов, математическое программирование, теорию исследования операций, теорию экспертных оценок, теорию нечётких множеств.

Множество способов действия (средств) управления надёжностью $\{M\}$ включает избыточность, испытания, восстановление, диагностику, техническое обслуживание, исследование, эксперимент (моделирование), защиту.

В соответствии с определениями надёжности по [109, 110, 147] и рисунка 2.1, объекты исследования ЭЭС (СЭС) представляются следующими множествами [39]:

- множеством параметров внутренних характеристик объекта $X = \{x\}$;
- множеством условий и параметров применения объекта $Z = \{z\}$;
- множеством параметров $Y = \{y\}$, характеризующих результат функционирования объекта с параметрами $x \in X$ в условиях $z \in Z$, $y = f(x, z)$, $y \in Y$.

Пространство параметров определяется объединением $\Pi = Z \cup X \cup Y$, а кортеж векторов $K_i = (z_i, x_i, y_i)$ – мгновенной фазой существования объекта. Область пространства параметров Π_j ($j \in J$) – множество режимов, отвечающее определённому периоду существования объекта энергетики с известными областями значений параметров Z_j, X_j, Y_j , определяется как прямое (Декартово) произведение множеств $\Pi_j = Z_j \times X_j \times Y_j$. Если $K_i \in \Pi_j$, то считается, что объект находится в j -м режиме. Множество режимов $J = \{j\}$ содержит подмножества:

$$J = U \cup B; U = M \cup I \cup N \cup C \cup S; B = A \cup F \cup W \cup R \cup O, \quad (2.1)$$

где подмножества: $U = \{u\}$ – режимов эксплуатации; $B = \{A, F, W, R, O\}$ – режимов простоя: ($A = \{a\}$ – аварийных воздействий, $F = \{f\}$ – неработоспособных состояний, $W = \{w\}$ – режимов восстановления, $R = \{r\}$ – плановых и внеплановых ремонтов, $O = \{o\}$ – работоспособных состояний; $M = \{m\}$ – режимов обслуживания; $I = \{i\}$ – режимов пуска ГУ; $N = \{n\}$ –

нормальных режимов; $C = \{c\}$ – возможностей регулирования параметров и ПН; $S = \{s\}$ – режимов останова.

Представленная система понятий позволяет конкретизировать и показать сложность исследования СЭС, определить направления работ, соблюдая принципы системного подхода и имея возможность её анализа, развития и уточнения.

2.2 Обобщённое представление показателей надёжности

В зависимости от требований конкретного потребителя к поглощающему влиянию какого-либо свойства анализируемого объекта СЭС и в зависимости от постановки задачи и системных требований, возможны различные варианты соотношений этих свойств (рисунок 2.2) в виде диаграммы Эйлера-Венна.

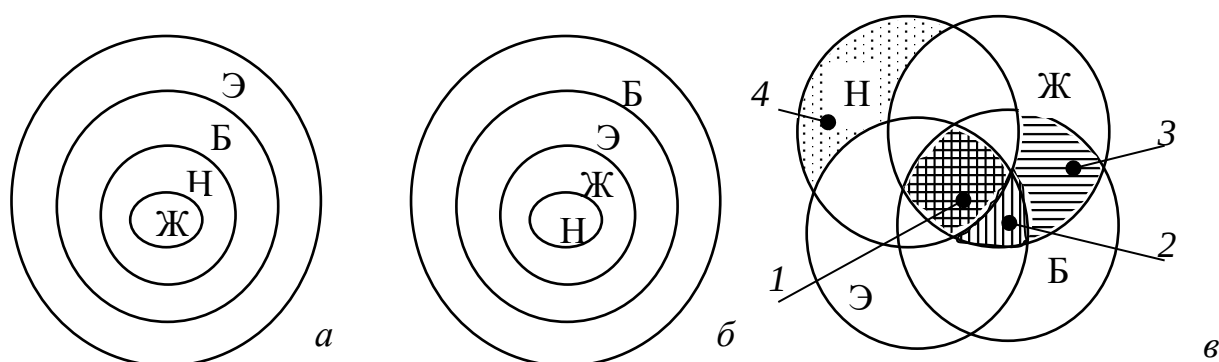


Рисунок 2.2 – Диаграммы возможных соотношений свойств объекта энергетики: «Живучесть» (Ж), «Надёжность» (Н), «Безопасность» (Б), «Экономичность» (Э) а); б) – варианты ранжирования свойств Ж, Н, Б, Э; в) – сочетания Ж, Н, Б, Э

Обозначим множества режимов: 1 – рациональных $\{\mathcal{E} \cap \mathcal{H} \cap \mathcal{B} \cap \mathcal{J}\}$; 2 – эксплуатационных $\{\mathcal{E} \cap \mathcal{H} \cap \mathcal{B} \cap \mathcal{J}\}$ (и подобных), не обеспечивающих

рациональное функционирование по одному из свойств; 3 – не совместимых с эксплуатацией $\{Б \cap Ж\}$ (и подобных); 4 – запрещённых состояний:

$$\{Н \setminus Н \cap Ж \setminus Э \cap Н \setminus Н \cap Б + Э \cap Н \cap Ж + Н \cap Б \cap Ж + Э \cap Н \cap Б \setminus Э \cap Н \cap Б \cap Ж\} \text{ (и подобных).}$$

На основании рисунка 2.2 очевидно, что при построении фазового пространства состояний реальной системы требования потребителей должны, по возможности, учитывать представленные на рисунке 2.2, в соотношения.

Методика анализа количественных ПН СЭС состоит в выделении из фазового пространства состояний системы множества неработоспособных (частично работоспособных) состояний. Функционирование системы – случайный процесс $X(t)$, протекающий в фазовом пространстве по траектории $x(t)$. Координаты – обобщённые (основные) параметры системы $x_1, x_2 \dots x_n$. Часть фазового пространства F эквивалентна отказу анализируемой системы (рисунок 2.3).

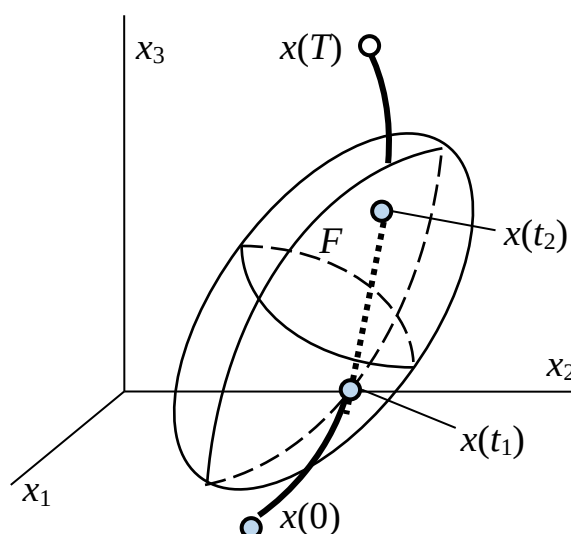


Рисунок 2.3 – Фазовое пространство состояний формальной системы

Если в момент $t = t_1$ система попала в область F , то имеет место отказ. Количественные ПН определяются как математическое ожидание $M(\Phi)$ функционала Φ , определяемого на случайных траекториях $x(t)$, где каждой соответствует некоторый «вес», а в качестве ПН принимается среднее значение этого веса.

Если определить функционал Φ так, что $\Phi_1[x(t)] = 0$, когда хотя бы при одном значении $t_1 < T$ значение $x(t_1)$ попадает в F и $\Phi_1[x(t)] = 1$ в другом случае, то $M\{\Phi_1[x(t)]\}$ определяет ВБР на интервале $0 - T$. Если функционалом Φ_2 определить длительность интервала $t_2 - t_1$ между последовательным попаданием траектории $x(t)$ в область F и выходом из неё, то $M\{\Phi_2[x(t)]\}$ будет соответствовать среднему времени нахождения системы в состоянии отказа.

В общем случае в многомерном фазовом пространстве выделяется большее число областей. Тогда понятие отказа становится неоднозначным, так как могут иметь место частичные отказы, и каждой области ставится в соответствие некоторый уровень качества функционирования. Работоспособность системы оценивается уже не только ПН, а и показателями живучести, безопасности, экономичности и др.

Использование различных функционалов Φ в рамках построенной модели функционирования СЭС позволяет установить ряд количественных ПН применяемых для решения практических задач. Их большое число объясняется тем, что надёжность ЭЭС, СЭС и их подсистем зависит от множества факторов, учёт которых одним, даже комплексным показателем, практически невозможен.

2.3 Содержательная характеристика классической системы показателей надёжности

Надёжность – свойство, учитываемое при исследовании, создании, функционировании и прогнозировании перспективного развития ЭЭС (СЭС). В терминологии по надёжности систем энергетики [107, 109, 110] под показателем надёжности (ПН) понимается количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надёжность объекта

электроэнергетики [148]. В отличие от элементной надёжности пути обеспечения надёжности сложных систем ЭЭС, СЭС, РГ не очевидны и в каждом отдельном случае обусловлены особенностями исследуемой системы. Классические ПН элементов и «простых» систем такие, как «среднее время безотказной работы», «вероятность безотказной работы (ВБР) в течение заданного времени» и целый ряд других, применительно к ЭЭС (СЭС) лишены практического смысла [17, 148, 218–220].

Классическими составляющими надёжности являются: безотказность, готовность, восстанавливаемость (ремонтпригодность), долговечность, сохраняемость, живучесть, безопасность. Составляющие множества инженерных задач: анализ статистических данных, нормирование надёжности, испытания, прогнозирование и расчёт ПН, методы и средства её обеспечения, оптимизация ПН. Множество способов действия или средств управления надёжностью включает учёт избыточности (резервирование), испытания, восстановление, диагностику, техническое обслуживание, исследование, эксперимент (моделирование), защиту. Объектом исследования, оценки и анализа ПН являются: изделие, оборудование, партия изделий, установка, электростанция, электрическая система, электрическая сеть, условия функционирования которых делятся на: нормальные, рабочие, частично рабочие, нерабочие, ремонтные, возмущения, аварийные, катастрофические [56]. Очевидно, что система ПН должна учитывать дифференциацию оборудования ЭЭС (СЭС) по основным техническим параметрам: срокам ввода и освоения головных образцов, продолжительности эксплуатации, единичной мощности (производительности), классу напряжения и др.

Основные, классические типы ПН определены на основе [107–110, 147].

Единичный ПН – количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надёжность объекта и характеризующий одну из его сторон (частоту, длительность, глубину) отказов объекта.

Интегральный ПН – характеризует две и более стороны отказов объекта.

Комплексный ПН – относится к нескольким ПН объекта.

Нормируемый ПН – регламентируется нормативно-технической документацией.

Расчетный ПН – определяется расчетными методами.

Экспериментальный ПН – определяется по данным испытаний объекта.

Эксплуатационный ПН – определяется по ретроспективным данным.

Экстраполированный ПН – определяется на основании расчётов, испытаний и (или) эксплуатационных данных путём экстраполирования на другую продолжительность эксплуатации и (или) другие условия эксплуатации.

Показатель критичности отказа – учитывает вероятность отказа за время эксплуатации и тяжесть возможных последствий.

Приведённые определения не учитывают условность и неопределённость ПН. Надёжность как свойство объекта выполнять заданные функции, характеризуется последовательностью наработок на отказ. Если в соответствии с данными эксплуатации усреднить оценку наработки, получив оценку среднего и дисперсии, можно утверждать о выполнении заданных функций данным объектом в ближайшее время – ВБР в заданном интервале времени. Однако это условная мера уверенности, так как предполагается неизменность состояния исследуемого объекта и условий его функционирования. Усреднённые наработки на отказ по множеству даже однотипных объектов (ЛЭП, трансформаторов, генераторов, двигателей и др.) свидетельствуют об уверенности в результатах функционирования множества объектов только данного класса. В отношении конкретного объекта из этого класса ВБР будет ещё более условной, так как объединение результатов наблюдений предполагает одинаковость условий и состояний всех объектов, что, естественно, является условным. Это является одной из причин неопределённости в оценках ПН элементов и объектов ЭЭС (СЭС).

Интенсивное развитие современных ЭЭС, СЭС, ВИЭ, РГ, систем РЗиА привело к необходимости широкого использования количественных ПН, так

как их можно задавать, нормировать, анализировать, измерять и управлять как одним из конструктивных параметров анализируемого объекта. Но в отличие от элементной надёжности, обеспечение её для современных ЭЭС (СЭС) не очевидно. Показатель, которым оценивается надёжность объекта энергетики должен быть связан с одним или несколькими единичными свойствами надёжности.

Различают *единичные* и *комплексные* показатели надёжности (ПН). Единичными ПН оцениваются безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивоспособность, режимная управляемость, живучесть, безопасность, сохраняемость и ряд других свойств объектов энергетики. Комплексные ПН используются для оценки надёжности объектов энергетики и формирования решений по её обеспечению. Они отличаются тем, что могут включать различные свойства. В [291–292] вводятся понятия расчетных ПН, экспериментальных, эксплуатационных, экстраполированных, нормируемых.

Показатели надёжности могут иметь размерность (число отказов, длительность восстановления, наработка и др.) и быть безразмерными (ВБР, вероятность восстановления за заданное время и др.).

Однако классические ПН элементов СЭС и «простых» систем такие, как «ВБР», «среднее время безотказной работы», «средняя длительность восстановления» «вероятность восстановления за заданное время» и целый ряд других, относящихся к единичным, применительно к «сложным» ИЭС ААС с ВИЭ и СНЭЭ, лишены практического смысла [17, 219].

Одним из основных понятий надёжности является «отказ» – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Критерий отказа – совокупность признаков (признак) нарушения работоспособного состояния объекта, установленных в нормативно-технической и конструкторской документации. В общем виде под отказом сложной системы понимается событие, когда выходной объём информации снижается до уровня, меньше допустимого [17, 149, 159, 219]. Многие ЭЭС (СЭС) могут

выполнять практически все свои функции при условии, что часть их элементов и связей между ними находится в нерабочем (отличающемся в допустимых пределах от рабочего) состоянии. Тогда отказ отдельных элементов может не отразиться на работе потребителей. Так обеспечение надёжности по критерию N-1 понимается состояние ЭЭС (СЭС), при котором качественное электроснабжение потребителей, а также нормальная работа электростанций, должны обеспечиваться при внезапном отключении одного из самых мощных сетевых элементов [107, 114, 116]. Но в этих случаях речь идет не об отказе системы, а лишь о возможном снижении показателей эффективности.

Сосредоточивая внимание на факте отказа, классические единичные ПН часто не позволяют установить последствия отказа и влияние его на конечный эффект функционирования СЭС. Поэтому выработка обоснованных рекомендаций по обеспечению требуемого уровня надёжности связана с исследованиями, соизмеримыми с разработкой основной идеи построения системы.

При анализе СЭС часто не удается сформулировать четкого критерия отказа, так как отказы отдельных элементов могут приводить лишь к снижению эффективности функционирования и частичному изменению выходного эффекта. Здесь надёжность оценивается комплексными показателями, характеризующими эффективность функционирования системы, определяемую изменением производительности, мощности, пропускной способности. Надёжность как комплексное свойство, в зависимости от назначения подсистемы и (или) объекта электроэнергетики и условий его функционирования, состоит из сочетаний ряда свойств, основными из которых являются: безотказность, восстанавливаемость, ремонтпригодность, долговечность, безопасность, живучесть, устойчивоспособность, сохраняемость, экономичность. Для оценки ПН перечисленных свойств требуются модели по крайней мере трёх типов:

1) для оценки безотказности и ремонтпригодности объектов СЭС, характеризующих надёжность питания потребителей в стационарных режимах функционирования с целью обеспечения *балансовой* надёжности;

2) для оценки ПН, характеризующих надёжность параллельной работы ЭЭС и ГУ систем РГ (устойчивоспособность, живучесть, управляемость) с целью обеспечения *режимной* надёжности в переходных и аварийных режимах СЭС;

3) для обеспечения показателей, характеризующих надёжность объекта энергетики в рамках, обеспечивающих выполнение им заданных функций в различных конфигурациях схемы с целью обеспечения *структурной* надёжности.

Очевидно, что этот список ПН можно существенно расширить [159]. Для современных СЭС задача оценки ПН формулируется на основе полученных статистическими методами характеристик интенсивности отказов элементов и восстановлений в течение определённого времени: математического ожидания и дисперсии, закона распределения времени между отказами и другими статистическими характеристиками.

Исследование ПН обычно производится в два этапа [33]: 1) описание состояний (работоспособные, неработоспособные) и событий (отказы, восстановления) объекта энергетики в зависимости от его режимных параметров (переменных состояния), уровня выполняемых функций; 2) оценка вероятностей наступления этих состояний и событий. В первом случае эти показатели называют структурно-функциональными (условными) во втором – вероятностными.

Проблемам оценки, обеспечения повышения и оптимизации ПН элементов и систем электроэнергетики посвящено большое количество исследований, проведённых коллективами и отдельными исследователями середины XX [51, 70, 95, 100, 116, 193 и др.], и начала XXI века [35–37, 98, 117, 124, 149, 191, 240 и др.]. Большинство их применимо в основном к элементам (электроприёмникам, установкам, объектам) систем энергетики, включая их

совокупности. Но как было отмечено, надёжность характеризуется несколькими свойствами, а её численная оценка – комплексом показателей. При анализе СЭС часто не удастся сформулировать четкого критерия отказа, так как отказы отдельных элементов могут приводить лишь к снижению эффективности функционирования и частичному изменению выходного эффекта. Здесь надёжность оценивается комплексными показателями, характеризующими эффективность функционирования системы, определяемую изменением производительности, мощности, пропускной способности, возрастающими с увеличением надёжности элементов. Как единичные, так и комплексные ПН могут выражаться количественно в единицах наработки, единицах выпускаемой продукции, в экономических показателях, в календарной продолжительности эксплуатации, в вероятностях, или в виде отдельных коэффициентов (безразмерных или относительных).

В течение многих лет в научно-технической литературе велась дискуссия относительно критериев и ПН элементов электрооборудования СЭС, в результате которой определились группы показателей, позволяющих решать задачи выбора оборудования, сравнения схемных решений и оптимизации режимов и др. [75]. Наиболее часто употребляемыми при решении практических задач электроснабжения являются ПН, представленные в [107, 108] и в Приложении А.

2.4 Критический обзор системы зарубежных показателей надёжности электроснабжения

В настоящее время многие страны для оценки надёжности в области электроэнергетики применяют показатели, базирующиеся на стандартах IEEE [15, 86, 249, 257]. Контролирующие органы в области электроэнергетики в этих странах имеют возможность не только устанавливать нормативные

значения для отдельных территориальных подразделений энергокомпаний, но и контролировать их выполнение на основании объективных данных, получаемых в результате анализа результатов функционирования электрических сетей. При анализе надёжности ВЛ распределительной сети 6–10 кВ предлагается рассматривать три группы показателей: 1) исходные (первичные); 2) базовые; 3) интегральные.

Первые характеризуют надёжность функционирования конкретных элементов электрической сети и эффективность работы обслуживающего персонала. Данные показатели имеют значения, которые считаются известными на момент начала решения задачи оценки надёжности. В сетевых компаниях большинства стран соответствующие и достаточно объективные данные формируются в процессе функционирования программного обеспечения, входящего в блок OMS – outage management system (система обработки отключений). К ним относятся: 1) удельный параметр потока отказов (откл./ед. оборуд.·год); 2) длительность восстановления электроснабжения (час/откл.).

Базовые показатели характеризуют надёжность электроснабжения узлов нагрузки и питаемых от них потребителей. Они зависят от значений исходных ПН; конфигурации и параметров рассматриваемой ЛЭП; мест размещения, вида и количества установленных секционирующих устройств (СУ).

Интегральные ПН характеризуют надёжность оказания услуг по поставке электроэнергии потребителям крупных сетевых объектов, питающихся как от отдельной ЛЭП, так и от электрической сети. Их числовые характеристики вычисляются на основе базовых ПН и характеристик узлов нагрузки – величины средней нагрузки и (или) количества точек поставки (продажи) электроэнергии. Однако в доступных источниках эти группы показателей чётко не выделены.

Поскольку в России также разработаны и внедряются предложения по прогнозированию уровня надёжности оказываемых услуг при управлении единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) и

территориальными сетевыми организациями (ТСО) на основе интегральных (комплексных) показателей, применяемых зарубежными энергокомпаниями [15, 86, 156, 249, 257], рассматриваются в основном следующие показатели: 1) средняя частота отключений объекта (откл./год); 2) средняя длительность отключений объекта (час/год); 3) средняя длительность одного отключения (час), что на современном этапе развития технологии СЭС во многих случаях считается вполне достаточным.

Интегральные и индикативные показатели уровня надёжности оказываемых услуг электросетевыми компаниями зарубежных стран [10, 16, 89] определяются величиной недоотпущенной электроэнергии потребителям в течение расчётного времени, исходя из средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии потребителям и средней частоты прекращения электроснабжения потребителей в разных режимах ЭЭС. В предлагаемой ниже последовательности представлены следующие индикаторы системной надёжности.

1. Основным параметром, характеризующим работу ГУ, является вероятность нахождения её в вынужденном простое, прогнозируемая для определённого периода времени. Она определяется коэффициентом вынужденного простоя (частотой вынужденных отключений) FOR (Forced Outage Rate):

$$\text{FOR} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}, \quad (2.2)$$

где λ – параметр потока отказов; μ параметр потока восстановлений.

При постоянной нагрузке (2.2) даёт асимптотическую оценку вероятности способности ГУ выполнять все заданные функции, а для ГУ, несущих пиковую нагрузку, (2.2) непригодна [15]. Ретроспективная статистика обычно включает множество частичных отказов и сбоев, когда ГУ работает с пониженной производительностью. Поэтому в пределе число состояний ГУ сводится к двум: нормальный режим и состояние отказа. Это

учитывается эквивалентным коэффициентом неготовности EFOR (Equivalent Forced Outage Rate)

В России обычно употребляется коэффициент готовности K_r , который связан с FOR выражением

$$K_r = 1 - \text{FOR} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}. \quad (2.3)$$

2. LOLP (Loss of Load Probability) – вероятность потери нагрузки; вероятность дефицита мощности на малом (заданном) интервале времени, как правило, в период максимальной нагрузки:

$$\text{LOLP} = \frac{P_F}{e}, \quad (2.4)$$

где P_F – вероятность состояния отказа системы – доля времени, в течение которого система находится в состоянии отказа; e – параметр модели [249].

При расчётном периоде 365 суток и известном графике суточных пиков в [15] дано выражение

$$\text{LOLP} = \frac{\text{LOLE}}{365}, \quad (2.5)$$

а при использовании традиционного графика нагрузки по продолжительности

$$\text{LOLP} = \frac{\text{LOEE}}{8760}. \quad (2.6)$$

В отдельных источниках практически тот же ПН трактуется как:

FLOL (Frequency of loss of load) – частота потери нагрузки.

LCP (Load curtailment probability) – вероятность ограничения нагрузки.

3. LOEE (Loss of Energy Expectation) – математическое ожидание годового объёма ограничений потребителей в электрической энергии из-за аварийных длительных ремонтов оборудования (см. EUE). Если аварийно отключённая мощность $P_{\text{откл}}$ превысит резерв $P_{\text{рез}}$, то недоотпущенная за период t_k электрэнергия определится как W_k . Вероятное значение недоотпущенной электроэнергии – сумма произведений $p_k W_k$ по всем расчётным состояниям системы:

$$\text{LOEE} = \sum_{k=1}^n p_k W_k. \quad (2.7)$$

Ожидаемый недоотпуск электроэнергии потребителям в ситуации, когда существует дефицит мощности в ЭЭС более наглядно представляется в виде отношения недоотпущенной электроэнергии W_k , обусловленной дефицитом мощности к полной энергии W , необходимой для нормальной работы потребителей:

$$\text{LOEE} = \sum_{k=1}^n \frac{p_k W_k}{W}. \quad (2.8)$$

4. Более чёткая физическая трактовка отношения (2.8) определяется его дополнением до 1 – EIR (Energy Index Reliability) энергетический индекс надёжности, то есть, это фактически отпущенная потребителям ЭЭС электроэнергия W_{ϕ} :

$$\text{EIR} = 1 - \text{LOEE}. \quad (2.9)$$

В отдельных источниках практически тот же ПН трактуется как

EUE (Expected Unserved Energy) – математическое ожидание годового объёма ограничений потребителей в электроэнергии из-за аварийных длительных ремонтов оборудования (см. LOEE).

5. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – среднее число перерывов электроснабжения в расчёте на одного конечного потребителя в течение года

$$\text{SAIFI} = \frac{N_i}{N}, \quad (2.10)$$

где N_i – число потребителей, для которых наблюдались перерывы (отказы) электроснабжения; N – общее число потребителей энергокомпании.

Средняя величина этого же показателя для группы потребителей, находящихся в одном сетевом районе, рассчитывается как

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{j=1}^n N_j}{N}, \quad (2.11)$$

где j – номер перерыва электроснабжения ($j = \overline{1, \dots, n}$); N_j – число потребителей в СЭС, где произошло j -е нарушение электроснабжения.

Формула (2.11) даёт эквивалентную частоту (среднее число) перерывов, отнесённую к одному потребителю, который был отключен, в течение определенного (расчётного, базового) периода времени.

Системный показатель средней частоты перерывов электроснабжения, ориентированный на потребителя, определяется как

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}, \quad (2.12)$$

где i – расчётный узел нагрузки с N_i присоединёнными потребителями; λ – интенсивность отказов i -го узла.

6. ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) – индекс средней частоты нарушений электроснабжения в СЭС:

$$ASIFI = \frac{\sum P_i}{P}. \quad (2.13)$$

7. Объём недоотпущенной электрической энергии в каждом долгосрочном расчётном периоде регулирования ENS (Energy not Supplied) определяется как

$$ENS = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i, \quad (2.14)$$

где P_i – суммарная фактическая нагрузка на присоединениях потребителей, где произошло i -ое прекращение электроснабжения, МВт; T_i – продолжительность i -го прекращения электроснабжения в результате технологического нарушения, час; n – количество нарушений электроснабжения в расчётном периоде, год.

8. CELID (The Customers Experiencing Long Interruption Durations Index) – индекс надёжности электроснабжения потребителей, при длительных нарушениях электроснабжения:

$$CELID_s = \frac{N_{(k \geq s)}}{N_t}, \quad (2.15)$$

где $N_{(k \geq s)}$ – число потребителей, подвергшихся $k \geq s$ перебоям в электроснабжении за заданный t или более длительный промежуток времени;

t – длительность одного перерыва s , либо общее время T , в течение которого потребитель подвергался перерывам электроснабжения:

$$CELID_t = \frac{N_{(k \leq T)}}{N_t}, \quad (2.16)$$

где $N_{(k \leq T)}$ – число потребителей, для которых длительность нарушений электроснабжения T или более часов.

Иногда тот же ПН трактуется как: EUE (Expected Unserved Energy) – математическое ожидание годового объёма ограничений потребителей в электроэнергии из-за аварийных длительных ремонтов оборудования (см. LOEE, EIR);

9. CEMIn (Customers Experiencing Multiple Interruptions) – индекс надёжности электроснабжения потребителей, подвергшихся многократным нарушениям электроснабжения:

$$CEMIn = \frac{N_{(k \leq n)}}{N_t}, \quad (2.17)$$

где $N_{(k \leq n)}$ – число потребителей, подвергшихся n или более раз нарушениям электроснабжения в течение расчетного периода t .

10. CEMSMIn (The Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events Index) – индекс надёжности электроснабжения потребителей, подвергшихся множественным постоянным длительным и кратковременным n нарушениям электроснабжения:

$$CEMSMIn = \frac{NT_{(k \leq n)}}{N_t}, \quad (2.18)$$

где $NT_{(k \leq n)}$ число потребителей, подвергшимся n или более нарушениям электроснабжения. Цель – выявление проблем потребителей, которые не могут быть учтены при использовании индексов средней частоты мгновенных отключений.

11. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – индекс средней длительности перерывов (отключений) электроснабжения конечных потребителей, год.

$$SAIDI = \frac{T}{N}, \quad (2.19)$$

где T – среднегодовое время простоя потребителей энергокомпании; N – общее число потребителей.

Для группы потребителей имеем:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot t(i)}{N}, \quad (2.20)$$

где N_i – количество потребителей в системе, где был i -й перерыв электроснабжения; $t(i)$ – длительность i -го нарушения электроснабжения, час. Показатель (2.20) характеризует эквивалентную продолжительность перерывов в электроснабжении одного потребителя – среднее время отключения.

12. CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) – средняя продолжительность отключений (ограничений) потребителя

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}. \quad (2.21)$$

В ряде случаев CAIDI – среднее время восстановления (простоя) в течение года. По оценкам CAIDI анализируются продолжительность нарушений электроснабжения и скорость реагирования на них персонала энергокомпании.

В зарубежных публикациях ПН – MTBFO (Mean time between forced outages) – среднее время между вынужденными отключениями, который в русскоязычной литературе используется для оценки надёжности элементов ЭЭС (СЭС).

13. RNRE (Relative Network Reconstruction Efficiency) – относительная эффективность реконструкции, характеризующая улучшение SAIFI после реконструкции

$$RNRE = \frac{1 - SAIFI}{SAIFI(0)}, \quad (2.22)$$

где SAIFI(0) – среднее количество повреждений в год на одного потребителя после реконструкции сети.

14. ARAE (Average Recloser Fpplication Efficiency) – средняя эффективность применения реклоузеров: насколько улучшается SAIFI (2.10), (2.11), (2.12) каждого присоединения реконструированной сети в пересчёте на один реклоузер:

$$ARAE = \frac{RNRE - F}{R}, \quad (2.23)$$

где F – количество присоединений, входящих в реконструированную сеть, R – количество установленных в процессе реконструкции реклоузеров.

15. ARIE (Average Reconstruction Investment Efficiency) – величина вкладываемых инвестиций в реконструкцию для увеличения RNRE (2.22) на одну относительную единицу:

$$ARIE = \frac{INV}{RNRE}, \quad (2.24)$$

где INV (investments) – выбранная единица подсчёта инвестиций (\$, Р, € и др.).

16. ASAI (Average Service Availability Index) – индекс средней продолжительности питания потребителей (средний показатель надёжности электроснабжения):

$$ASAI = \frac{\sum N(t) \cdot T - \sum T_i \cdot N_i}{\sum N(t) \cdot T}, \quad (2.25)$$

где T – обычно год (8760 ч или 525600 мин.).

Выражение (2.25) может быть представлено через SAIDI (2.20), (2.21):

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{8760}, \quad (2.26)$$

17. ASIDI (Average System Interruption Duration Index) – средний индекс длительности нарушений в работе ЭЭС:

$$ASIDI = \frac{\sum T_i \cdot P_i}{P}, \quad (2.27)$$

где P_i – мощность потребителей, обслуживаемых сетевыми организациями (гарантирующими поставщиками (ГП)), энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, в отношении которых произошло i -е нарушение электроснабжения, кВт·А; P – суммарная

мощность потребителей, обслуживаемых сетевыми организациями (ГП), энергопринимающие устройства которых присоединены к электросетевому хозяйству, кВт·А.

18. ASUI (Average Service Unavailability Index) – среднее значение индекса недоступности услуг (используется коммунальными предприятиями):

$$ASUI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i \cdot 8760} = 1 - ASAI, \quad (2.28)$$

где T_i – годовое время простоя (в часах); N_i – количество потребителей ASUI может быть представлен по отношению к SAIDI (2.19), (2.20) как:

$$ASUI = \frac{SAIDI}{8760}. \quad (2.29)$$

19. CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) – средняя частота отключений потребителя в зависимости от задачи и имеющейся информации:

$$CAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N}, \quad (2.30)$$

где N – число потребителей, обслуживаемых сетевыми организациями (ГП), энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, подвергшимся длительным перебоям в электроснабжении.

Показатель средней частоты перерывов электроснабжения потребителя

$$CAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{N'_i}, \quad (2.31)$$

где i – узел нагрузки с присоединением N_i потребителей; λ – интенсивность отказов i -го узла; N'_i – число потребителей, имевших перерывы электроснабжения.

20. CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index) – индекс средней общей длительности нарушений энергоснабжения потребителей:

$$CTAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{N}. \quad (2.32)$$

В отдельных источниках практически тот же ПН трактуется как:

LOLH (Loss of Load Hours) – среднее число часов дефицита мощности или длительность потери нагрузки, час.

21. MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – мгновенный индекс средней частоты отключений:

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta N_i}{N(t)}, \quad (2.33)$$

где ΔN_i – количество потребителей, в отношении которых произошло кратковременное i -ое нарушение электроснабжения (до 1 мин.), шт.; $N(t)$ – общее количество обслуживаемых потребителей в течение t (года).

22. LOLE (Loss of Load Expectation) – ожидаемая потеря нагрузки – событие, когда нагрузка ЭЭС превышает мощность оставшихся в работоспособном состоянии генераторов: 1) среднее число суток в году, когда возникает дефицит мощности; 2) ожидаемое число суток в году, когда происходит потеря нагрузки; 3) математическое ожидание числа суток за расчётный интервал, для которых суточный пик превышает мощность, выдаваемую ГУ в систему [15]:

$$\text{LOLE} = \sum_{i=1}^n p_i(P_{\text{откл}}), \quad (2.34)$$

где $p_i(P_{\text{откл}})$ – вероятность потери нагрузки; n – число суток расчётного интервала; $P_{\text{откл}} = P_i - P_{mi}$; P_i – располагаемая мощность i -х суток; P_{mi} – прогнозируемый пик нагрузки i -х суток.

Если отключённая мощность агрегатов $P_{\text{откл}}$ превышает резерв системы $P_{\text{рез}}$, то определяется время t_k , в течение которого $P_i - P_{\min} < 0$. Возможность появления отключённой мощности P_k характеризуется вероятностью p_k . Тогда

$$\text{LOLE} = \sum_{k=1}^n p_k t_k. \quad (2.35)$$

Обратная величина $1/\text{LOLE}$ – определяют среднее число суток с дефицитом.

В отдельных источниках практически тот же ПН трактуется как:

LOLF (Loss of Load Frequency) – частота потери нагрузки. См. LOLE.

23. RDCO (Relative Decline Cost of Ownership) относительное снижение стоимости владения сетью:

$$\text{RDSO} = \left(1 - \frac{C}{C_0}\right) 100\%, \quad (2.36)$$

где C , C_0 – стоимость владения сетью (издержки) до и после реконструкции, руб/год.

24. PLC (probability of load curtailments) вероятность ограничения нагрузки

$$\text{PLC} = \sum_{i \in S} p_i, \quad (2.37)$$

где p_i – вероятность i -го состояния ЭЭС, S – набор всех состояний системы, связанных с ограничениями нагрузки.

25. EFLC (expected frequency of load curtailments) ожидаемая частота ограничений нагрузки

$$\text{EFLC} = \sum_{i \in S} F_i - f_i, \quad (2.38)$$

где F_i – частота появления (отклонения) состояния i ограничения нагрузки; f_i – часть F_i , соответствующая ограничениям нагрузки без перехода из безотказного состояния или частота перехода из прочих состояний к i -му состоянию.

26. Поскольку трудно (затратно) идентифицировать все переходы между состояниями ограничения, для аппроксимации EFLC (2.34) в [86] предлагается ENLC (expected number of load curtailments) показатель ожидаемого числа ограничений

$$\text{ENLC} = \sum_{i \in S} F_i. \quad (2.39)$$

Поскольку в (2.35) f_i отсутствует, ENLC является оценкой его верхней границы.

27. EDLC (expected duration of load curtailments) ожидаемая продолжительность отключения нагрузки

$$\text{EDLC} = \text{PLC} \cdot T, \quad (2.40)$$

где $T = 8760$ ч.; PLC см. (2.33).

В отдельных источниках практически тот же ПН трактуется как LOLD

(Loss of Load Duration) – продолжительность потери нагрузки. См. EDLC.

28. ADLC (average duration of load curtailments) средняя продолжительность ограничений нагрузки

$$ADLC = \frac{PLC \cdot T}{EFLC}. \quad (2.41)$$

29. EDNS (expected demand not supplied) ожидаемый неудовлетворённый спрос, МВт

$$EDNS = \sum_{i \in S} p_i P_i, \quad (2.42)$$

где P_i – ограничение нагрузки (МВт) в i -м состоянии ЭЭС.

30. EENS (expected energy not supplied) – ожидаемый недоотпуск электроэнергии вследствие дефицита энергоресурса, (МВт·ч/год)

$$EENS = \sum_{i \in S} D_i P_i T, \quad (2.43)$$

где D_i – продолжительность (час) в i -го состояния ЭЭС.

31. EDC (expected damage cost) ожидаемая стоимость ущерба (\$/год, Р/год)

$$EDC = \sum_{i \in S} P_i F_i Y(D_i), \quad (2.44)$$

где P_i – ограничение нагрузки (МВт) в i -м состоянии ЭЭС; F_i, D_i – частота (год⁻¹) и продолжительность (час/отказ) i -го состояния ЭЭС; $Y(D_i)$ – функция ущерба потребителя (\$/год, Р/год).

32. UIC (unit interruption cost) удельный ущерб от перерыва электроснабжения

$$UIC = \frac{EDC}{EENS}. \quad (2.45)$$

33. PSI (probability of system instability) вероятность неустойчивости ЭЭС

$$PSI = \sum_{i \in SS} p_i, \quad (2.46)$$

где p_i – вероятность состояния i -й неустойчивости ЭЭС; SS – набор всех состояний неустойчивости системы.

Состояние неустойчивости ЭЭС объединяет событие аварии (повреждения), вызывающее неустойчивость, и оперативный режим ЭЭС, когда происходит авария. Тогда p_i в (2.42) $p_i = p_{Si} p_{Ci}$, где p_{Si} – вероятность

оперативного режима; p_{ci} – вероятность аварии, приведшей к неустойчивости.

34. RI (risk) показатель риска

$$RI = \sum_{i \in SD} p_i Y_i, \quad (2.47)$$

где p_i – вероятность состояния i -й системы; SD – набор всех состояний системы, включающих событие аварии (отказ) и вид режима в момент аварии; Y_i – последствия аварии, измеряемые ограничением нагрузки (МВт) или ущербом (\$, Р).

Несмотря на множество приведённых и ряде других, аналогичных им ПН, они позволяют, в лучшем случае, лишь в среднем оценить состояние СЭС на основе не всегда достаточной и достоверной ретроспективной информации. Применение их для оценки функционирования системы на более коротких интервалах, в разных режимах и при переменной структуре практически невозможно. Наиболее часто употребляемые SAIDI и SAIFI, оценивающие средние коллективные показатели числа и длительности нарушений электроснабжения, конечного потребителя мало интересуют. Возникает мнение, что денежные вливания в энергетику и сетевой комплекс не чувствительны на стороне потребителя, хотя потребители должны получать компенсацию нарушениях электроснабжения и превышения нормативной длительности отключений. Тогда система ответственности со стороны сетевого комплекса станет сбалансированной [148, 242].

2.5 Особенности выбора показателей надёжности в СЭС

Выбор ПН – задача, решение которой зависит от конкретной СЭС, иерархических уровней структуры, состава и параметров элементов, требований, предъявляемых к процессу их функционирования, достоверности и точности исходных данных. При принятии прогнозных решений по обеспечению надёжности элементов и систем энергетики с большой

заблаговременностью практически не имеет смысла использовать сложные критерии отказа и задавать большое число показателей. Чем выше уровень рассмотрения системы, тем более обобщёнными (комплексными, усреднёнными) должны быть ПН. При решении задач текущего планирования и оперативного управления необходим учёт условий и режимов функционирования СЭС, что должно найти отражение в применяемых критериях отказа и выборе ПН для максимальной детализации исследуемых процессов. В ряде случаев здесь возникает необходимость задавать не только математическое ожидание ПН, но и характеристики рассеяния: дисперсию, доверительные интервалы, и (или) квантили распределения исследуемых ПН.

Хотя основные предложения по решению задач согласования, агрегирования и декомпозиции ПН, представляющих ущерб от отказов элементов СЭС и нарушений нормального режима электроснабжения приведены в [107, 108, 113, 149 и др.], требуются дополнительные разработки по их выбору для конкретных задач. В любом случае система ПН должна быть согласованной: ПН подсистем на определённом уровне должны быть заданы так, чтобы их можно было использовать в качестве входных данных на более высоком уровне, а сами они могли быть сформулированы при помощи ПН объектов низшего уровня. Основные рекомендации по выбору ПН СЭС приведены в [20, 35, 38, 51, 73, 92, 108, 112, 116 и др.]. Необходимость уточнения их связано с особенностями СЭС АПК:

- выбор системы ПН не может быть осуществлён без выбора и чёткой формулировки критерия отказа;
- выбор конкретных ПН определяется свойствами изучаемого объекта, содержанием оптимизационных и оценочных задач, решаемых на различных уровнях иерархии управления, точностью исходных условий, заблаговременностью принятия решений, уровнем иерархии и территориальным расположением объекта;
- число ПН должно быть минимальным, но достаточным для принятия

решений по обеспечению надежности на всех уровнях иерархии СЭС;

- ПН должен иметь простой и понятный физический смысл;
- ПН должны задавать нормативы надёжности в количественной форме;
- ПН должен допускать возможность статистической оценки его значений при проведении специальных испытаний или по результатам эксплуатации;
- ПН должен допускать возможность проведения подтверждающих оценок на этапе проектирования (аналитических расчетов или моделирования);
- ПН должен допускать возможность оценки его значений различными методами на разных этапах жизненного цикла объекта;
- ПН должен быть чувствительным к возмущениям, приводящим к снижению надежности и к изменениям параметров, характеризующих использование средств обеспечения надежности;
- следует избегать сложных комплексных показателей;
- ПН выбираются так, чтобы их количественные оценки позволяли принять решение о необходимом и достаточном уровне надёжности в конкретном случае.

Очевидно, что при большой заблаговременности принятия решений по обеспечению надёжности ЭЭС не имеет смысла использовать большое количество ПН. Нецелесообразно задавать ПН с требованием их максимальной достоверности. Задание ПН для задач текущего планирования или оперативного управления отличается гораздо большей детализацией условий функционирования ЭЭС (СЭС) и отдельных потребителей, отражая более глубокие особенности процессов их функционирования. Следовательно, чем выше иерархический уровень системы энергетики, тем более обобщёнными (агрегированными) должны быть ПН.

Кроме того, для систем высокого уровня ПН должны отражать оперативные свойства, а для систем нижнего уровня – технические показатели. На нижнем уровне часто возникает необходимость оценки не только математического ожидания ПН, характеризующегося одним числом, но и других числовых характеристик – дисперсии, квантилей распределения, доверительных интервалов. Ещё одно требование к системе ПН состоит в том, чтобы они для ЭЭС и входящих в неё подсистем были согласованы. То есть, ПН подсистем нижнего уровня должны быть заданы так, чтобы их можно было агрегировать – использовать в качестве входных данных на более высоком уровне. При этом декомпозиция (разукрупнение) ПН высокого уровня позволила бы перейти к решению задач надёжности на более низких ступенях иерархии ЭЭС.

2.6 Системная оценка показателей надёжности электроснабжения

Наука о надёжности обязывает учитывать следующие концептуальные понятия системного подхода: множественность, взаимосвязь причин и следствий, изменчивость, случайность, условность моделей, влияние человеческого фактора. В СЭС эти задачи решаются на стадиях планирования, проектирования, производства, сбыта, строительства, монтажа, эксплуатации, утилизации.

Сосредоточивая внимание на самом факте отказа, классические единичные ПН [108, 109] часто не позволяют установить последствия отказа и влияние его на конечный эффект функционирования системы. Под надёжностью сложной системы (СЭС) понимается степень соответствия возможных или фактически достигнутых результатов *В* требуемым для выполнения стоящих задач [99]. Тогда:

$$R = \{B_{\downarrow} \leq B \leq B^{\uparrow}\}, \quad (2.48)$$

где R – событие, заключающееся в выполнении СЭС заданных функций в заданном объёме, с соблюдением всех установленных нормативов; $B_{\downarrow}$ и $B^{\uparrow}$ – нижний и верхний пределы необходимого результата функционирования СЭС.

По выражению (2.48) оценивается надёжность одноцелевой («простой») системы или обобщённый результат функционирования многоцелевой, но изолированной или автономной системы (РГ, ВИЭ). По (2.48) определяется и вероятность P соответствия результатов требуемым для соответствующих задач:

$$P(R) = P\{B_{\downarrow} \leq B \leq B^{\uparrow}\}. \quad (2.49)$$

При необходимости оценки надёжности многоцелевой системы с представлением результатов выполнения каждой из n целей в отдельности, обобщённая надёжность СЭС представляется как:

$$R = \left[\begin{array}{c} B_{\downarrow 1} \leq B_1 \leq B^{\uparrow 1} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow i} \leq B_i \leq B^{\uparrow i} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow n} \leq B_n \leq B^{\uparrow n} \end{array} \right], \quad (2.50)$$

где $B_{\downarrow i}$ и $B^{\uparrow i}$ – нижний и верхний пределы необходимого результата функционирования СЭС при решении i -й задачи; B_i – возможный или фактический результат функционирования СЭС для выполнения i -й задачи.

Надёжность по (2.50) – составная часть и основная характеристика эффективности функционирования СЭС. Результат функционирования – группа случайных событий, число которых равно числу целей (задач), поставленных перед конкретной СЭС. Здесь возможен анализ следующих событий: выполнение СЭС всех n поставленных задач; выполнение СЭС ряда наиболее важных $k < n$ задач; выполнение СЭС не менее заданного $n_0 < n$ числа задач. Показатели надёжности определяются вероятностями осуществления событий: P_n ; P_k ; $P_{n_0 < n}$, их математическим ожиданиями и

дисперсиями, а при наличии достаточного количества информации – функциями распределения вероятностей.

В общем виде формула (2.45) представляется как:

$$P(R_n) = P \left(\left| \begin{array}{c} B_{\downarrow 1} \leq B_1 \leq B^{\uparrow 1} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow i} \leq B_i \leq B^{\uparrow i} \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ B_{\downarrow n} \leq B_n \leq B^{\uparrow n} \end{array} \right| \right), \quad (2.51)$$

где $P(R_n)$ – вероятность выполнения СЭС всех функций.

Проверка и подтверждение требований к результатам B функционирования СЭС осуществляется на основе нормативных значений ПН. Правильность их выбора (критерий достоверности) оценивается вероятностью $P_R = (R_\phi \leq R_n)$, где R_n и R_ϕ – нормативное и фактическое значения показателя надёжности.

Если R_n^* – функционал, значение которого соответствует показателю эффективности, вычисленному при условии, что отказы элементов имеют интенсивности, соответствующие заданным (расчётным) характеристикам, а R^0 – то, что все элементы абсолютно надёжны (интенсивности отказов равны нулю), показатель надёжности сложной системы определится разностью [16]

$$\Delta R_{\text{H}}^0 = R^0 - R_{\text{H}}^*, \quad (2.52)$$

откуда видно снижение эффективности системы из-за отказов её элементов по сравнению с идеальной системой, элементы которой абсолютно надёжны. Поскольку идеальной системы не существует, такая оценка может быть использована только для сравнения вариантов (по полноте и точности исходной информации, структурным особенностям, качеству управляющих алгоритмов и т. п.).

Развитие интеллектуальных систем учёта уже сейчас позволяет получить достоверные результаты последствий нарушений электроснабжения конечного потребителя. Это позволит выстроить систему индивидуальной ответственности, в которой, в основном, заинтересованы наименее защищенные мелкие потребители низких классов напряжения, так как на этом

уровне проблемы качественного и надёжного электроснабжения возникают наиболее часто, а число владельцев сетевого комплекса достаточно велико. Поэтому необходимо введение индивидуальной ответственности территориальных сетевых организаций (ТСО) перед потребителем, что приведёт к получению объективных оценок индивидуальных и обобщённых показателей качества и надёжности работы всего сетевого комплекса.

2.7 Необходимость расширения номенклатуры показателей надёжности в интеллектуальных СЭС

Для современных СЭС задача оценки надёжности формулируется в предположении известных, полученных статистическими методами характеристик интенсивности отказов её элементов и восстановлений в течение определённого времени. Как отмечалось, под отказом сложной системы понимается событие, когда выходной объём информации снижается до уровня, меньше допустимого. Однако известно, что многие сложные системы могут выполнять практически все свои функции при условии, что некоторая часть их элементов и связей между ними находится в нерабочем (или отличающемся в пределах допустимых норм от рабочего) состоянии. Но в этих случаях речь идёт не об отказе системы, а лишь о возможном снижении показателей эффективности её работы [105, 218–220].

С увеличением доли систем РГ, ВИЭ и СНЭЭ в производстве электроэнергии трансформируются принципы управления энергетическим хозяйством, меняется его структура [82]. Поэтому на первое место выходят вопросы технологически и экономически оптимального, гибкого управления большими объёмами стохастической генерации. Под «гибкостью» здесь понимается услуга, дающая возможность ЭЭС реагировать на колебания, неопределенность спроса и предложения, поддерживая и восстанавливая надёжную, стабильную, безопасную и максимально эффективную работу СЭС

потребителя. Производственные и энергетические мощности, функционирование которых связано с разного рода опасностями технического, экологического, социального и экономического характера, требуют отнесения их к технически сложным, уникальным, особо опасным, критически важным объектам (КВО) по причинам:

- сложности прогнозирования места, времени, развития и последствий техногенных и природных катастроф;
- развитости коммуникационных средств, сокращающих лимит времени на принятие решений и организацию мер противодействия при возникновении опасности;
- отсутствия эффективных средств оказания давления (правовых норм) на неблагоприятные технологические, экологические, социальные и другие угрозы, исходящие от существующих и проектируемых объектов и глобальных проектов;
- не всегда способствующим прогрессу, достижениям технологии, вреда здоровью и экологии, часто обладая непредсказуемыми последствиями.

Подтверждением актуальности проблемы безопасности современных СЭС является принятие в 1992 г. закона РФ «О безопасности» [273], где под безопасностью понимается защищенность жизненно важных интересов личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз. Следовательно, понятие безопасности имеет две стороны: внешнюю (воздействие объекта на среду), и внутреннюю (свойство сопротивляемости объекта по отношению к действиям среды).

Внутренняя безопасность – характеристика целостности системы, показатель её гомеостаза. Она определяет способность системы поддерживать свое нормальное функционирование в условиях внешних и внутренних воздействий. Внешняя – способность системы взаимодействовать со средой без нарушения гомеостаза.

Живучесть – способность СЭС (подсистемы, объекта, элемента) в целом сохранять свойства, необходимые для выполнения требуемых функций, при наличии воздействий, не предусмотренных условиями нормальной эксплуатации. Для объектов электроэнергетики — это способность полностью или в ограниченном (договорном или нормированном) объёме выполнять свои функции при воздействиях, не предусмотренных условиями нормальной эксплуатации, а при нарушении работоспособного состояния – восстанавливать его за технологически допустимый период времени. Живучесть определяется также активной реакцией системы на возмущения за счёт рационально организованной структуры, выбором целесообразных режимов функционирования, не допускающих каскадного развития аварий, ограничивая глубину (тяжесть) отказа с возможностью массового нарушения режима электроснабжения потребителей [96, 97, 165].

Свойство управляемости заключается в приспособленности СЭС к предупреждению и обнаружению выхода значений параметров за допустимую область и возврату их средствами управления за конечное время. Управляемость обеспечивает возможность эффективного управления режимом, максимально возможную безотказность и восстанавливаемость, что предполагает наличие достаточных ресурсов и средств для осуществления соответствующего управления [185].

Если при одном и том же внешнем воздействии (или при внутренних отказах) управление системой возможно в вариантах $(\alpha, \beta, \dots, \gamma)$, то показатель эффективности системы определяется значениями функционала R , соответствующими вариантам управления $R_\alpha, R_\beta, \dots, R_\gamma$. Тогда сравнительная оценка вариантов управления α и β определяется величиной $\Delta R_y^{\alpha\beta}$:

$$\Delta R_y^{\alpha\beta} = R_\alpha - R_\beta. \quad (2.53)$$

Помеха – воздействие, искажающее сигнал, несущий полезную информацию и вызывающее нежелательное искажающее воздействие на электроустановку или результаты измерений. Помехозащищённость –

способность ослаблять действие случайных или несанкционированных помех за счёт дополнительных средств защиты объекта для выполнения им функций по технологическим регламентам.

Если значение показателя эффективности R соответствует функционированию системы в условиях помех с заданными характеристиками R_{Π}^* , а R^0 относится к работе системы без помех, показатель помехозащищённости определяется аналогично (2.53) и показывает, насколько изменяется эффективность системы под влиянием помех с заданными параметрами:

$$\Delta R_{\Pi}^0 = R^0 - R_{\Pi}^* . \quad (2.54)$$

Устойчивоспособность – свойство объекта энергетики непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени до выхода значений параметров за допустимую область без повреждения объекта. Устойчивость ЭЭС – способность сохранять состояние равновесия в период нормального режима работы, при его возмущениях и в аварийных условиях, возвращаясь в исходный режим после снятия возмущений, или режим близкий к нему, допустимый по условиям эксплуатации, если возмущающее воздействие не снято.

Экономичность – совокупность экономических характеристик объекта энергетики, его технологии, эксплуатации и организационно-технических структур, обеспечивающих экономическую целесообразность использования данного объекта в данных условиях. Научно обоснованный минимум суммарных инвестиционных и эксплуатационных расходов СЭС или её элементов, включая ущерб от нарушений электроснабжения, представляют экономический критерий надёжности. Экономическая эффективность повышения надёжности электроснабжения потребителей определяется разностью изменения суммарного ущерба от отказов (изменения режимов) и затрат на мероприятия по повышению надёжности.

Среди множества свойств энергообъектов и влияния их на надёжность выделяются внешние (входные), внутренние и производные от них [93].

Внешние представляют собой: ресурсоёмкость, влияющую на надёжность через затраты ресурсов на её обеспечение; ресурсозависимость, характеризующую влияние первичного энергоносителя на создание, функционирование, развитие и утилизацию объекта энергетики; ресурсообеспеченность – гарантии поставки ресурса в условиях природных, техногенных и других возмущений. К свойству ресурсообеспеченности относится обеспечение нормальных и аварийных режимов функционирования системы генерирующими мощностями, трудовыми и финансовыми ресурсами.

К основным внутренним свойствам относятся: производительность, маневренность, инерционность, адаптивность, управляемость, надёжность, наблюдаемость, избыточность и ряд других. В качестве выходного свойства выступает технико-экономический ущерб как от внезапных и (или) плановых нарушений электроснабжения, так и от управления режимами генерации и потребления.

Вместе с тем, ещё в [96] наряду с надёжностью рассматривались вопросы живучести, получившие развитие в [97]. В этих работах отмечалось, что в ЭЭС (СЭС) возрастает цена отдельных аварий и повышается их уязвимость в целом. Оценка живучести в значительной степени определяется стойкостью [7] элементов (объектов) ЭЭС (СЭС) к внешним воздействиям и возможностями их восстановления. Усиление негативного влияния чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, экономического и политического характера потребовали активизации исследований, связанных с обеспечением энергетической *безопасности* [32, 190]. Так, сложилось пространство свойств ЭЭС, связанных с надёжностью.

Для обеспечения возможности управления структурой современные СЭС должны обладать свойством гибкости, которое рассматривается как способность с необходимой скоростью изменять свою структуру для

обеспечения нормального функционирования при возможных возмущениях [94, 95] и оптимизации режимов функционирования. При этом системы РГ, включая ВИЭ и СНЭЭ, могут выступать в роли поставщиков услуг гибкости. Из-за усложнения структуры, использования разных типов и мощности РГ, ВИЭ, СНЭЭ, активных потребителей усложняются и обостряются задачи обеспечения надёжности. Необходимо решение вопросов технологически и экономически оптимального, маневренного, мобильного, гибкого управления генерацией, компенсацией нестабильности ВИЭ и управления нагрузкой. Поэтому должна быть обоснована необходимость более чётких требований к существующим и вновь вводимым системным показателям функционирования СЭС: «маневренность», «мобильность», «гибкость».

Переход к ИЭС ААС сталкивается с рисками быстрого развития ВИЭ, объектов РГ, СНЭЭ, электрификацией транспорта, установок тепло- и хладоснабжения. С увеличением их доли трансформируются принципы управления и структура СЭС. На первый план выходит решение многокритериальной проблемы технологически и экономически оптимального управления генерацией с учётом маневренности, мобильности, гибкости, компенсации нестабильности с целью обеспечения баланса спроса и выработки электроэнергии.

Поскольку генерация ВИЭ непостоянна и плохо прогнозируема, её колебания могут иметь серьезные последствия в ЭЭС и у потребителей, выражающиеся в нестабильности напряжения в узлах СЭС с большой фотоэлектрической или ветровой генерацией. Анализ профилей скоростей ветра, проведённый в [255] показал, что мощность ВЭС может упасть на 5 % от номинальной в течение 1 мин., на 25 % за 10 мин. и на 30 % за 30 мин. Кроме того, возможны быстрые случайные и медленные периодические колебания, а также редкие резкие изменения режимов генерации. Хотя непредвиденные обстоятельства случаются относительно редко, они могут иметь серьезные технико-экономические последствия [159], так как ликвидация их требует

резервов генерации с быстрым реагированием на включение (отключение) мощности на короткие и длительные периоды.

С развитием ВИЭ и РГ усложняется структура системы, так как используются разные типы и мощность РГ, ВИЭ, НЭ, активные потребители [40]. Массовое внедрение РГ, вызывает многообразие возможных схемно-режимных ситуаций в СЭС АПК. Обостряются вопросы обеспечения надёжности, живучести, безопасности, стойкости, уязвимости систем энергетики и их элементов. Кроме того, инерционность сооружения и управления объектами традиционной энергетики делает СЭС недостаточно управляемой из-за вероятностного характера прогнозной и оперативной оценки резервов РГ, ВИЭ и СНЭЭ по всем видам ГУ, параметрам сети и СЭС в целом, а также с учётом возможностей активных потребителей. С понятием «гибкость» связываются возможности оперативного управления ГУ объектов РГ, ВИЭ и НЭ с нестабильностью генерации, случайным спросом. Однако показатели гибкости здесь, по сути, частично дублируют показатели резервирования, маневренности, мобильности. Увеличение гибкости ЭЭС и СЭС за счёт оперативного выявления резервов всех видов ГУ и пропускной способности сети, введения соответствующих систем тарифов, мотивируют потребителей изменить модели потребления, что позволяет максимально удовлетворить спрос, сохраняя (увеличивая) надёжность электроснабжения.

В ряде работ, связанных с исследованиями гибкости ЭЭС (СЭС) [39, 61, 120], приводятся результаты конкретных измерений параметров и показателей, учитывающих гибкость, хотя фактически представляются результаты управления резервными мощностями с учётом маневренности и мобильности [88]. Большинство предлагаемых определений и показателей гибкости относятся к конкретным аспектам СЭС, а чёткого определения нет. Существующие методики оценки показателей и параметров, обеспечивающих гибкость ЭЭС (СЭС), также относятся в основном только к конкретным энергетическим объектам, а допущения, лежащие в основе их оценки и рекомендации по использованию, делают область их применения достаточно

узкой. Поэтому необходимо определиться с используемой терминологией, вносящей ряд противоречий при решении задач оценки объёма, мест размещения, типа резервных генерирующих мощностей, их мобильности, а также возможностей привлечения активных потребителей.

Используемые в англоязычной литературе термины *flexibility*, *variability*, *agility*, дословно переводятся как *гибкость*, *изменчивость*, *ловкость* соответственно и определяют сменяемость режимов, естественную нестабильность работы солнечных и ветровых ГУ, приводящую к быстрым изменениям генерации и возникновению несоответствия спроса и предложения. требуют Дополнения к приведённым в [111] наиболее часто употребляемым определениям гибкости, включая связанные понятия, приведены в Приложении Б.

Решение проблемы выбора и использования резервов в СЭС требует учёта различия задач долгосрочного, среднесрочного, краткосрочного и оперативного планирования (прогнозирования). Кроме того, необходима информация о технологических характеристиках ГУ на разных иерархических и временных уровнях проектирования и эксплуатации ЕЭС, ОЭС, РЭС и СЭС, что является обязательным. Поэтому в первом приближении предлагается гибкость ЭЭС разделить на группы в зависимости от их целевого применения в соответствии, например, с [188] по выделению временных и территориальных уровней иерархии решения оптимизационных и оценочных задач надёжности.

При рассмотрении задач долгосрочного развития ЭЭС в [94, 95] выделяется свойство гибкости движения – способность своевременно, с необходимой скоростью (мобильность) изменять структуру для обеспечения развития и функционирования при возмущениях в пределах, заданных (возможных) ограничений.

По мере интегрирования ВИЭ в СЭС, неопределенность спроса и предложения возрастает. При этом СЭС должна быть способна реагировать на внезапное изменение генерации и спроса, приспосабливаясь к новому статусу

в приемлемые сроки за приемлемые затраты. В большинстве случаев гибкость достигается счёт увеличения резерва генерирующих мощностей, их маневренности, мобильности, сетевого строительства, современных измерительных средств и автоматизации процессов управления, а также изменений на рынках электроэнергии, мощности.

Прогнозирование режимов и оценка эффективности создания и эксплуатации СЭС в таких условиях – чрезвычайно сложная задача, особенно при возрастающей неопределённости ценовой политики. На первое место выходят вопросы технологически и экономически оптимального, маневренного, мобильного, а, следовательно, гибкого управления генерацией и возможностями передачи компенсации нестабильности. При планировании генерации в условиях ИЭС ААС с ВИЭ гибкость определяется как способность развёртывания ресурсов для реагирования на изменения спроса, не обслуживаемого генерацией ВИЭ.

При изменении сценариев генерации гибкость, как атрибут системы передачи, должна позволить поддержание желаемого стандарта надёжности при доступных эксплуатационных затратах с учётом эластичности выбора перспективных вариантов, что в [88, 95] представляется как маневренность. Эластичность – мера чувствительности одного из параметров ЭЭС (СЭС) к изменению другого, показывающая на сколько изменится первый показатель при изменении второго на 1 %. Эта проблема решается на этапе разработки схем электроснабжения потребителей, при текущем планировании и оперативном управлении режимами генерации и электроснабжения на основе рационального сочетания средств возможного резервирования. Для этого необходимы:

- оценка отклонений от средних (математических ожиданий) потребностей в мощности и энергии на различных временных и территориальных иерархических уровнях СЭС;
- оценка сумарных резервов генерирующих мощностей для

согласования наиболее рациональных режимов функционирования СЭС в суточном, недельном, сезонном и многолетнем разрезах;

- информация о технико-экономических характеристиках нормальных, аварийных и послеаварийных режимов всех действующих и проектируемых объектов традиционной и РГ, включая ВИЭ, СНЭЭ и активных потребителей;
- оценка величины и длительности систематических, периодических и случайных колебаний производства и потребления электроэнергии;
- разработка методов оптимизации размещения и объёма всех видов резервов;
- в ИЭС ААС с РГ, ВИЭ, СНЭЭ и активными потребителями должно быть оптимальное сочетание средств обеспечения гибкости на расчётном интервале.

При текущем планировании и оперативном управлении обеспечение маневренности (гибкости) сводится к определению вероятности дефицитов мощности и энергии на расчётном временном интервале и обеспечению оптимального распределения дефицита между источниками и потребителями путем моделирования сценариев спроса и производства электроэнергии ВИЭ. Гибкость ИЭС ААС представляется детерминированными и вероятностными показателями.

Детерминированные – информация о гибкости с учётом неопределённости, представляемая в виде ряда вопросов, например: «будет ли СЭС достаточно гибкой в следующий час работы?» или «какой гибкостью обладает система (ресурс) в тот или иной момент времени?». Здесь значение показателя гибкости однозначно и практически не оставляет возможностей для оптимизации.

Вероятностные показатели соответствуют критериям надёжности, живучести, безопасности, вычисленным на основе моделирования сценариев функционирования ЭЭС (СЭС) или по ретроспективной статистике.

Структура исходных данных, и их детализация зависят от особенностей территориального и временного уровней решения задачи, используемых при этом математических методов и моделей [59, 88, 188]. Кроме того, в вероятностных моделях предусматривается возможность сброса нагрузки ГУ и замена её возмещением ущерба потребителям. Однако ущерб от сброса (ограничения или отключения) нагрузки должен быть соизмерим со стоимостью сооружения (содержания) дополнительных резервов как традиционной энергетики, так и ВИЭ.

В качестве показателей эксплуатационной гибкости (маневренности) резервов ЭЭС предлагается использовать возможность изменения мощности отдельных ГУ и их совокупностей, а также использования СНЭЭ на основе линейных моделей [53] длительности её изменения. Один из таких показателей – доступный по технологическим регламентам рабочий диапазон ГУ (или их совокупности) по отношению к диапазону неопределенности текущего и будущего состояния СЭС с учётом (или без) передающей сети. Критериями при этом являются:

- максимально допустимое число пусков (остановов) на жизненном цикле (или расчётном периоде) ГУ;
- регулировочный диапазон изменения мощности от $P_{\min}$ до $P_{\max}$;
- расход энергоресурсов на пуск включая собственные нужды;
- стоимость выдаваемой электрической мощности;
- экологические требования.

Быстрая корректировка режима РГ с ВИЭ при оперативном управлении необходима для обеспечения допустимых регулировочных диапазонов ГУ при подключении отключённой противоаварийной автоматикой (ПА) нагрузки; при срочных аварийных заявках на вывод в ремонт генерирующего и (или) сетевого оборудования. На уровне краткосрочного планирования (сутки) анализируется возможность регулирования ГУ с учётом мобильности очередей резерва (автоматические регуляторы скорости (АРС) турбин;

автоматическое отключение агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме; работа АРЧМ; указания диспетчера).

Мобильные свойства ГУ характеризуются диапазонами регулирования их нагрузки α и β , определяемыми технологически допустимым её минимальным P_{min} и максимальным P_{max} значениями

$$\alpha = \frac{P_H - P_{min}}{P_H} 100\% ; \beta = \frac{P_{max} - P_H}{P_H} 100\%, \quad (2.55)$$

где P_H – номинальная нагрузка ГУ, а также скоростью изменения нагрузки (МВт/мин) внутри регулировочного диапазона [31]

$$V = \frac{\Delta P}{\Delta t}, \quad (2.56)$$

где ΔP – изменение нагрузки ГУ; Δt – минимально допустимое время, за которое может измениться нагрузка.

К показателям гибкости, определяющим мобильность ГУ авторы [266] относят время, в течение которого ГУ может работать с изменённой мощностью, время задержки реакции ГУ на тип и характер изменяемой нагрузки (бытовая, промышленная непрерывная, циклическая); энергетическую ёмкость (запас первичного энергоносителя, МВт·ч), определяющуюся временем истощения запаса первичного энергоносителя маневренных ГУ, работающих на традиционном топливе.

Таким образом, можно считать, что СЭС обладает свойством гибкости, если найдены значения переменных, при которых существует вероятность удовлетворения всех ограничений в каждый момент времени её функционирования при любых возможных значениях неопределённых параметров.

Выводы по главе 2

1. Поскольку элементы СЭС, подвержены отказам, особое место занимает проблема надёжности и её оценка при помощи показателей, учитывающих качество, надёжность, безопасность, живучесть, управляемость, устойчивость, экономичность не только при стабильной работе, но и в условиях частичной работоспособности.

2. Показана необходимость совершенствования системы основных понятий в области теории надёжности СЭС и дано обобщённое представление ПН. В подавляющем большинстве случаев задачи анализа и синтеза надёжности систем определяют и состав ПН. Представленная система понятий и обобщённое представление показателей позволяют конкретизировать и наглядно показать сложность исследования и анализа СЭС АПК, определить направления работ по оценке их надёжности, соблюдая принципы системного подхода и имея возможность их дальнейшего изучения, развития и уточнения.

3. Классические единичные ПН часто не позволяют объективно оценить последствия отказа и влияние его на конечный эффект функционирования СЭС. Это является одной из причин неопределённости в оценках ПН СЭС.

4. Результаты критического обзора системы зарубежных ПН электроснабжения для решения задач прогнозирования надёжности и оказания услуг при управлении электрическими сетями показали, что рассматриваются в основном интегральные показатели без учёта числовых характеристик статистических распределений, что для современных ИЭС ААС недостаточно.

5. Разработаны уточнённые рекомендации выбора ПН объектов СЭС на основе чёткой формулировки критерия отказа. Выработка обоснованных рекомендаций по обеспечению требуемого уровня надёжности СЭС связана с системной оценкой ПН электроснабжения. Результат функционирования – группа случайных событий, число которых равно числу целей (задач),

поставленных перед конкретной СЭС. Показатели надёжности определяются вероятностями осуществления соответствующих событий, их математическим ожиданиями и дисперсиями, а при наличии достаточной информации – функциями распределения вероятностей результатов функционирования.

6. Из-за усложнения структуры, разных типов и мощности объектов РГ, ВИЭ, СНЭЭ требуется введение более чётких требований к существующим и вновь вводимым системным показателям эффективности функционирования СЭС: «маневренность», «мобильность», «гибкость». Гибкость и способность к адаптации – ключевые факторы эффективности функционирования СЭС в условиях рынка с учётом рисков. Можно считать, что система энергетики обладает свойством гибкости, если найдены такие значения переменных, при которых существует вероятность удовлетворения всех ограничений в каждый момент времени её функционирования при любых значениях неопределённых параметров.

3 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Вводные замечания

Энергетическая безопасность (ЭБ) – важнейшая составляющая национальной безопасности, что отмечено Законом РФ «О безопасности» [262] и Стратегией национальной безопасности РФ [284], где затрагиваются вопросы, касающиеся:

- влияния на электроснабжение потребителей угроз экономического, социально-политического, внешнеполитического, техногенного и природного происхождения, несовершенства управления;
- рационального использования ТЭР;
- комплекса возможных мер обеспечения ЭБ, реализуемых не только в энергетике, но и в других сферах экономики государства.

Под безопасностью объекта электроэнергетики понимается свойство не допускать ситуаций, опасных для людей, энергообъектов и окружающей среды [29, 32, 251]. Энергетическая безопасность в отношении электроэнергетики определяется минимизацией количества крупных по величине и (или) длительности отказов, сопровождающихся нарушением работы систем жизнеобеспечения, инфраструктурных и других систем, имеющих общегосударственное или региональное значение. Такие нарушения могут возникнуть в результате:

- необеспеченности балансов мощности (энергии) в стране, отдельных регионах, узлах потребления, недостаточности генерирующих мощностей, необеспеченности первичными энергоресурсами, электросетевого строительства и др.;
- возникшего из-за интенсивных стихийных или техногенных

воздействий, крупномасштабного нарушения электроснабжения потребителей;

- проявления неэффективности рынка в виде необоснованного взвинчивания цен, ценовых дисбалансов, обвала рынка и т. п.

Предотвращение и ликвидация таких дисбалансов, обширных и длительных нарушений входит в задачи обеспечения ЭБ, решаемые с учётом надёжности, но в рамках самостоятельной проблемы. Возникла необходимость соотнести их с категорией надёжности [250], определяя угрозы ЭБ как совокупность условий и факторов, создающих опасность ослабления безопасности страны. Среди них:

- невозможность исполнения функций гарантирующего поставщика;
- причинение существенного ущерба в результате внезапных и плановых нарушений электроснабжения;
- резкое снижение показателей качества электроэнергии;
- несовершенство административно-экономического, технологического и правового управления режимами СЭС и др.

Проблемы ЭБ обостряются в связи с дефицитом инвестиций, недофинансированием ТЭК, ростом неплатежей, угрозами экономического и экологического характера. За последние 50 лет в ЭЭС Бразилии, Великобритании, Грузии, Дании, Иордании, Индии, Италии, Казахстана, Канады, Мексики, Нигерии, Новой Зеландии, России, СССР, США, Таджикистана, Франции, Швейцарии, Швеции, Японии произошло много крупных аварий, последствия которых – человеческие потери, огромный экономический и экологический ущерб [235]. Число наиболее крупных системных аварий за 2000–2020 гг. в них достигло 50, причём частота к концу периода увеличилась. Величины погашаемых мощностей составляли 350–6800 МВт, аварийные ситуации распространялись на территорию нескольких регионов и государств с числом жителей до 50 млн человек. Длительности

нарушений нормального режима электроснабжения составляли от 4 часов до нескольких суток. Экономические потери достигали сотен млн \$.

Так как любая техническая система принципиально не может быть абсолютно надёжной, для оценки приоритетов того или иного способа производства электроэнергии необходим их сравнительный анализ на основе статистики крупнейших аварий и анализа их возможных последствий. Так, последствиями аварий на гидротехнических сооружениях (ГТС) являются не только повреждение и разрушение плотин, но и примыкающих к ним сооружений. Однако доступной информации недостаточно не только для построения функций распределения исследуемых случайных величин, но и для достоверной оценки их вероятностей. Хотя закон РФ «О безопасности гидротехнических объектов» [273] предусматривает страхование ГТС, количественные показатели риска их разрушения, затопления территорий, ущерба от нарушений электроснабжения не определены.

Особо следует отметить угрозу ЭБ от целенаправленных террористических и военных действий. Опыт агрессии НАТО в Югославии (2000 г.) показал, что с помощью относительно недорогих боевых блоков, разбрасывающих проводящие нити (графитовую пыль), всего за двое суток было выведено из строя до 70 % энергетических мощностей страны. В результате теракта в 2010 г. полностью была выведена из строя Баксанская ГЭС. Сбой компьютерной программы в 1990 г. на АЭС «Брюс» в Канаде привёл к попаданию 12 тыс. л радиоактивных вод. Кибератакой 2016 г. на энергосистему Украины были отключены 17 подстанций. Электромагнитный импульс взрыва ядерного боеприпаса охватывает территории радиусом в несколько сот километров и может вывести из строя не только системы управления, но и СЭС, за счёт наведённых перенапряжений.

На основании изложенного становится очевидным, что в целях поддержания ЭБ при принятии решений, связанных с её обеспечением при проектировании и эксплуатации современных ЭЭС (СЭС) следует учитывать:

1) резервирование, что снижает ущерб от нарушений энергоснабжения, предоставляя возможность потребителям получать энергоносители необходимого количества и качества, а производителям сохранять стабильность рынков;

2) устойчивость как ГУ, так и потребителей, что «смягчает» воздействие внешних, и внутренних факторов, облегчая процесс восстановления электроснабжения;

3) признание реальности интеграции систем РГ ВИЭ и СНЭЭ в СЭС и необходимость учёта вероятностных и неопределённых режимов генерации;

4) необходимость наличия высококачественной информации для управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами, что возможно при наличии научно обоснованной и законодательно утверждённой системы сбора в формате постоянного мониторинга с использованием всех доступных источников;

5) развитие и внедрение в эксплуатацию современных систем РЗ и ПА на всех уровнях иерархии СЭС при очевидной необходимости разработки системы мониторинга ЭБ с выявлением и анализом всех видов отказов элементов ЭЭС, их причин, последствий и ответственности сторон, с обеспечением квалифицированного сбора и обработки информации с целью принятия мер по оптимизации.

3.1 Безопасность и управление в системах с распределённой генерации

При разработке, развитии и эксплуатации РГ возникают проблемные вопросы совместного управления режимами ЭЭС и ГУ систем РГ [53, 63–65, 80]. Это:

- частичное, а иногда полное отсутствие информации о возможных режимах и параметрах работы СЭС и ГУ систем РГ (параллельная, изолированная, комбинированная);
- неравномерность загрузки ГУ систем РГ;
- требование фактически полного резервирования ГУ небольшой мощности;
- потребность обеспечения непрерывности функционирования СЭС в случае отключения множества ГУ объектов РГ;
- необходимость обеспечения возможности самостоятельного функционирования всех типов ГУ на объектах РГ (разработка устройств автоматики выделения собственных нужд (АВСН));
- необходимость учёта обратных потоков мощности разной интенсивности в сетях низкого и среднего напряжения;
- возрастание уровней токов КЗ в сетях низкого и среднего напряжения;
- необходимость учёта возможных отклонений напряжения переменного знака во всех узлах сети (взаимное влияние графиков электропотребления и выработки электроэнергии ГУ объектов РГ);
- необходимость изменения структуры схем РЗ и ПА в сетях низкого и среднего напряжения, а также принципов применяемых защит;
- увеличение сложности в обслуживании присоединений потребителей (оперативные переключения, травматизм персонала).

Разрешение этих вопросов определяется трудностями, возникающими уже на этапе согласования проектных решений по присоединению объектов РГ и получении технических условий (ТУ) на технологическое присоединение к распределительным сетям ЭЭС [63]. При этом необходимо чёткое обоснование цели внедрения РГ и режимов работы с учётом технологических особенностей потребителя и требований по надёжности электроснабжения заказчиков как в изолированном режиме работы РГ, так и в режиме с электроснабжением от основной сети. Поэтому проектирование схем выдачи

мощности ГУ объектов РГ в распределительную сеть СЭС должно производиться при наличии и с учётом максимального объёма информации о технических параметрах и характеристиках оборудования объекта РГ и его ГУ, а также особенностей сетей и влияния нагрузки.

Развитие и эксплуатация РГ требует решения ряда инженерно-экономических задач, требующих специальной проработки. Одна из них заключается в том, что в отдельно взятой ситуации строительство собственных энергетических мощностей РГ может быть далеко неоптимально. При этом в первую очередь необходим анализ ряда вариантов решений по затратам на энергоснабжение с учётом:

- возможности перехода потребителей в другую ценовую категорию;
- управления и оптимизации суточных и годовых графиков электропотребления;
- управления приобретением электроэнергии;
- необходимости изменения схемно-режимных ситуаций электроснабжения с учётом особенностей технологического процесса производства потребителей;
- реализации задач активного энергосбережения.

Также следует учитывать, что решения о местах расположения ГУ принимаются проектными организациями с учётом издержек на строительство, доставку топлива, наемных рабочих, налоги, развитие сетевого хозяйства, лицензирование и т. п. Однако получить объективную информацию о намерениях отдельных потребителей по созданию «личных» энергетических мощностей в большинстве случаев затруднительно, что сдерживает их проектирование и строительство [128].

Другая группа не менее серьёзных задач связана с тем, что работа РГ как в автономном режиме, так и параллельно с ЭЭС исследована недостаточно полно [136]. Так как развитие РГ невозможно без массового применения СНЭЭ, технологии которых уже сегодня обладают высокоэффективным

быстродействующим управлением, они также могут внести существенный вклад в обеспечение управляемости СЭС. Можно ожидать, что всё увеличивающееся количество электромобилей и зарядных станций будет существенно влиять на режимы работы ГУ систем РГ и ЭЭС. При этом управление СЭС усложнится как структурно, так и по возможностям диспетчеризации, технологического и административного контроля, расчёта тарифов и стоимости услуг. Усложнение диспетчерского управления связано со смещением его в распределительную сеть с необходимостью учёта неопределённости режимов РГ по причине скачкообразности загрузки ГУ, частичного, а иногда и полного отсутствия сведений о режимах и параметрах генерации и энергопотребления.

Часть составляющих РГ (ветровые (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции) имеют переменный режим работы, что создаёт сложности в управлении режимами. В случае сильного ветра (или безветрия) ветроэнергетическая установка (ВЭУ) останавливается, что при больших суммарных мощностях влечёт критическое возмущение для ЭЭС. Малые ГТУ и ПГУ обладают меньшей, в сравнении со стандартными агрегатами ТЭЦ и ГЭС, постоянной инерцией ротора. Их регулировочные характеристики резко отличаются от параметров агрегатов большей мощности. Поэтому подключение РГ к ЭЭС радикально изменяет её свойства и нуждается в применении средств обеспечения нормального функционирования, аналогичных используемым в основной электрической сети [63, 64].

Многие мини- и микро- ГТУ работают на более высокой, по сравнению с промышленной, частоте, и подключаются к РГ через выпрямительно-инверторные блоки. Аналогично подключение ВЭУ и СЭС. Это приводит к необходимости учёта режимов сетей постоянного тока с преобразователями и СНЭЭ. Кроме того, массовое внедрение в СЭС таких ГУ будет оказывать существенное влияние на вариabельность частотных и других параметров как системы РГ, так и присоединённой сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

При введении в эксплуатацию относительно мощной системы РГ вблизи крупных ТЭЦ, необходимо учесть возможность ухода потребителей от централизованного энергоснабжения. Это увеличивает риски уменьшения валовой выручки энергокомпании и может распространиться на других потребителей. Кроме того, снижение мощности системных электростанций (ТЭЦ), может привести к существенному удорожанию их продукции и даже последующему банкротству.

Стихийный рост числа и мощности установок РГ небезопасен для централизованной энергосистемы. Часть неконтролируемой малой генерации в 20–30 % может быть опасной для стабильной работы всей ЭЭС. При относительно небольшой мощности отдельных ГУ даже нормальные режимы пуска, наброса нагрузки на крупные электродвигатели или их резкий останов могут привести к нарушению их устойчивости и повлиять на режим основной сети. То же можно отметить и относительно последствий повреждений сетевого оборудования (КЗ, обрывы ВЛ и КЛ, перегрузки). Включение источников РГ в распределительную сеть уменьшает её сопротивление, увеличивая токи КЗ, что может привести к отказам коммутационных аппаратов, а также к изменению настроек систем РЗ и ПА.

Режимные возмущения и аварии, возникающие в ЭЭС, могут вызвать необходимость отделения от неё ГУ объектов РГ, что обеспечивается специальной делительной автоматикой (ДА) с целью сохранения в работе собственных нужд (СН) и (или) максимально возможное число потребителей. Для крупных электростанций при снижении частоты до 47,5–46 Гц предусматривается частотная делительная автоматика (ЧДА), выделяющая СН или сбалансированную нагрузку. При разработке ДА электростанций, входящих в систему РГ необходимо учитывать изменение структуры генерирующих мощностей и особенности динамических характеристик ГУ. Агрегаты малых электростанций характеризуются малыми значениями механических постоянных инерции, ввиду чего увеличивается вероятность нарушения динамической устойчивости ГУ объектов РГ. Естественно, что

потребуется обязательное дополнение и пересмотр существующих критериев и алгоритмов функционирования ДА. Кроме того, в сети, содержащей ГУ с разнотипными первичными двигателями, могут возникать многочастотные асинхронные режимы. Так как ГУ систем РГ подключены к относительно «слабым» сетям 35–110 кВ, предел передаваемой мощности в них ограничивается не только условиями устойчивости, но и способностью функционирования в режиме перегрузок. Поэтому в распределительных сетях относительно большой протяженности возможно возникновение аварийных режимов, вызванных нарушением устойчивости по напряжению с развитием лавины напряжения. Необходимость отделения ГУ с местной нагрузкой от распределительной сети ЭЭС (СЭС) может возникать при:

- недопустимых изменениях частоты;
- отключении внешних связей с ЭЭС (СЭС);
- опасных небалансах активной и реактивной мощности;
- внешних коротких замыканиях;
- при нарушениях устойчивости по напряжению.

При большом числе ГУ возможна группировка их в «острова» [65] – сбалансированные по генерации и потреблению подсистемы с использованием минимальных сечений сети. Потеря питания от основной сети позволяет выделить ГУ на «близкую» по мощности нагрузку, что не приведёт к нарушению электроснабжения ответственных потребителей. Однако для решения этой задачи требуется: анализ реальных условий работы ГУ; определение потребителей, подключаемых к ГУ при её выделении; подобрать соответствующие устройства РЗ и ПА; оценить ожидаемую величину ущерба. Границы островов определяются нагрузкой потребителей узлов сети. При формировании островов обеспечивается выполнения баланса мощности между ГУ системы РГ и нагрузкой, а также ближайшие нагрузки и наиболее ответственные электроприёмники.

Следует учесть, что ГУ, входящие в состав выделенного «острова», могут отличаться не только по способам генерации (мини ТЭЦ, МГЭС, ВЭУ, СЭС, СНЭЭ), но и по мощности, маневренности, типу турбин и генераторов. Это накладывает дополнительные трудности в обеспечении нормального (близкого к нему) режима электроснабжения потребителей, подключённых к ГУ «острова». Кроме того, возникает проблема при подключении ГУ «острова» к основной сети после ликвидации аварийного режима в ЭЭС. С особой остротой она проявляется, когда происходит выделение нескольких «островов». Здесь важно учитывать не только особенности включения отдельных ГУ на параллельную работу, но и соблюдать очерёдность их включения в соответствии с особенностями технологических режимов как самих ГУ, так и особенностей производств потребителей.

Для гибкой реакции на колебания, вызванные периодической работой ВЭС и СЭС, необходима высокая степень готовности ГУ с традиционными первичными энергоносителями, эксплуатируемых как при минимальных, так и максимальных нагрузках. Так, газовые турбины достигают номинальной мощности за 5–10 мин, маневренные газовые турбины в составе ПГУ – за 30 мин, угольные мини ТЭЦ за 1–3 часа [19, 80]. При этом даже при нормативных возмущениях возможен ускоренный износ вплоть до аварийного выхода из строя ГУ систем РГ. По причине частых пусков, остановов и меняющихся режимах выдачи мощности, возможен ускоренный расход ресурса ГУ с неизбежным преждевременным выполнением текущих и капитальных ремонтов.

Подключение объектов РГ к распределительным электрическим сетям ЭЭС или сетям внутреннего электроснабжения конкретных потребителей, широко использующих устройства АВР, может создать ситуацию, сопровождаемую ненормальной работой этих устройств [65]. В этой связи необходимо определить, что необходимо поменять в настройках АВР в виду присоединения дополнительной собственной генерации. Неоднозначно влияние РГ на качество электроэнергии. С одной стороны, наличие РГ в

распределительной сети позволяет более стабильно поддерживать уровни напряжений в узлах за счёт возможностей управления генерацией реактивной мощности, с другой – могут возникнуть явления, связанные с быстрыми колебаниями напряжения (фликкер), развивающиеся при резком снижении напряжения в узле присоединения асинхронного генератора. То же можно отметить относительно генерации высших гармоник. Наличие РГ снижает их уровень. Но, например, ВЭУ, высокочастотные ГТУ, зарядные блоки электромобилей подключаются к распределительной сети через преобразователи, которые генерируют в сеть высшие гармоники.

Проблемы, связанные с качеством напряжения возникают при подключении мощных потребителей, а также из-за пульсирующих колебаний напряжения ВЭС и СЭС. В дневное время на ЛЭП 0,4 кВ с большим количеством подключённых фотоэлектрических установок может возникнуть обратный поток мощности, превышающий номинальное напряжение более, чем на 10%, что может привести к повреждениям оборудования. В вечерние часы возникает потребность в одновременной зарядке большого количества электромобилей. При этом происходит перегрузка сетевого оборудования.

В условиях роста количества и мощности электроприёмников силовой и бытовой электроники, питающихся через выпрямители, стабилизаторы, инверторы (частотно-регулируемый электропривод, компьютерная, офисная и бытовая техника, светодиодное освещение) регулирующие эффекты нагрузки по напряжению и частоте снижаются. Вместе с тем изменяется гармонический состав токов и напряжение на электроприемниках. При этом возрастает роль разного рода компенсирующих устройств, включая активных потребителей [122, 124, 138, 159], управляющих собственным электропотреблением в режиме реального времени в зависимости от ценовых условий на рынке путем переноса нагрузки ряда электроприемников из зон с высокими ценами на электроэнергию в низкие.

Потребители с отмеченными выше особенностями нагрузочных характеристик, влияние преобразователей, СНЭЭ и малой генерации

существенно меняют структуру, свойства и управляемость СЭС. Неопределённость режимов отдельных ГУ, единичных активных потребителей, а также возможности СНЭЭ практически неразличимы для диспетчера ЭЭС. Это привело к возникновению и введению термина «виртуальная электростанция» (Virtual Power Plant (VPP)), под которой понимается объединение ГУ, активных потребителей и СНЭЭ энергии, расположенных в некоторой подсистеме системы управления режимами СЭС. Целесообразность объединения приводит к повышению эффективности обеспечения электроэнергией потребителей в условиях множества практически ненаблюдаемых распределённых ГУ (ПГУ, ГТУ, МГЭС, ВИЭ, СНЭЭ), активных потребителей, управляющих собственной нагрузкой.

Управляющая система, выполняющая функцию дистанционного контроля за VPP, получает сведения о состоянии каждой ГУ. В случае необходимости VPP посредством управляющих сигналов подает команды на принятие технических и технологических решений по управлению спросом, электропотреблением и предложением генерации. Так она оптимизирует график нагрузки при помощи программно-аппаратного комплекса, включающего управление ИЭС ААС средствами РЗ, ПА, режимной автоматики, распределением потоков, качеством электроэнергии, гибким ценообразованием и другими показателями, отражающими эффективность работы всей системы производства, преобразования, распределения и потребления электрической и тепловой энергии [12, 87].

Таким образом, развитие СЭС на технологической базе ИЭС ААС (Smart Grid), позволит нивелировать потенциально негативные тенденции в изменении свойств ЭЭС за счёт применения интеллектуальных технологий и средств управления режимами. Факторы, подлежащие учёту при создании, развитии и эксплуатации систем РГ, свидетельствуют об усложнении всех операций управления. Это требует интеллектуального взаимодействия систем управления, контроля режимов и параметров, адаптации устройств РЗ и ПА для осуществления эффективного энергообмена при условии обеспечения

всех свойств, характерных для надёжной, безопасной и экономичной работы ЭЭС (СЭС).

3.2 Безопасность и управление в системах возобновляемой энергетики

По классическому определению возобновляемая энергетика – область науки и практики, основанная на использовании ВИЭ. К ним относят:

- энергию солнца, ветра, воды;
- геотермальную энергию;
- низкопотенциальную тепловую энергию земли, воздуха, воды;
- энергию биомассы, отходы производства и потребления (исключая отходы углеводородного сырья и топлива);
- биогаз, газ отходов угольных разработок.

Для поддержки развития ВИЭ установлены индикаторы предельных величин затрат на сооружение ВИЭ (таблица 3.1) и целевые показатели объёмов ввода установленной мощности для каждого типа ВИЭ на 2024 г. (таблица 3.2).

Как показал мировой опыт [125, 128, 222] увеличение масштабов развития солнечной и ветровой энергетики может отрицательно сказаться на функционировании ЭЭС. Негативные последствия зависят от структуры генерирующих мощностей, типов оборудования, доли ВИЭ в ЭЭС. Наиболее явно это проявляется в системах с большой долей АЭС, ТЭС, ГЭС. Особенностью СЭС и ВЭС является их зависимость от погодных условий, что определяет стохастический характер генерации, которая накладывается на стохастические графики нагрузок активных потребителей.

Таблица 3.1 – Предельные капитальные затраты на возведение 1 кВт установленной мощности ВИЭ, тыс. руб/кВт

Тип генерации	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ВЭС	110	110	110	110	109	109	109	109	109	85
СЭС	114	112	110	107	105	103	101	99	65	65
Мини-ГЭС	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146

Таблица 3.2 – Показатели объёмов ввода установленной мощности возобновляемых источников энергии, МВт

Тип генерации	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Всего
ВЭС	51	50	200	400	500	500	500	500	500	216	3417
СЭС	140	199	250	270	270	270	163	163	240	239	2204
Мини-ГЭС	–	–	21	–	50	16	25	33	24	42	211
Итого	191	249	471	670	820	786	688	696	764	498	5833

В [163] дан пример логико-аналитического прогнозирования функционирования автономной электрической системы с ВИЭ. При определенных погодных условиях (высокая солнечная инсоляция и сильный ветер) СЭС и ВЭС в совокупности могут производить избыточное количество электроэнергии (гипергенерация). При пиковых набросах мощности на ВЭС и СЭС возможна перегрузка ЛЭП, нередкими становятся их отключения РЗ и ПА, растут потери электроэнергии, создаются проблемы другим участникам рынка электроэнергии и электросетевым компаниям. Всё это требует дополнительного развития и модернизации сетевой инфраструктуры и нового оборудования. Только при этих условиях возможно относительно быстрое изменение топологии сети и расширение возможностей управления их конфигурацией. Наиболее важно при этом учитывать:

- возможности изменения структуры суточных графиков выдачи мощности электростанциями различных типов;
- изменение структуры годовых графиков генерации по типам электростанций из-за сезонных различий в работе электростанций на ВИЭ;

- сокращение базовой части графика выдачи мощности электростанциями, работающими на традиционных ТЭР из-за неопределённости и суточной неравномерности генерации ВИЭ;
- вероятности изменения графиков работы традиционных электростанций вследствие наложения стохастической генерации ВЭИ на стохастическое электропотребление активными потребителями.

При доле генерации ВИЭ равной 10 %, средний по ЭЭС коэффициент неравномерности загрузки ТЭС увеличится с 1,56 до 1,74. Возникнет необходимость ежесуточно останавливать 1–2 ГВт на ТЭС и еженедельно 3–4 ГВт на несколько часов в сутки [222]. Естественно, что неуправляемые структурные изменения в покрытии графика нагрузок электростанциями различного типа приводят к снижению эффективности использования ТЭР, росту выбросов вредных веществ на единицу вырабатываемой энергии, росту себестоимости производства электроэнергии, снижению надёжности электроснабжения. Необходимость сокращения базовой части графика выдачи мощности электростанциями, работающими на традиционных ТЭР, сопровождающиеся частыми остановками оборудования, ведёт к сокращению их технического ресурса, росту затрат на ремонты, снижению качества электроэнергии и надёжности ГУ.

В [222] приводится ряд примеров, показывающих влияние ВИЭ на традиционную генерацию и режимы ЭЭС в целом. Пока вклад ВИЭ в мощность ЭЭС ограничен несколькими процентами, снижение базовой нагрузки традиционных электростанций незначительно. Однако при увеличении доли ВИЭ базовая часть графика начнет сокращаться. Так в 2016 г. в Калифорнии (США) при увеличении суточной неравномерности загрузки ГУ традиционной генерации их базовая зона сократилась с 18 до 12 ГВт, возросли потребности в быстром наборе мощности (до 13 ГВт за 3 ч). В связи с этим режимы функционирования традиционных электростанций стали более тяжёлыми, снизилась их годовая загрузка, увеличилась себестоимость

производства электроэнергии. Показательной является критическая ситуация в энергосистеме Чехии, зимой 2014–2015 гг., когда северная часть Европы в течение нескольких дней оказалась в зоне штормовых ветров. Образовался избыток электроэнергии ВЭС Германии. Энергосистема Чехии с «сильными» связями с ЭЭС Германии, неоднократно подвергалась незапланированным транзитным перетокам, что повлекло цепь неблагоприятных событий вплоть до вынужденного останова энергоблоков АЭС и угрозы невыполнения критерия безопасности функционирования системы электропередачи [159].

Отметим, что:

1) технологически возможно снижение мощности ВЭС и СЭС изменением угла наклона лопастей, отключения части фотоэлектрических модулей, но это приводит к недовыработке электроэнергии и упущенной выгоде владельцев;

2) принципиально возможно использование избыточной электроэнергии для производства водорода, тепла, зарядки аккумуляторов. Но это требует больших инвестиций и, при стохастической гипергенерации, вряд ли будет экономически выгодно;

3) для организации перетоков избыточной электроэнергии в другие системы необходим резерв пропускных способностей ЛЭП. Но загружаться они будут относительно редко, а затраты на их эксплуатацию вряд ли окупятся;

4) избыточная электроэнергия может утилизироваться подключением балластной нагрузки, что относительно просто и дешево. Но это решение существенно увеличивает потери электроэнергии.

Очевидно, что прогнозируемое увеличение доли ВИЭ в составе ЭЭС должно учитывать их влияние на базовую нагрузку АЭС и электростанций на органическом топливе. Положительные результаты использования ВИЭ широко рекламируются, однако системный подход требует анализа ряда социальных, технических, экологических и экономических моментов, которые

сторонниками и пропагандистами ВИЭ обычно умалчиваются. Рассмотрим некоторые из них.

Ветроэнергетические установки (ВЭУ) кроме генерации электроэнергии являются генераторами колебаний как высоких (шум, помехи радиосвязи), так и низких (инфразвук) частот. Инфразвук распространяется на большие расстояния, плохо экранируется, неблагоприятно воздействует на человека и животных. Энергия солнца рекламируется как наиболее чистая и безвредная, представляющая универсальный источник энергии. Но режим СЭС несовместим с ритмами жизнедеятельности, промышленного производства и транспорта, что весьма критично. Кроме того, утром и вечером (пик потребления) интенсивность солнечного излучения относительно низка. Естественно, что СЭС эффективны в районах с высокой инсоляцией. Но и там возникают серьезные проблемы, связанные с неизбежным запылением и повреждением СЭ песчаными бурями. Это приводит к существенным затратам на их очистку дефицитной пресной водой. Солнечная энергия требует огромных площадей: 1 кВт установленной мощности СЭС — это примерно 10 м^2 солнечных элементов.

Одно из направлений развития ВИЭ – геотермальные источники: вода, пар, сухие горячие горные породы. Большая соленость геотермальных вод, приближающаяся к солености морской воды, делает крайне трудным её использование в парогенераторах, котлах и турбинах. До 40 % аварий на ГеоЭС связано с остановкой или разрушением турбины от засоления или коррозионного разрушения. Обессоливание воды – задача, сопоставимая по сложности с опреснением, а остающийся неперерабатываемый концентрированный рассол является мощным загрязнителем окружающей среды. В геотермальной воде содержатся токсичные газы (CO_2 , H_2S , CH_4), которые ядовиты, в смеси с воздухом взрывоопасны, вступают в реакцию с металлоконструкциями ГеоЭС, вызывая их коррозию. Большие отборы воды из геотермальных источников могут вызвать землетрясения или просадку

грунта, поскольку почти все ГеоЭС находятся в зоне вулканической и сейсмической активности.

Водород рекламируется как экологически чистое топливо, но это направление развития тоже не без недостатков. Поскольку водород (H_2) в чистом виде не встречается – это вторичное топливо. Поэтому его нельзя сделать более дешёвым, чем углеводороды. Исключение – термоядерная реакция и биотехнологии, но эти процессы «в металле» практически не существуют. Не полностью отработана и технология промышленного сжигания H_2 в топливных элементах и крупных транспортных двигателях. По мнению сторонников «зеленый» водород вырабатывается электролизом на основе электроэнергии, получаемой на СЭС, ВЭС и других ВИЭ. Они сосредотачиваются в основном на затратах, электроэнергии, но для электролиза нужна вода. Для производства одной 1 т H_2 необходимо в среднем 9 тонн воды, требующей очистки. Системам очистки на одну тонну H_2 необходимо 18 (с учётом потерь около 20) т воды на 1 тонну H_2 . Выбор места установки крупного электролизёра ограничен системой транспортировки воды от достаточно многоводного источника (река, море, водоочистные сооружения). Проблема, сопоставимая по сложности и затратам с производством H_2 – его транспорт и хранение в криогенных хранилищах при соблюдении жёстких правил эксплуатации.

Относительно биотоплива отмечается, что опилок, например, сегодня практически ничего не стоит и, более того, подлежит утилизации, хотя полноценно заменяет углеводородное топливо. Спорным моментом является обоснованность применения биотоплива для борьбы с изменением климата – одного из главных векторов проводимой политики ЕС, так как сжигание биотоплива не гарантирует осуществления принципа неизменности выбросов CO_2 .

Являясь сильной стороной альтернативного энергоснабжения, необходимость развития ВИЭ не должна подвергаться сомнению, хотя интеграция их в СЭС проблематична не только в связи техническими

сложностями, но часто не оправданна и экономически из-за повышения рисков дестабилизации СЭС. Поэтому главной технологической задачей будущих ВИЭ является поиск способов и средств генерации без резкой нестабильности. Если рассмотреть ВИЭ со всеми присущими им недостатками, очевидно, почему эти технологии не завоевали львиной доли в производстве электроэнергии. Все технологии ВИЭ проигрывают более надежным и мощным ГЭС, ТЭС и АЭС, которые вырабатывают электроэнергию круглосуточно и круглогодично. Но, несмотря на это существует значительный рынок, где их использование конкурентоспособно. Это регионы с дорогим привозным топливом, рекреационные зоны, сооружения и объекты с низкими капитальными затратами для сооружаемых ВИЭ.

3.3 Требования потребителей к уровню энергетической безопасности и надёжности

В мае 2005 г. произошла серьезная авария на Чагинской подстанции. Ее спровоцировали устаревшая техника и неправильные действия персонала. Без света остались юг столицы, 24 города Московской области. Это ЧП, ставшее причиной энергетического коллапса, заставило задуматься о несоответствии уровня работы внешних сетей требованиям потребителей. Существующее законодательство (ГОСТ 32144–2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»), слишком лояльно относится к недостаткам в деятельности поставщиков энергии. Оно оставляет безнаказанными провалы в её подаче длительностью до 1 минуты. В ряде случаев необходимы быстродействующие АВР. Но при всех возможностях автоматики потребители не в состоянии на 100 % обеспечить устойчивую работу своих мощностей при отключении или длительных провалах напряжения во внешних сетях. Пользуясь монополией, энергосбытовые

компании и гарантирующие поставщики в договорах электроснабжения исключают ответственность за качество электроэнергии в точках поставки при кратковременных изменениях характеристик. Это связано с тем, что в настоящее время нет нормативно-правового акта о качестве электроэнергии, что приводит к негативным последствиям: нет возможности дисциплинировать всех участников процесса в вопросах поддержания объектов электросетевого хозяйства в состоянии, максимально исключающем риски возникновения нарушений, связанных с провалами, прерываниями и искажениями в подаче энергии, от величины и продолжительности которых в значительной степени зависит надежность и устойчивость работы оборудования потребителей [189].

В нормальных условиях СЭС обеспечивают работу потребителей в соответствии с установленным для каждого из них графиком. При возникновении дефицита мощности происходит вынужденное сокращение электропотребления технологическими установками потребителя. Анализ общих типовых закономерностей изменения объёмов выпуска продукции от длительности нарушения или ограничения электропотребления детально проведён в [117, 138, 159, 232, 246]. Независимо от технологических особенностей потребителя практически все они имеют две типовые точки. Первая – определяет минимальную величину сокращения электропотребления ΔW_{min} , при которой не наблюдается снижения объёмов выпускаемой продукции. Вторая – соответствует объёму снижения электропотребления ΔW_{max} , с полным прекращением выпуска продукции. Если $\Delta W_{min} \leq \Delta W \leq \Delta W_{max}$, то ограничение в электропотреблении соответствует переходу потребителя в состояние частичной работоспособности.

Анализ технологических особенностей потребителей разных отраслей промышленного производства в АПК показал [159], что по характеру последствий все отказы в СЭС делятся на три группы: 1) необесценивающие

производственную продукцию; 2) частично обесценивающие; 3) полностью обесценивающие.

При необесценивающих отказах вся наработанная между отказами продукция остаётся полезной, а длительность простоя производственного участка $t_{\text{пр}}$ соответствует длительности нарушения электроснабжения, $t_{\text{э}} = t_{\text{пр}}$.

В системе с полностью обесценивающими отказами последствия таковы, что вся работа, проделанная к моменту отказа, выполняется заново. Нарботка до отказа бесполезна, если она меньше некоторой, заданной технологическим регламентом, величины, и должна быть включена в потери. Полезной признается только та часть наработки, которая не прерывалась отказом. Однако даже для ответственных потребителей любого производственного процесса существует некоторая максимально возможная длительность нарушения электроснабжения $t_{\text{э}} = t_0$, в течение которой срыва технологического процесса не происходит. Длительность t_0 – период устойчивости (стойкость) технологического процесса.

Большинство нарушений электроснабжения относятся к категории частично обесценивающих выпускаемую продукцию. После восстановления электроснабжения требуется некоторое время $t_{\text{в}}$ на восстановление процесса производства

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{э}} + t_{\text{в}} \quad (3.1)$$

Отключение разных участков с примерно одинаковой потребляемой мощностью даже на одном предприятии может вызвать разные последствия. Зависимость $t_{\text{тхн}} = f(t_{\text{э}})$ длительности восстановления технологического процесса потребителей после восстановления нормального режима электроснабжения, как правило, нелинейная и, с увеличением $t_{\text{э}}$ до $T_{\text{кр}}$, наблюдается рост $t_{\text{тхн}}$, который стабилизируется при $t_{\text{э}} \geq T_{\text{кр}} = t_{\text{тхн const}}$. Это связано с тем, что при длительных нарушениях электроснабжения $t_{\text{тхн}}$ определяется стандартным перечнем и фиксированным регламентом производственных операций. Отдельные непрерывные производства АПК

могут иметь несколько значений T_{kpi} ($i = \overline{1, n}$).

Дальнейшее восстановление технологического процесса происходит за время $t_{\text{пуск}}$, в течение которого производительность B отключённого участка производства достигает номинального значения. Тогда, в соответствии с (3.1) имеем:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{э}} + t_{\text{в}} = t_{\text{э}} + t_{\text{тхн}} + t_{\text{пуск}}. \quad (3.2)$$

Поскольку зависимости $t_{\text{пуск}} = f_1(t_{\text{э}})$, $t_{\text{пуск}} = f_2(t_{\text{тхн}})$ и $B = f_3(t_{\text{пуск}})$ в большинстве случаев линейные, то, приведенное время пуска $t'_{\text{пуск}}$:

$$t'_{\text{пуск}} = \frac{t_{\text{пуск}}}{2}, \quad (3.3)$$

а в общем случае

$$t'_{\text{пуск}} = kt_{\text{пуск}}; \quad 0 \leq k \leq 1. \quad (3.4)$$

Таким образом, в моделях оценки последствий нарушений электроснабжения вводится понятие приведенного времени простоя $t'_{\text{пр}}$.

$$t'_{\text{пр}} = t_{\text{э}} + t_{\text{тхн}} + t'_{\text{пуск}}. \quad (3.5)$$

В зависимости от вида и особенностей технологического процесса ремонт повреждённого в момент внезапного нарушения электроснабжения оборудования длительностью $t_{\text{рем}}$ может начинаться как одновременно с началом нарушения электроснабжения, так и после того, как произойдет восстановление режима питания. Если ремонт начинается после восстановления электроснабжения,

$$t'_{\text{пр}} = t_{\text{э}} + t_{\text{рем}} + t_{\text{тхн}} + t'_{\text{пуск}}. \quad (3.6)$$

При возможности начать ремонт сразу после обнаружения поврежденного при нарушении электроснабжения технологического оборудования приведенное время простоя определяется как

$$t'_{\text{пр}} = t_{\text{рем}} + t_{\text{тхн}} + t'_{\text{пуск}}, \quad (3.7)$$

если $t_{\text{рем}} > t_{\text{э}}$ и, в соответствии с (3.5), если $t_{\text{рем}} \leq t_{\text{э}}$.

Ориентировочные длительности устойчивости технологического процесса производства t_0 и возобновления его работы после восстановления электроснабжения $t'_{пр}$ приведены в таблице 3.3 [117, 149, 250].

Энергетическая безопасность – состояние защищённости граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными ТЭР приемлемого качества, от угроз нарушений бесперебойности электроснабжения. Безопасность объекта электроэнергетики – не допускать ситуаций, опасных для людей, энергообъектов, потребителей и окружающей среды. В целом проблемы обеспечения надёжности и безопасности имеют ряд общих показателей и влияющих факторов, а также средств обеспечения надёжности и безопасности, различаясь по характеру последствий.

Таблица 3.3 – Ориентировочные характеристики длительностей восстановления технологического процесса потребителей разных отраслей промышленных производств АПК после нарушения электроснабжения

Отрасль	Период устойчивости технологического процесса t_0	Длительность восстановления работы производства после восстановления электроснабжения $t'_{пр}$
Химическая	5 – 30 мин	1 ч – 5 сут
Лесная	20 мин – 1 ч	1 ч – 1-2 сут
Машиностроение	5 мин – 2-3 ч	15 – 30 мин
Строительные материалы	до 40 мин	2 ч – 6 сут
Пищевая	10 мин – 1 ч	10 мин – 1-1,5 сут
Текстильная		20 мин – 2 ч
Лёгкая	5 мин – 2-3 ч	10 мин – 4-5 ч
Компрессорные станции	1 – 2 ч	1,5 – 2 ч

Энергетическая безопасность связывается с отсутствием и определяется минимизацией количества крупных по величине и (или) длительности отказов, сопровождающихся нарушением работы систем жизнеобеспечения, инфраструктурных и других систем, имеющих общегосударственное, региональное или местное значение. Такие нарушения возникают в результате:

- необеспеченности балансов мощности и (или) энергии из-за недостаточного развития генерирующих мощностей, необеспеченности их первичными энергоресурсами, недостаточного электросетевого строительства, внутренними проблемами потребителей;
- возникшего по любой причине, в том числе из-за интенсивных стихийных или техногенных воздействий, крупномасштабного нарушения электроснабжения;
- проявления неэффективности рынка – в виде необоснованного взвинчивания цен, ценовых дисбалансов, обвала рынка и т. п.

Предотвращение и ликвидация таких дисбалансов входит в задачи обеспечения электроэнергетической безопасности, которые должны решаться с учетом надёжности, но в рамках самостоятельной проблемы. Основными направлениями её решения являются определение состава функциональной, аварийной и технологической брони [77, 109]. Это:

- минимальный уровень электропотребления, составляющий в среднем 30–80 % номинальной нагрузки при котором предприятие может функционировать, выполняя свои функции на предельно минимальном уровне производительности;
- минимальный уровень электропотребления, составляющий, как правило, 5–20 % номинальной нагрузки, обеспечивая безопасность и аварийное освещение;
- минимальный уровень электропотребления, составляющий 15–50 % номинальной нагрузки и обеспечивающий безаварийное завершение начатого технологического цикла производства.

Несмотря на то, что проблема безопасности имеет давнюю историю, количество и размеры аварий (катастроф) неуклонно растут [120]. Одной из причин такого положения является недостаточная теоретическая разработка проблемы. Методологически многие вопросы безопасности близки к задачам теории надёжности и живучести. Однако теория надёжности оперирует со

случайной величиной времени между последовательными отказами, а для уникальных событий (аварий) она стремиться к бесконечности. Кроме того, причинами аварий выступают не только отказы техники, но и плохо формализуемые ошибки человека, и слабо предсказуемые нерасчётные внешние воздействия. Существенные отличия, заключаются и в том, что переходы системы в опасные состояния, сопровождаемые особо крупными ущербами, а иногда и гибелью людей, происходят вследствие сложных связей событий, определяющихся отказами структурных звеньев, ошибочными действиями ЛПР, внешних воздействий неблагоприятных природных факторов. Совокупности таких событий, которые называют исходными, определяются областью применения и условиями эксплуатации системы.

Разными авторами по-разному интерпретируется связь между «безопасностью» и «надёжностью». При детальном анализе к ним добавляется «живучесть» и «экономичность» в зависимости от требований конкретного потребителя к поглощающему влиянию того или иного свойства анализируемого объекта.

В Федеральном Законе «Об электроэнергетике» [270] надёжность подразделяется на системную и надёжность электроснабжения потребителей. Системная определяется надёжностью снабжения электростанций ТЭР, надёжностью генерации и основной электрической сети, а также участием потребителей в обеспечении устойчивости и живучести ЭЭС. Надёжность электроснабжения зависит от системной надёжности (поставок электроэнергии в пункты питания распределительных электрических сетей); надёжности самих распределительных сетей; надёжности схем электроснабжения конкретных электроприемников.

Обеспечение безопасности является прерогативой государства, и требования по её обеспечению излагаются в федеральных законах и технических регламентах, а надёжность обеспечивается состоянием СЭС конкретного потребителя. Проблема обеспечения надёжности электроснабжения заключается в совокупности объективных

закономерностей: отказы в питающей и распределительной сети приводят к ущербу, а увеличение надёжности требует существенных материальных затрат. Однако за рамками этой проблемы остается вопрос системной организации работы энергослужбы предприятия, фирмы по её обеспечению. Актуальность организационного аспекта подтверждается следующим:

- проблема надёжности трудно понимается администраторами: действия по обеспечению надёжности, как правило, предпринимаются только после серии отказов в СЭС с тяжелыми технико-экономическими последствиями;

- при эксплуатации оценка надёжности осуществляется при выполнении работ по ликвидации конкретного повреждения на основе анализа произошедших аварий, технологических нарушений и сбоев, часто с незначительным результирующим эффектом в условиях дефицита времени на принятие оптимальных решений;

- практически отсутствует возможность контроля тенденций изменения надёжности функционирования энергоустановок и прогнозирования эффективности внедряемых и предлагаемых к внедрению мероприятий по увеличению надёжности со стороны экономических служб и руководства организаций;

- практически отсутствует система сбора, обработки и обмена информацией по надёжности между энергослужбами и система внедрения передового опыта эксплуатации (опасность раскрытия коммерческой тайны);

- взаимодействие конечных потребителей с проектными организациями и энергокомпаниями по вопросам надёжности сведено к формальному категорированию электроустановок по ПУЭ;

- почти повсеместно наблюдается прогрессирующее катастрофическое старение основного электрооборудования;

- наблюдается ухудшение качества подготовки, переподготовки и контроля работы персонала энергослужб.

Актуальной становится задача создания инструментов, позволяющих руководству, вне зависимости от их квалификации в области электроэнергетики, осуществлять эффективное управление и контроль за эксплуатацией оборудования электрических сетей для обеспечения надёжности. При этом необходимо создание системы обеспечения надёжности – комплекса средств предприятия, направленных на оценку и обеспечение необходимого уровня надёжности и рационально используемых ресурсов всех видов. В первую очередь создаётся информационно-методическая подсистема обеспечения надёжности (далее – система), поскольку большинство недостатков в обеспечении надёжности возникает из-за неэффективной организации, несогласованности действий эксплуатационного и ремонтного персонала (рисунок 3.1). Порядок в эксплуатации позволит достаточно быстро получить максимальный эффект и рост уровня надёжности.

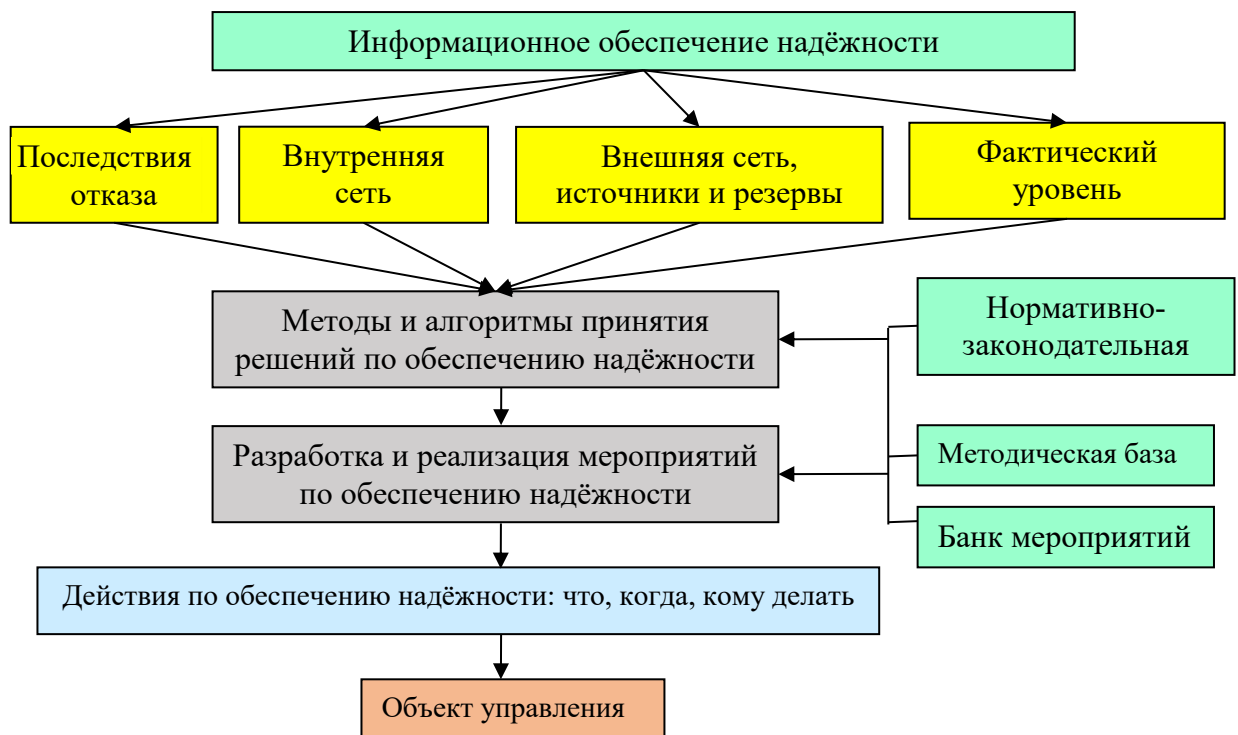


Рисунок 3.1 – Схема организационной системы обеспечения надёжности отдельного субъекта

Цель создания и внедрения системы обеспечения надёжности, по сути, та же, что и у СЭС – обеспечение требуемого потребителем уровня надёжности. Основным средством её достижения являются действия персонала энергослужб. В широком смысле это элементы профессиональной деятельности (рациональное ведение документации, учет, ремонты, анализ работы СЭС, кадровая политика, взаимодействие со смежными энергокомпаниями).

Система представляет комплекс правил и процедур в форме программ (алгоритмов), документов различных видов (нормативных, регламентирующих, информационно-справочных) [242]. Результат функционирования системы управления надёжностью – эффективная научная организация, координация действий персонала энергослужбы. Это возможно за счет задания вектора (объема, времени и места реализации действий), обеспечивающего ответы на вопросы: что, когда, кому (рисунок 3.1). Надёжность электроснабжения при этом становится результатом контроля и управления качеством эксплуатации электрооборудованием.

Эффективность системы определяется:

- ускорением реакции обслуживающего персонала на отклонение уровня надёжности от заданного (сокращение времени принятия решения);
- расширением спектра практических задач и увеличением чувствительности к отклонениям фактической и прогнозной надёжности от заданного уровня;
- снижением стоимости обеспечения надёжности, в том числе трудоемкости решаемых задач;
- минимизацией возможного ущерба от нарушений электроснабжения.

Эти критерии позволяют сравнивать различные варианты системы. По ним производится выбор наиболее рационального варианта её адаптации к конкретному субъекту и появляется возможность оценки эффективности внедрения.

При разработке системы к ней предъявляются следующие требования:

1. Система объединяет и упорядочивает накопленный практический и теоретический опыт обеспечения надёжности: приемы, методы, модели контроля, оценки, анализа, прогнозирования и управления надёжностью, что упрощает внедрение передового опыта и унификацию решений в этой сфере.

2. Система должна содержать комплекс непрерывных действий персонала, включающий:

- систематический мониторинг и анализ текущего уровня надёжности;
- анализ и прогнозирование динамики изменения уровня надёжности;
- корректировку состава показателей надёжности и их критериев для обеспечения адекватности оценок и учёта перспективных тенденций;
- выработку стратегии и тактики поддержания (увеличения) уровня надёжности на основе технически и экономически обоснованных мер;
- принятие и реализация технически и экономически обоснованных мер по поддержанию или увеличению уровня надёжности;
- всесторонний анализ и учет причин возникновения нештатных ситуаций и их развития для предотвращения или упреждения в будущем;
- комплексную оценку эффективности деятельности энергослужбы потребителя по обеспечению надёжности.

3. Система должна обеспечивать соблюдение государственных, отраслевых и внутренних норм и правил на объектах СЭС, которые систематизированы применительно к заданным ситуациям и являться частью системы.

4. Руководящий персонал потребителей (в том числе, не являющийся специалистами в области электроэнергетики) должен получить возможность всестороннего контроля за действиями энергослужбы, ретроспективным, существующим и перспективным уровнем надёжности сети.

5. Этап внедрения и работа системы должны быть, по возможности, простыми и понятными для исполнителей, прозрачными для надзора,

контроля, определения причин и виновников снижения уровня надёжности.

6. Должно быть учтено отсутствие собственной энергослужбы (аутсорсинг), наличие персонала с непрофильной подготовкой и недостаточной квалификацией, а также большого количества разнообразных филиалов.

7. Для упрощения внедрения системы и использования практического и теоретического опыта необходимо обеспечить универсальность основ системы для большинства типов конечных потребителей.

8. Система должна предусматривать технологические особенности конечных потребителей. Универсальность её не должна ограничивать возможность адаптации к реальным условиям и перспективным изменениям их за счёт разного состава ПН, объёма контролируемой информации и т. д.

9. Подсистема «советчик персонала энергослужбы», непрерывно указывает: что, когда и где делать, поддерживая внедрение глубокой автоматизации с целью снижения трудозатрат и времени выполнения профилактических и восстановительных работ.

10. Оценка уровня надёжности электроснабжения должна обеспечивать:

- возможность анализа надёжности любого количества и состава как существующих объектов с учётом их разнородности и индивидуальных особенностей, так и перспективных;
- достижение требуемого уровня охвата и глубины анализа надёжности в нужном разрезе – по виду и типу оборудования, стадии жизненного цикла.
- количественное и (или) качественное, в абсолютном и (или) в относительном выражении задание уровня надёжности как дифференцированно, так и в целом для группы электроприемников.

11. Система содержит банк мероприятий по управлению надёжностью, который реализует:

- типизацию и унификацию мероприятий, расчётов всех видов затрат на их внедрение, оценку их эффективности и отсеивание неэффективных

мероприятий;

- увеличение эффективности мероприятий за счёт их адаптации к конкретным условиям;
- упрощение процедуры внедрения мероприятий в подразделениях анализируемого субъекта за счёт использования «шаблонов» мероприятий.

Банк мероприятий интегрирует перспективные и имеющиеся в области надёжности: мероприятия модели и методы. В идеальном случае он един для всех энергослужб, что увеличит эффект от внедрения системы за счёт ускоренного накопления опыта реализации мероприятий и снижения затрат на их разработку.

3.4 Надёжность и безопасность систем энергетики в экстремальных ситуациях

Угроза, стихийных бедствий, природных и техногенных катастроф, терроризма, кибератак, разного рода конфликтов и других редких событий, превратились в системную закономерность конца XX начала XXI века [71, 232, 235]. Это обусловлено современным технологическим укладом, при котором создаются новые технические, экономические, социальные, политические и другие искусственные системы, которые из-за своей сложности более уязвимы по отношению к разного рода случайным и преднамеренным возмущениям и, соответственно, менее стойки, менее надёжны, менее безопасны. Проблема обеспечения безопасности человека и потенциально опасных объектов перешла в научную категорию в связи с выявлением серьёзности последствий редких событий, возникающих с вероятностью «почти ноль», так как расходы, связанные с их ликвидацией, постоянно растут. При этом погрешность статистических моделей оценки

малых вероятностей резко увеличивается, так как крайне невероятное событие – эквивалент отсутствия крайне вероятного события, означающее, что оно: 1) аномально, так как ничто в прошлом его не предвещало; 2) сопровождается катастрофическими последствиями; 3) воспринимается как предсказуемое после анализа, случившегося.

В связи с возможными катастрофическими последствиями отказов, сбоев и происшествий в работе существующих СЭС и развивающихся ИЭС ААС проблема оценки надёжности их функционирования как на стадии проектирования, так и в период эксплуатации – одна из приоритетных. Задача существенно усложняется ввиду отсутствия или ограниченности статистических данных по надёжности в реальных условиях эксплуатации и неопределённостям в оценках при возникновении редких проектных и «запроектных» ситуаций, связанных с отказами оборудования, ошибками персонала, различными внешними воздействиями, обусловленными неполнотой знаний о реальных условиях эксплуатации.

Развитие экстремальных ситуаций во многих случаях связано с возникновением аварийной комбинации, порядка следования и временных интервалов между критическими событиями. При этом СЭС теряют ресурсы, необходимые для реакции на отдельные неблагоприятные события, что позволяет развиваться их последствиям. Критическая (экстремальная) ситуация рассматривается как объективно существующая возможность негативного воздействия на СЭС, в результате которой может быть причинён технологический, экономический, экологический, социальный ущерб. Суть проблем надёжности и безопасности СЭС при данном подходе составляют: количественная оценка степени опасности (риска) и его приемлемых уровней. Основная сложность заключается в малом количестве, неопределённости относительной достоверности ретроспективной информации, что практически не позволяет получить эффективные, несмещённые и состоятельные статистические оценки ПН, безопасности, живучести.

Очевидно, что в пределах нормальных (стабильных, устойчивых) значений обобщённого анализируемого показателя Π имеем:

$$\Pi_{min} + \Delta_1 \leq \Pi \leq \Pi_{max} - \Delta_2 \quad (3.8)$$

При большом количестве однородных данных (аналогий) статистика даёт приемлемые результаты, обеспечивающие достоверность прогнозов и стабильность значений возможных последствий (ущерба). В диапазонах близких к экстремальным надёжность и достоверность прогнозов резко уменьшается:

$$\Pi_{min} \leq \Pi \leq \Pi_{min} + \Delta_1 \quad \text{и} \quad \Pi_{max} - \Delta_2 \leq \Pi \leq \Pi_{max} \quad (3.9)$$

Один из способов повышения надёжности прогнозов – уменьшение интервалов:

$$\Pi_{min} + \Delta_1 \quad \text{и} \quad \Pi_{max} - \Delta_2, \quad (3.10)$$

но дополнительную информацию при этом получить ещё более сложно, а надёжность прогнозов вряд ли существенно повысится [159].

Экстремальные (катастрофические) события связаны с редкими выбросами случайного процесса, по которым не существует достоверной статистики. Время наступления импульса и его амплитуда являются случайными и неопределёнными величинами. Поэтому статистическая оценка параметров, связанных с экстремальными событиями неизбежно связана с более или менее обоснованной экстраполяцией на основе «осторожных» экспертных оценок.

Традиционные показатели возможности редкого (непредсказуемого) события являются неопределёнными. Значения ряда динамических величин, определяющих их, лежат на «хвостах» распределений, попадая в маловероятную (критическую) область, которая в общем случае является «размытой». Поэтому необходим переход к методам Fuzzy Sets [143, 151], ограничиваясь осторожной оценкой этой области, заведомо расширяя её за счёт неопределённости, связанной с более или менее обоснованной экстраполяцией на основе экспертных оценок.

Причина запроектных и гипотетических аварий – цепочка событий или сценарий с попаданием системы в опасное состояние, вероятность возникновения которого не имеет никакого значения, если ущерб значим и недопустим для пользователей систем [10, 220]. Более того, в случае редких событий некорректно вводить понятие «среднее время до катастрофы». Основная задача – поиск «окон уязвимости», решение которой осуществляется методами многокритериальной оценки обобщённых показателей типа «эффективность», «надёжность», «безопасность», «уязвимость», «стойкость», «приемлемость», «экономичность», «эргономичность», «конкурентоспособность» и т. п. [159].

Опасность характеризуется не только вероятностью наступления кризисной ситуации, но и тяжестью её последствий. В ранее опубликованных работах [10], показано, что численное значение риска R при нарушении нормальной работы оборудования СЭС может быть оценено как

$$R = pY, \quad (3.11)$$

где p – вероятность реализации опасного события (авария, отказ, инцидент); Y – математическое ожидание ущерба, причинённого в результате этого события.

Количественная мера риска согласуется с интуитивным представлением о нём и делит процедуру его оценки на два этапа: 1) определение вероятностей неблагоприятных исходов; 2) определение ущербов, сопровождающих эти исходы.

В решении проблемы техногенной безопасности существуют две концепции [31]: детерминистическая («абсолютной» безопасности) и вероятностная (приемлемого риска). Первая основана на нормативном подходе и логическом анализе особенностей технологических процессов и источников возможных аварий, выработке системы обязательных мер (ПА, инструкции, обучение персонала). Основной недостаток – отсутствие количественной оценки безопасности и чувствительности к особенностям

конкретного объекта, так как истинная эффективность обязательных мер обеспечения безопасности остаётся неопределённой.

Вторая концепция основана на статистическом анализе степени опасности (риска), результатах имитационного моделирования для выявления возможных путей перехода аварийных ситуаций в аварии, установлении приемлемых уровней риска. Для этого необходима информация о вероятностях возникновения исходных событий и готовности средств защиты. Вместе с тем, обе концепции содержат по крайней мере два вида неопределённостей [28]: 1) неопределённость в оценке достаточности принятых мер безопасности; 2) неопределённость, связанная с неперечислимостью исходных событий аварий на объектах СЭС.

Эти неопределённости отражены в рекомендациях по оценке критических рисков. В [178] отмечается, что уход ключевых показателей безопасности за критический уровень считается катастрофическим, а в [239] – уровень риска опасных ситуаций, устраивающий на данный момент потребителя с точки зрения допустимого ущерба и затрат, является приемлемым или допустимым. Выявление и предупреждение его позволяет снизить ущерб до 10 % от ожидаемого.

Известно, что в СЭС иногда возникают экстремальные ситуации с быстрым, почти мгновенным развитием событий. Но статистические оценки ПН дают приемлемые результаты только тогда, когда оцениваемое событие характеризуется массовостью и однородностью, чего в ряде рассматриваемых задач не наблюдается. Вот несколько примеров, когда объективная оценка вероятностей случайных событий практически невозможна из-за высокой надёжности уникальных энергетических объектов и ограниченной ретроспективной информации.

1. Москва, май 2005 г. Авария на подстанции «Чагино-500 кВ». Последствия: пострадали 4 млн жителей, ущерб превысил 3 млрд руб.

2. Август 2009 г. Саяно-Шушинская ГЭС. Последствия: погибли 75 человек, ущерб превысил 40 млрд. руб.

3. Снежный циклон 20.11.2020 г. привёл к аварии, в результате которой отключёнными оказались более 180 тысяч человек в нескольких районах Приморского Края и Владивостоке. Выведено из строя более 150 ЛЭП разных классов напряжения, повалено более 600 опор.

Предполагалось, что вероятность аварии на АЭС при нормальном законе распределения $p = 1 \cdot 10^{-7}$ год⁻¹, т. е. одна авария за 10 миллионов лет. Однако, как показало время, оценки должны быть другие. Рассмотрим примеры элементарной оценки вероятности редких событий.

1. Предположим, что расчётный максимум мощности узла нагрузки ЭЭС составляет $P_m=500$ МВт. Его превышение на $\Delta P=1$ МВт (0,2 %) возможно с вероятностью $p=0,01$. При этом все питающиеся от этого узла потребители отключаются от перегрузки вводов. Очевидно, в ряде случаев такой вероятностью подобного режима можно пренебречь. Однако при решении вопросов надёжности СЭС взрыво- или пожароопасного производств, систем жизнеобеспечения, максимальной пропускной способности ЛЭП, вероятность $p=0,01$, достаточно велика и должна учитываться при проектировании структуры СЭС.

2. Кроме обычно рассматриваемой числовой характеристики случайной величины (СВ) X – математического ожидания $M(X)$ – часто возникает необходимость использования начальных моментов её распределения. Начальный момент s -го порядка СВ X определяется математическим ожиданием s -й степени этой СВ как

$$a_s(X) = \sum_{i=1}^n p_i x_i^s. \quad (3.12)$$

Проанализируем последствия внезапного нарушения электроснабжения разной длительности для условного АПК, приводящие к его простоям $t_{пр}$ со следующим распределением вероятностей:

$t_{пр}$	0,1	0,5	1,0	8,0
p_i	0,5	0,3	0,15	0,05

Математическое ожидание СВ $t_{\text{пр}}$: $M(t_{\text{пр}}) = \sum_{i=1}^4 t_{\text{пр}i} p_i = 0,75$.
 Математическое ожидание квадрата СВ $t_{\text{пр}}^2$: $M(t_{\text{пр}}^2) = \sum_{i=1}^4 t_{\text{пр}i}^2 p_i = 3,43$.
 Таким образом переход от $M(t_{\text{пр}})$ к $M(t_{\text{пр}}^2)$ позволяет с меньшей степенью риска учесть влияние возможного значения $t_{\text{пр}}$, которое велико и имеет малую вероятность.

3. Рассмотрим случай, когда на анализируемом объекте электроэнергетики за предполагаемое время его эксплуатации $t_{\text{эк}} = 50$ лет не должно произойти ни одного экстремального события. Тогда в соответствии с [10, 75, 76, 223] и законом распределения Пуассона можно определить нижнюю доверительную границу времени безотказной работы $t_{\text{н}}$ для доверительной вероятности α . Если принять $\alpha = 0,95$, что характерно для большинства технических решений, то нижняя граница времени безотказной работы составит $t_{\text{н}} = 16,6$ лет. В более жёстких условиях, при $\alpha = 0,99$ получим $t_{\text{н}} = 10,8$ года.

4. Каждый из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции отказывает независимо в соответствии с экспоненциальным законом распределения и параметром λ . Вероятность отказа за время t составит

$$q(t) = (1 - e^{-\lambda t})^2. \quad (3.13)$$

Предположим [52, 75], что с интенсивностью λ_0 возникают независимые отказы элементов, а с интенсивностью λ_1 – критические, когда каждый элемент может отказать с вероятностью $\alpha = 1 - \beta$. При $\lambda_0 + \lambda_1 \alpha = \lambda$ свойство экспоненциальности сохраняется, но при $\alpha > 0$ надёжность системы существенно изменяется. Если $p_i(t)$, $i = 0, 1$ – вероятность наличия i отказавших элементов в момент t , то в [75, 76] приводится система двух дифференциальных уравнений Колмогорова, решение которых при начальных условиях $p_0(0) = 1$; $p_1(0) = 0$ имеет вид

$$\begin{aligned} p_0(t) &= e^{-[2\lambda_0 + (1-\beta^2)\lambda_1]t}; \\ p_1(t) &= 2e^{-(\lambda_0 + \alpha\lambda_1)t} [1 - e^{-(\lambda_0 + \alpha\beta\lambda_1)t}], \end{aligned} \quad (3.14)$$

откуда вероятность отказа системы (подстанции) определяется как:

$$q(t) = 1 - p_0(t) - p_1(t). \quad (3.15)$$

В предельном случае, при $\lambda_0 = 0$, $\alpha = 1$, имеем: $p_0(t) = e^{-\lambda t}$; $p_1(t) = 0$, то есть, $q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$.

Если отказы независимы, и $\lambda t = 0,01$, то $q(t) \approx 10^{-4}$. В действительности, по (3.6) с учётом (3.5) получим $q(t) \approx 10^{-2}$.

В идеале суммарное действие множества не поддающихся учёту факторов (внезапные отказы, приводящие к каскадному развитию аварий; выбросы вредных веществ, взрывы, пожары; количество дождей, их интенсивность; тепло- и влагообмен атмосферы с поверхностью и т. п.), согласно центральной предельной теореме теории вероятностей соответствует нормальному распределению (Гаусса). Так, распределение максимумов электрической нагрузки стабильно работающих потребителей близко к нормальному, но их численные значения, как правило, не укладываются в диапазон $\pm 3\sigma$ (вероятность $p = 0,0028$). При этом за границу, например, 5σ их значения выходят с вероятностью $p \approx 0,000001$.

Именно с этой ситуацией сталкиваются и при оценке вероятностей катастрофических событий в СЭС. Но если использовать для обработки временных рядов нормальное распределение, то очевидно, что катастрофические ситуации всегда неожиданны. В [20] на примере ОАО «МРСК Северо-Запада» показано, что фактическое распределение недоотпуска электроэнергии и экономического ущерба при отключении любого узла нагрузки противоречит нормальному закону и является резко асимметричным. Среднее арифметическое и медиана отличаются более чем в 20 раз, а величина стандартного отклонения существенно превышает пороговые значения, что подтверждает выводы о неоднородности данных и необходимости детального анализа особенностей потребителя.

События «исключительной силы» последних лет показали, что расчёт необходимо вести на основании иных вероятностных закономерностей. В [178, 180] рекомендуется использовать экспоненциальный или степенной

закон распределения, которые относят к классу распределений с «тяжёлыми (длинными) хвостами», так как статистика большинства крупных природных и техногенных аварий, катастроф, бедствий имеют степенной закон распределения. Это вызвано тем, что ЭЭС (СЭС), склонные к крупным авариям, катастрофам, кризисам являются достаточно сложными, содержат множество взаимосвязанных и взаимозависимых элементов, подверженных воздействию многих случайных факторов с широким спектром значений параметров. Их описание не сводится к сумме независимых слагаемых и нормальному закону распределения, так как последствия таких событий невозможно разложить на набор независимых подпроцессов. Даже малые нелинейности существенно изменяют именно «хвосты» распределений и, следовательно, оценки вероятностей возможных катастроф.

Так как маловероятные аварии и катастрофы на ограниченном интервале времени возможны, пренебрежение значениями случайных величин, попадающих в «хвост» нормального и экспоненциального распределений, недопустимо. На рисунке 3.2 показаны распределения плотностей вероятностей нормального, экспоненциального и степенного законов распределения, откуда видно, что «хвост» степенного распределения существенно «тяжелее», изменяясь очень медленно.

Степенной закон распределения плотности вероятностей имеет вид:

$$P(x) \sim x^{-(1+\alpha)}, \quad \alpha \sim 1. \quad (3.17)$$

Для рассматриваемых задач $\alpha < 1$. Чем меньше α , тем опаснее процесс. В терминах оценки безопасности и риска «хвост» распределения соответствует гипотетическим авариям и катастрофам, возможность которых практически равна нулю. Но так как при отсутствии статистики зона «хвоста» не определена, а достоверность аналитических расчётов вызывает недоверие, принято, что фактическое значение функций плотности распределения в этой области неизвестно.

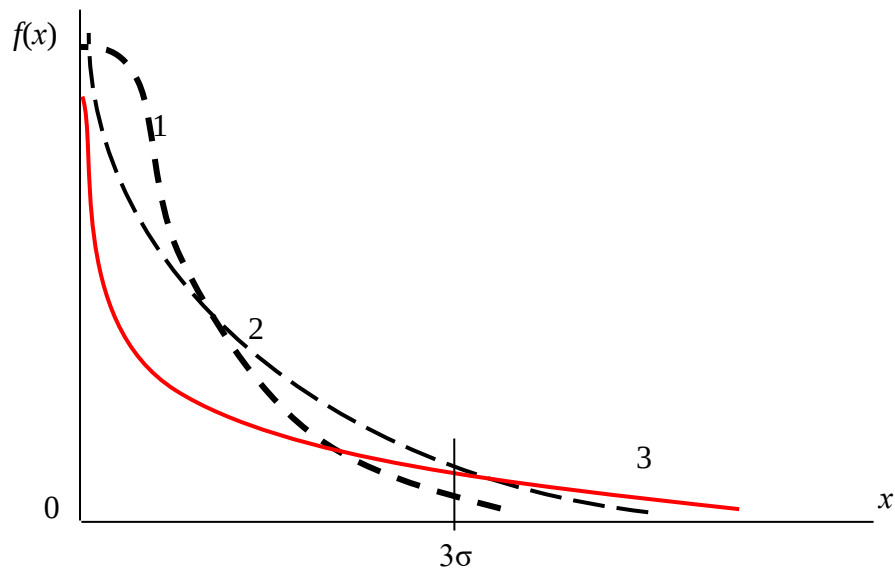


Рисунок 3.2 – Сравнительные плотности законов распределения:
1 – нормального; 2 – экспоненциального; 3 – степенного

Статистика степенных распределений отличается тем, что редкие события, приходящиеся на их «хвост», происходят не настолько редко, чтобы их можно было не учитывать. Для степенного распределения вероятность катастрофических последствий может на порядок и больше превышать вероятности, вычисленные на основании экспоненциального или нормального распределения.

Сравнение проведенных на основании [52] расчётов вероятностей катастрофических событий, связанных с экстремальными событиями в соответствии со степенным и гамма-распределением вероятностей, представлено таблицей 3.3.

Таблица 3.3 – Расчётные вероятности аномальных событий

Объект	1	2	3	4	5
Гамма-распределение	0,00005	0,00036	0,001	0,025	0,000036
Степенное	0,015	0,0039	0,059	0,009	0,012
Объект	6	7	8	9	10
Гамма-распределение	0,00011	0,0015	0,0055	0,0019	0,01
Степенное	0,098	0,006	0,026	0,0114	0,029

Очевидно, что плотности экспоненциального и гамма-распределения в анализируемой области малых вероятностей практически совпадают, но гамма-распределение обладает большей «гибкостью» и поэтому предпочтительнее. Плотности степенного и гамма-распределения хорошо совпадают в средней части и сильно различаются в области аномальных событий. Именно этим объясняется разница в их ожидаемой повторяемости. Другими словами, произошедшие катастрофические события не являются почти невероятными, а имеют достаточно большую вероятность повториться даже при жизни нынешнего поколения. Поэтому подобные распределения необходимо учитывать при оценке надёжности и безопасности жизненно важных объектов и систем.

3.5 Оценка эффективности внедрения современных систем релейной защиты и автоматики

К настоящему времени в электрических сетях всех классов напряжения наблюдается переход от электромеханических к микропроцессорным устройствам. Это определяет подход к построению централизованных защит с широким использованием каналов связи между терминалами объединением их в информационную сеть. При этом ожидается снижение затрат на оборудование и повышение надёжности, быстродействия, чувствительности и селективности. Защиты, одновременно обладающих этими качествами, основаны на дифференциальном принципе действия, что при современных каналах связи позволяет создать централизованные дифференциальные защиты (ЦДЗ) [44, 80, 81], которые должны

- с максимальной эффективностью использовать коммуникации ИЭС ААС;

- содержать специальные алгоритмы контроля исправности сетей связи;
- иметь возможность применения для защиты электроустановок с интеллектуальным управлением режимами устройства на основе силовой электроники;
- обладать более высокими показателями надёжности по сравнению с существующими системами и устройствами РЗ.
- отличаться высоким быстродействием и селективностью по сравнению с традиционными устройствами РЗ.

В качестве одного из недостатков отметим, что информация, получаемая от большого числа элементов электрической сети, может не обладать достаточной достоверностью, что снижает надёжность и эффективность функционирования ЦДЗ. Причём, чем большая часть электрической сети охватывает ЦДЗ, тем больший ущерб может быть нанесён при нарушении её функционирования. Поэтому конечной целью разработки, создания и эксплуатации современной РЗ и ПА является повышение безопасности, надёжности и эффективности функционирования СЭС потребителей, что приводит к снижению ущерба. Выбор объема РЗА и расчёта соответствующих уставок производится, как правило, без какого-либо экономического обоснования, в соответствии с усредненными типовыми решениями, опытом и предпочтениями проектировщика и заказчика. Такой подход упрощает проектирование и эксплуатацию устройств РЗ, но имеет и отрицательные моменты. В результате экономическая оценка эффективности той или иной защиты сводится к простейшему случаю, когда стоимость РЗА принимается 5–20 % стоимости сети. Проблема обеспечения требуемой эффективности средств РЗ определяется их назначением и сложностью. При этом рекомендуется:

- применение высоконадёжных комплектующих изделий;
- применение схем, выходные параметры которых мало чувствительны к изменениям характеристик их элементов;

- применение специальной защиты систем РЗ и её элементов от воздействия дестабилизирующих внешних факторов (кибербезопасность);
- резервирование элементов и блоков систем РЗ;
- проведение профилактических проверок технического состояния РЗ;
- анализ возникших неисправностей для выявления и доработки недостаточно надёжных комплектующих изделий, схем, узлов;
- прогнозирование отказов систем и отдельных элементов РЗ;
- поддержание квалификации обслуживающего персонала;
- разработка и применение новых алгоритмов и методик расчета уставок РЗ.

К эффективности функционирования РЗ (совокупности надёжности, экономичности, технического совершенства) предъявляются требования, обеспечиваемые мероприятиями, реализация которых вносит соответствующий вклад в обеспечение эффективности [133]. Анализ содержания задач по обеспечению эффективности РЗ показывает, что многие решаются на основе степени удовлетворения требований к уровню надёжности РЗ; целесообразности реализации мероприятий по её повышению; выбора наиболее эффективных мероприятий для конкретных РЗ [79].

При выборе критерия оценки мероприятий по обеспечению эффективности систем РЗ необходимо учитывать следующие положения:

- повышение надёжности и технического совершенства приводит к увеличению эффективности функционирования РЗ;
- повышение стойкости РЗ к кибератакам;
- реализация любого мероприятия требует материальных затрат.

Целесообразность реализации мероприятий в конкретной системе РЗ оценивается путём сравнения показателя стоимостного значения выигрыша в полезном эффекте использования РЗ от повышения её надёжности ΔC и затрат на реализацию мероприятия по её повышению C_3 (при условии, что затраты в «базовом» варианте равны нулю):

$$E_3 = \frac{\Delta C}{C_3}. \quad (3.18)$$

Критерий (3.7) представляет выигрыш в полезном эффекте использования РЗ при реализации рассматриваемого мероприятия, приходящийся на единицу затрат при его реализации. Мероприятие целесообразно, если значение выигрыша превышает затраты на его реализацию $E_3 > 1$.

Для оценки целесообразности мер по повышению надёжности РЗ используется и другой критерий – разность ΔC и C_3 . При этом

$$\Delta C = C - C_0, \quad (3.19)$$

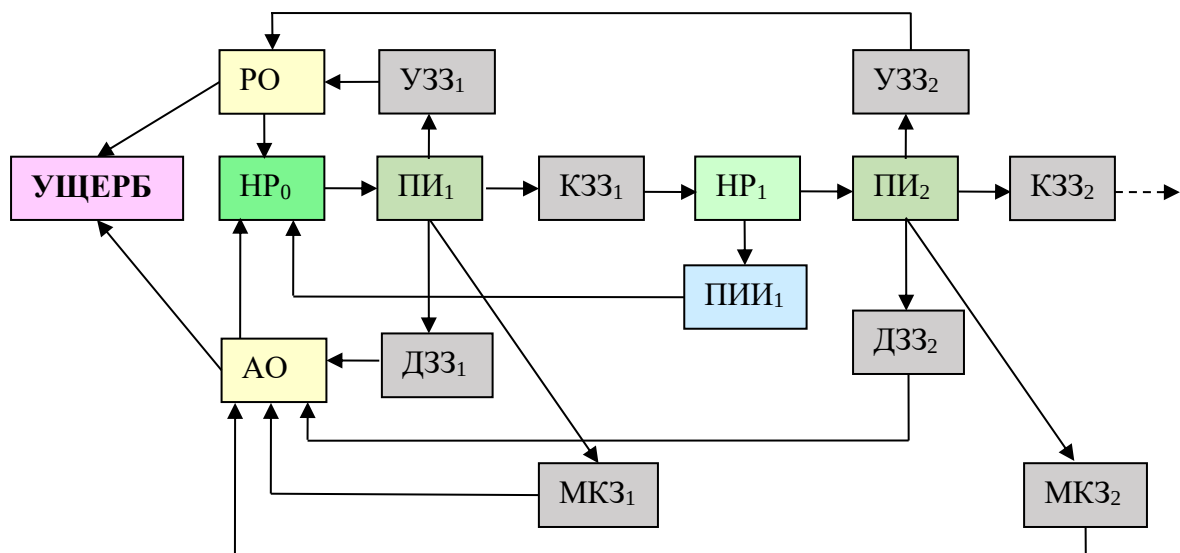
где C и C_0 – стоимостные значения полезного эффекта использования РЗ при условии, что рассматриваемое мероприятие реализовано C или нет C_0 .

Так, для повышения точности ОМП на линии электропередачи с многосторонним питанием за счет уточнения удельных параметров поврежденной ветви с привлечением необходимой информации, касающейся паспортных параметров участков линии электропередачи, а также токов и напряжений, зафиксированных при автоматических и неавтоматических повторных включениях разработан способ [167]. В [172] предлагается способ адаптации дистанционной защиты и определителя места повреждения линии электропередачи с использованием ее модели, который может быть реализован на микропроцессорной технике. В качестве реализующего устройства может быть выбрано устройство цифровой релейной защиты.

В [51, 117, 240] предлагаются методы обоснования решений по РЗ, основанные на минимизации затрат и ущерба, оценку которого предлагается производить по обобщённым удельным показателям, полученным до 1990 г. Однако в современных экономических условиях такой подход вызывает существенные возражения. С точки зрения надёжности основной функцией РЗ является снижение ущерба, U , при аварийных ситуациях в СЭС. Защита, обладающая высоким техническим совершенством, может существенно

повысить надёжность функционирования как ЭЭС, так и СЭС потребителей. Так как любая электрическая сеть не может быть абсолютно надёжной, есть вероятность возникновения ущерба от ненадёжности у потребителей U_{Π} и ущерба сетевой организации U_{CO} . Эти вероятности определяются ложными и излишними (при повреждениях вне зоны защиты) срабатываниями РЗ, отказами в срабатывании. Процент неправильных действий РЗ, выполненных на электромеханических (электромагнитных) элементах по данным [240] составляет 0,1–0,6 %; для реле на интегральных микросхемах – 0,3 %; для защит на базе микропроцессоров – 5 %. При этом очевидна необходимость разработки и использования автоматизированных поверочных комплексов.

Известно, что доля однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в современных электрических сетях доходит до 70 %. Доля кратковременных ОЗЗ в их общем числе составляет 70–90 %. Простейшая диаграмма состояний электрической сети при возникновении ОЗЗ представлена на рисунке 3.3, аналогичном [245].



– двойное замыкание на землю; МКЗ – междуфазное КЗ в месте повреждения; АО – автоматическое отключение повреждённого элемента; РО – ручное отключение повреждённого элемента при устойчивом повреждении; ПИИ – профилактические испытания изоляции.

Положительный эффект от фиксации кратковременных самоустраниющихся ОЗЗ определяется информацией о пробоях изоляции. В кабельных сетях устойчивым ОЗЗ предшествуют 2–3 кратковременных пробоя с интервалом 40–50 минут и более, а для высоковольтных электродвигателей напряжением 6 кВ – от нескольких часов до нескольких суток. Выбранному варианту РЗ будут соответствовать прогнозные ущербы потребителей $У_{\Pi}$ и сетевой организации $У_{CO}$, а также затраты потребителей $З_{\Pi}$ и сетевой организации $З_{CO}$, связанные с монтажом и обслуживанием РЗ.

Алгоритм оценки экономической эффективности РЗ содержит два шага.

1. Если при отказе элементов электрической сети нельзя пренебречь вероятностью катастрофических последствий $У \gg З$, то любое повышение уровня её надёжности можно считать оправданным.

2. Если вероятностью катастрофических последствий можно пренебречь (ущерб соизмерим с затратами), то для оценки эффективности выбранного варианта РЗ сравнивается $\Delta З$ с $\Delta У$, где $\Delta У$ – разность ущербов, а $\Delta З$ – разность затрат до и после реализации выбранного варианта РЗ. Если

$$\Delta З_{\Pi} < \Delta У_{\Pi}, \quad (3.20)$$

то выбор системы РЗ с точки зрения потребителей оправдан. Если

$$\Delta З_{CO} < \Delta У_{CO}, \quad (3.21)$$

то выбор оправдан с точки зрения сетевой организации.

Если реализация выбранного варианта РЗ производится силами потребителей или в сети потребителей, то $З_{CO} = 0$ и модернизация проводится по условию (3.9). Если реализация выбранного варианта РЗ производится силами сетевой организации, то $\Delta З_{\Pi} = 0$ и обоснование модернизации соответствует условию (3.10).

Условия (3.9), (3.10) используются с учётом дисконтирования, приводя прогнозные величины Z и U в соизмеримый вид по фактору времени к текущему моменту. Дисконтирование выполняется умножением будущих денежных потоков (платежей) на коэффициент дисконтирования K_d :

$$K_d = \frac{1}{(1 + i)^n}, \quad (3.22)$$

где i – процентная ставка, о. е.; n – номер периода (года).

Величина ΔU в (3.9) и (3.10) может вычисляться двумя способами: как разность абсолютных значений ущербов, U , при разных вариантах устройств РЗ; и исходя из относительного технического эффекта (PZ_1 лучше PZ_2 по параметру Π_1).

Как правило, расчет затрат Z производится на основании информации о стоимостях устройств РЗ, их монтажа и обслуживания. Основными проблемами здесь являются: определение технического эффекта устройств РЗ, особенно новых разработок и определение ущербов.

Оценка эффективности модернизации устройств РЗ. В [159] приведён пример оценки эффективности модернизации устройств РЗ от неустойчивых ОЗЗ в сети крупного АПК. Договорная мощность $P = 5$ МВт, кабельная сеть 10 кВ, $n = 20$ КЛ общей длиной $l = 8$ км. Технический эффект состоит в том, что примерно 50 % устойчивых повреждений в сети, сопровождающихся отключением фидеров, выявляется на ранней стадии развития. Новые устройства РЗ эффективны, если затраты на их внедрение и содержание меньше, разности ущербов от ненадёжности сети до и после модернизации (3.9). В соответствии с [107, 117] удельный ущерб от простоя агрегата – $y_0 = 11$ \$/кВт·ч в ценах 1998 г. (курс доллара: 6,29 руб/\$, коэффициент приведения к ценам 2024 г. – $k \approx 12,5$); среднее время восстановления технологического цикла $t_{cp} = 50$ ч/отказ. Поскольку среднее время восстановления технологического цикла больше, чем любые средние времена восстановления электроснабжения из-за устойчивых отказов, то расчет ущерба проводится по нему. При этом:

удельный ущерб от факта отказа $y_{0\text{откл}} = 1000$ руб/кВт/отказ; средняя частота устойчивых отказов для КЛ – $\omega = 7,5$ откл./год на 100 км длины; срок службы новых устройств РЗ – $T_{\text{сл}} = 25$ лет; средняя отключенная мощность –

$$P_{\text{ср}} = \frac{P}{n} = 0,25 \text{ МВт}; \quad (3.23)$$

среднее число отказов КЛ предприятия $\omega_{\text{ср}} = \omega l = \frac{7,5}{100} \cdot 8 = 0,6$ откл./год;

количество предотвращенных отказов (при внедрении новых устройств РЗ будет предотвращено около 50 %) $\omega_{\text{сред.пред}} = 0,3$ откл./год; среднегодовой предотвращённый ущерб составит

$$\Delta U_{\text{П.год}} = \Delta U_{\text{пр}} + \Delta U_{\text{откл}} = y_{0\text{ср}} P_{\text{ср}} t_{\text{ср}} \omega_{\text{ср.пред}} + y_{0\text{откл}} P_{\text{ср}} \omega_{\text{ср.пред}} \approx 3,3$$

млн.руб,

где $y_0 = 11 \cdot 6,29 \cdot 12,5 \approx 865$ руб/кВт·ч; суммарный предотвращенный ущерб за весь срок службы РЗ: $\Delta U_{\text{п}} = \Delta U_{\text{П.год}} T_{\text{сл}} = 3,3 \cdot 25 \approx 83$ млн. руб.

Дисконтированный предотвращенный ущерб при процентной ставке 0,1 и нулевой инфляции с учётом (3.11) составит

$$\Delta U_{\text{П.год}}^{\text{д}} = \frac{\Delta U_{\text{П.год}}}{(1 + 0,1)^{25}} = \frac{83}{1,1^{25}} \approx 7,7 \text{ млн. руб.}$$

Оценка эффективности замены устройств РЗ. Некорректная работа РЗ в большинстве случаев связана с их физическим и моральным износом. Однако провести комплексную замену устаревших защит не представляется возможным из-за отсутствия достаточного финансирования и высокой стоимости. Решение проблемы – введение очередности реконструкции, что в условиях частичной неопределённости исходной информации достаточно сложно. Применение теории игр [126] позволяет спланировать поэтапную реконструкцию РЗ при ограниченном бюджете с минимальными рисками. Обоснование выбранного решения производится на основе критериев Ходжа-Лемана, Вальда и Байеса.

Учитывая современные тенденции развития электроэнергетики, при реконструкции РЗ необходимо ориентироваться на применение

интеллектуальных микропроцессорных устройств с использованием стандарта МЭК 61850 [242]. При этом встает вопрос: какие из устройств РЗ необходимо заменить в первую очередь, максимально увеличив при этом надёжность системы РЗ.

При выборе очередности замены РЗ имеется осознанно действующий «игрок» – руководитель соответствующей службы (ЛПР) и «противник» – вероятность аварийной ситуации (КЗ в электрической сети). Ситуация моделируется «игрой с природой». Взаимосвязь между ЛПР и природой определяется матрицей A ,

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} \Pi_1 & \dots & \Pi_n \end{matrix} \\ \begin{matrix} A_1 \\ \dots \\ A_m \end{matrix} & \left\| \begin{matrix} a_{11} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{m1} & \dots & a_{mn} \end{matrix} \right\| \end{matrix} \quad (3.24)$$

строки которой – стратегии ЛПР A_i ; столбцы – состояния природы Π_j ; элементы a_{ij} – ожидаемые «выигрыши».

В качестве контролируемого показателя надёжности (выигрыша) рассматривается вероятность ВБР устройств РЗ в режиме повреждений [81].

Рассмотрим выбор решения при реконструкции РЗ подстанции в условиях ограниченного бюджета [79]. Предлагается два варианта реконструкции:

- 1) замена комплекта дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ);
- 2) установка дифференциальной защиты шин (ДЗШ) 10 кВ.

Оценка ВБР системы РЗ производится на основе информации об интенсивности отказов λ существующих (ДЗТ) и устанавливаемых защит (ДЗШ).

В зависимости от наличия информации о вероятности КЗ различают две задачи:

- 1) вероятность КЗ неизвестна – принятие решений в условиях неопределенности;
- 2) вероятность КЗ известна – принятие решений в условиях риска.

При выборе оптимальной стратегии применяются различные критерии, выбор которых должен учитывать, что сумма всех вероятностей состояний природы равна единице; вероятность КЗ мала; ЛПР ориентирован на наихудший результат; при отсутствии КЗ в течение расчётного периода независимо от выбранной стратегии выигрыш будет максимальным. В условиях неопределенности целесообразно применение критерия Вальда, согласно которому для каждой стратегии выбирается самая худшая ситуация, и среди них отбирается гарантированный максимальный эффект, минимизируя риск. Результат выбора наиболее эффективной стратегии в соответствии с критерием Вальда представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор наиболее эффективной стратегии по критерию Вальда

Вариант реконструкции	ВБР системы РЗ			Минимум по строке	Максимум
	КЗ на шинах 10 кВ	КЗ в трансформаторе	Отсутствие повреждения		
Замена ДЗТ	0,9822	0,9999	1	0,9822	
Установка ДЗШ	0,9997	0,9995	1	0,9995	0,9995

ЛПР не может получить худший результат, чем тот, на который он ориентируется. Согласно проведенным по критерию Вальда расчётам оптимальным решением является установка ДЗШ.

Если вероятность КЗ известна, основными критериями принятия решений в условиях риска являются:

- критерий Байеса – выбор максимального из ожидаемых элементов матрицы;
- критерий Лапласа – при равных вероятностях состояния «природы»;
- критерий Ходжа-Лемана, опирающийся на критерии Вальда и Байеса.

Принимая во внимание все характерные особенности функционирования РЗ, считается целесообразным применять критерий Байеса [44]. Результаты расчета наиболее эффективной стратегии при различных вариантах реконструкции РЗ с применением критерия Байеса приведены в таблице 3.5.

Согласно произведенным в соответствии с критерием Байеса расчётам, наиболее оптимальным решением является установка ДЗШ.

Таблица 3.5 – Выбор наиболее эффективной стратегии по критерию Байеса

Вариант реконструкции	Произведения ВБР системы РЗ на вероятности наступления состояний природы			Сумма по строке	Максимум
	КЗ на шинах 10 кВ	КЗ в трансформаторе	Отсутствие повреждения		
Замена ДЗТ	0,0491	0,02999	0,92	0,99909	
Установка ДЗШ	0,0499	0,02998	0,92	0,99988	0,99988

Информация о вероятности КЗ недостаточно достоверна, так как возможно получена для установок с другими характеристиками, на основании устаревших или грубо усреднённых данных. В соответствии с критерием Ходжа-Лемана (*HL*) вводится некоторая мера достоверности γ , изменяющаяся на интервале $[0, 1]$. При $\gamma = 1$ критерий Ходжа-Лемана переходит в критерий Байеса, при $\gamma = 0$ – в критерий Вальда. Выбор наиболее эффективной стратегии в условиях недостаточно достоверных данных по критерию Ходжа-Лемана соответствует его максимальному значению. Расчёт, проведённый по методике [34] при $\gamma = 0,5$ показал, что при замене ДЗТ – $HL = 0,9906$, а при установке ДЗШ – $HL = 0,9996$. Следовательно, оптимальным решением в рассматриваемых условиях является установка ДЗШ, что является наиболее приемлемой стратегией вне зависимости от информации о вероятности КЗ и её достоверности.

Оценка эффективности АЧР. Известно, что основным средством ликвидации тяжелых аварийных возмущений в ЭЭС, связанных с дефицитом активной мощности и сопровождающихся глубоким снижением частоты, является автоматическая частотная разгрузка (АЧР), основное назначение которой – сохранить в работе электрические станции, обеспечив безопасность ЭЭС в целом и надежное питание наиболее ответственных потребителей. Поскольку действие АЧР отражается на потребителе, основным требованием,

предъявляемым со стороны потребителя, является минимизация ущерба от возможных отключений. Однако существующие официальные документы практически не содержат методических рекомендаций по выбору для отключения участков схемы электроснабжения потребителя и получающих питание от них объектов производственных систем.

В этой связи должны быть разработаны мероприятия по оптимизации размещения АЧР на присоединениях потребителя, которые сводятся к нахождению состава отключаемых электроприёмников при различной глубине и длительности снижения нагрузки, чем обеспечивается минимум ущерба. Для решения поставленной задачи использованы модели, воспроизводящие реакцию производственного процесса на предполагаемое изменение нагрузки, реализуемое отключением выбранного состава участков производственной системы. Однако общее число способов снижения нагрузки при различной глубине и длительности дефицита, достаточно велико. Поэтому на предварительном этапе целесообразно отобрать конкурентоспособные варианты, рассмотрение которых обеспечит нахождение оптимального или близкого к нему варианта. При этом необходимо руководствоваться следующими критериями [159].

1. Поскольку мощность потребителей, подключаемых к устройствам АЧР, должна превосходить значение возможного дефицита, возникающего в ЭЭС, отклонение фактически отключаемой нагрузки ΔN от задаваемой при введении графика АЧР – $\Delta N_{зд}$ должно быть минимальным

$$|\Delta N_i - N_{зд}| \leq \delta_i \rightarrow \min. \quad (3.25)$$

где: ΔN_i – фактическое снижение нагрузки потребителя в i -м варианте; δ_i – допустимая положительная величина рассогласования; i – множество возможных вариантов снижения нагрузки потребителем, различающихся составом погашаемых электроприемников на объектах производства.

2. Максимально возможное сохранение планового или договорного выпуска продукции потребителем, оцениваемое вероятностью

$$p_i(\Delta B_i > 0 | t_{\text{огр}} \leq T_n) \leq \varepsilon; \quad \Delta B_i = \frac{B_i}{T} t_{\text{огр}}, \quad (3.26)$$

где ΔB_i – ожидаемый объём недовыпуска продукции в i -м варианте снижения нагрузки; B_i – плановый (договорной) объём выпуска продукции за расчётный период T ; $t_{\text{огр}}$ – длительность снижения нагрузки при дефиците мощности и действии АЧР; T_n – максимально возможная длительность снижения нагрузки, регламентируемая условиями технологического процесса потребителя; ε – численное значение допустимой вероятности недовыпуска продукции.

3. Средний ущерб потребителя, Y , при реализации графика АЧР должен быть минимальным $Y \rightarrow \min(Y_i)$, где Y_i – средний ущерб при i -м варианте снижения нагрузки.

Принятие решений по управлению электропотреблением при дефицитах мощности в ЭЭС сводится к решению следующих задач.

1. Определение минимального набора узлов нагрузки, сохранение питания которых обеспечивает работу производства хотя бы с пониженной производительностью или с изменением номенклатуры выпуска продукции на период введения регулировочных мероприятий. Постановка задачи вызвана стремлением сократить общее число потребителей, включаемых в графики разгрузки. Поэтому даже при относительно небольших дефицитах мощности глубина снижения нагрузки по отдельным объектам может быть значительной, что приведёт к срыву производственного процесса и возрастанию экономических потерь.

2. Определение экономической эффективности мероприятий по управлению электропотреблением. Здесь требуется найти не только набор погашаемых узлов, обеспечивающих минимум ущерба при разной глубине ограничения, но и предельно возможное отклонение от него, то есть, максимальный ущерб при самой неблагоприятной стратегии подбора отключаемых узлов нагрузки.

3. Исследование изменения ущерба потребителя при разных длительностях введения режимов ограниченного электропотребления.

Постановка этой задачи вызвана тем обстоятельством, что внутренние резервы на предприятии ограничены и их исчерпание также может привести к резкому возрастанию ущерба.

Подход к решению поставленных задач определяется алгоритмом, состоящим из трех этапов: 1) ранжирование узлов нагрузки по величине отключаемой мощности и ущербу от их погашений; 2) составление оптимального набора узлов нагрузки, погашаемых при действии АЧР; 3) построение зависимости минимального ущерба от величины отключаемой мощности.

Этот алгоритм может рассматриваться как универсальный, однако, с обязательным учётом специфики конкретных производств. При анализе конкретной схемы электроснабжения следует учитывать, что питающие ЛЭП различных потребителей могут быть заведены под один выключатель. Из рассмотрения исключаются и присоединения, подключенные к источникам питания через разъединители.

Ранжирование узлов нагрузки производится путем вычисления относительного ущерба на 1 кВт отключаемой мощности при разных длительностях нарушения нормального режима электроснабжения и выполняется на основании данных о среднегодовой электрической нагрузке отдельных участков производства с использованием результатов расчёта абсолютного ущерба по ним

$$y^*(t) = \frac{Y_{\text{откл}}(t_{\text{огр}})}{N}, \quad (3.27)$$

где $Y^*(t)$, $Y_{\text{откл}}(t_{\text{огр}})$ – относительный и абсолютный ущербы от нарушений электроснабжения отключаемых устройством АЧР участков технологической схемы производства; N – среднегодовая нагрузка, кВт; $t_{\text{огр}}$ – расчётная (заданная) длительность изменения нормального режима электроснабжения.

Особенность формирования графика АЧР на предприятиях АПК заключается в том, что средний относительный расход энергоресурсов, обесцененных при отключениях потребителя и затраченных на

восстановление технологического процесса не должен превышать допустимой величины

$$\Delta \mathcal{E}_{i\text{общ}}^* = \frac{\Delta \mathcal{E}_{i\text{общ}}|_{t_{\text{огр}} = T_{\text{н}}}}{\Delta N_i T_{\text{н}}} \leq \Delta \mathcal{E}_{i\text{доп}}^*, \quad (3.28)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{i\text{общ}}^*$, $\Delta \mathcal{E}_{i\text{общ}}$ – среднее значение обесцененных энергоресурсов; $\Delta \mathcal{E}_{i\text{доп}}^*$ – допустимое превышение расхода энергоресурсов по отношению к «сэкономленным» при введении графика АЧР.

Таким образом, при составлении оптимального набора узлов нагрузки, погашаемых при введении АЧР, в первую очередь отключаются вспомогательные объекты, не имеющие связи с основным технологическим процессом, а также участки производства, отключение которых не приводит к ущербу и (или) дополнительному перерасходу энергоресурсов. Далее размещаются объекты основной технологии в порядке увеличения относительного ущерба. Объекты, обеспечивающие работу или безаварийный останов технологических потоков включаются в графики АЧР при условии, что отключение все связанные с ними производства.

Общий вид «идеальной» зависимости $Y = f(N)$ приведён на рисунке 3.4.

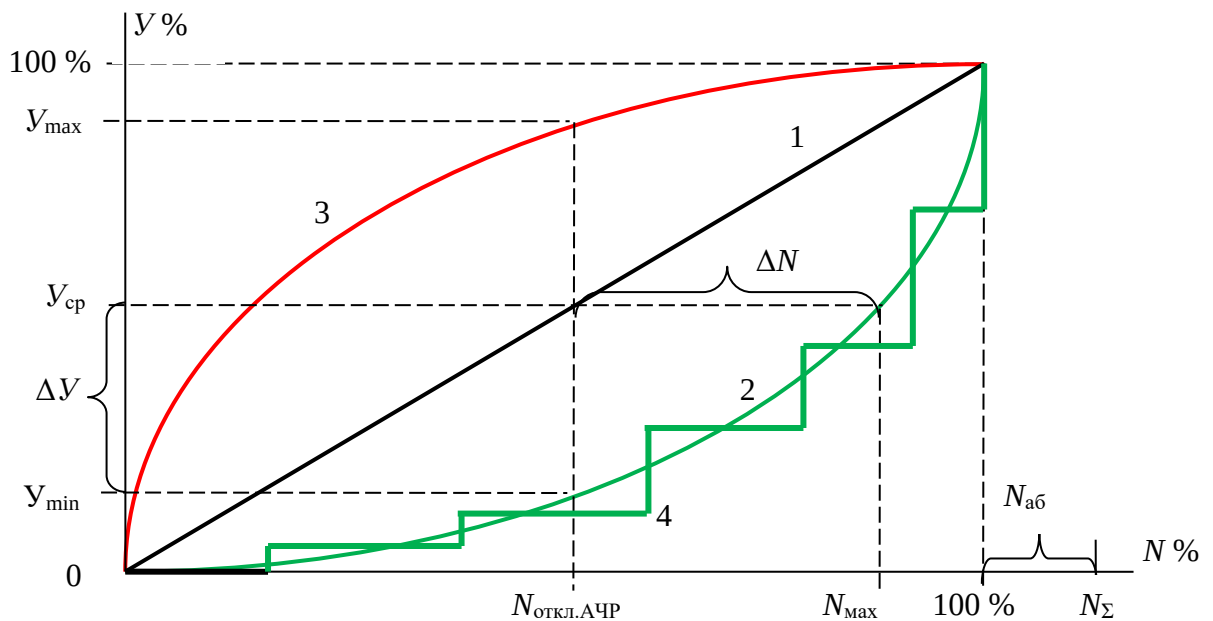


Рисунок 3.4 – Идеальная зависимость ущерба от глубины ограничения нагрузки

Здесь: 1 – $Y = f(N)$ по линейной зависимости; 2 – $Y_{\min} = f(N)$ при идеальном выборе отключаемых потребителей; 3 – $Y_{\max} = f(N)$ наиболее неблагоприятная стратегия подбора отключаемой нагрузки; 4 – $Y_{\min} = f(N)$ при целенаправленном выборе отключаемых потребителей с учётом дискретности отключаемой мощности; N_{Σ} – суммарная заявленная мощность; $N_{\text{откл АЧР}}$ – мощность, заведённая под АЧР; $N_{\text{аб}}$ – неотключаемая мощность аварийной брони; $Y_{\max}$, $Y_{\text{ср}}$, $Y_{\min}$ – возможные максимальный, средний и минимальный ущербы при отключении мощности $N_{\text{откл АЧР}}$; ΔY – средний выигрыш от использования оптимальной стратегии выбора отключаемых присоединений; ΔN – средняя величина увеличения заданий по ограничению при условии средних экономических потерь.

Расчёты, выполненные для ряда крупных предприятий АПК, показали, что величины ΔY и ΔN могут составлять до 50 % среднего ущерба и $N_{\text{откл АЧР}}$.

3.6 Проблема кибербезопасности

Отнесение СЭС и объектов АПК к классу критически важных [152] должно обеспечивать их максимально эффективную работу в условиях чрезвычайных ситуаций и системных кризисов. Исследования в области информационной безопасности (ИБ) свидетельствуют о растущем внимании энергокомпаний в России и мира к проблеме защиты информации [274]. Это обусловлено увеличением числа инцидентов, связанных с потерей и разглашением информации или утратой контроля над ней. Поэтому проработка фундаментальных основ ИБ и проведение прикладных исследований представляются актуальными.

Основными задачами систем защиты, контроля и управления информацией (Security Information and Event Management, SIEM), а также событиями, обеспечивающими безопасность функционирования СЭС и

конечных потребителей являются сбор, обработка и анализ событий безопасности, обнаружение в режиме реального времени атак и нарушений политик безопасности, оценка защищенности ресурсов, выработка и принятие решений по защите информации. Поскольку последствия атак часто не могут быть вычислены в реальном времени, предлагается использовать построенные заранее графы атак, позволяющих учитывать взаимосвязи отдельных узлов СЭС, оценивать параметры их защищенности, анализировать риски, прогнозировать возможные действия злоумышленников, анализировать последствия их прошлых действий, увеличивая точность возможных атакующих действий, осуществленных нарушителем [236].

Граф атак представляет все возможные последовательности действий нарушителя для достижения угроз (целей). Это риск-ориентированная модель системы защиты информации (СЗИ) в виде графа $G = (V, E)$, где вершины v_i – угрозы объектам со стороны злоумышленников, а дуги e_{ij} – их связи. Каждая дуга e_{ij} обозначает связь угрозы v_i с угрозой v_j , вероятная реализация которой является прямым следствием реализации угрозы v_i . Угрозы оцениваются следующими параметрами:

- O_i – множество объектов, на которые направлена угроза v_i ;
- ω_i – частота возникновения угрозы v_i ;
- $p(i)$ – вероятность реализации угрозы v_i (например, вследствие успешной реализации некоторой уязвимости);
- $d(i)$ – коэффициент разрушения, выражающий ущерб от воздействия угрозы v_i на объект атаки;
- c_i – стоимость средств и мер защиты от реализации угрозы v_i .

Для такой модели ставится задача: может ли информация из вершины v_i передана в вершину v_j , то есть определить, существует ли путь, идущий от вершины v_i к вершине v_j . Если он существует, то вершина v_j достижима из вершины v_i . Наибольший интерес представляет достижимость вершины v_j из

v_i на таких путях, длина которых не превосходит заданной или включает минимальное число вершин графа.

Достижимость вершины в графе рисунка 3.5 описывается матрицей достижимости $R = \|r_{ij}\|$, $i, j = 1, 2, 3, \dots, n$, где n – число вершин графа, а её элементы: $r_{ij} = 1$, если вершина v_j достижима из v_i ; $r_{ij} = 0$, в противном случае.

Матрица достижимости строится по матрице смежности S , формируя множество маршрутов из вершин, с которой связана вершина v_i . В каждой строке v_i этой матрицы ставится 1 против того узла v_{ij} , с которым узел v_i связан непосредственно или через другие узлы.

Контрдостижимым множеством $Q\{v_i\}$ является множество таких вершин графа рисунка 3.5, из любой вершины которого можно достичь вершину v_i .

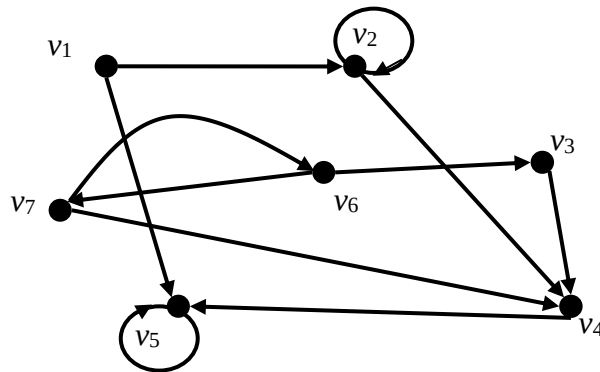


Рисунок 3.5 – Граф условной сети

Матрица контрдостижимости строится аналогично матрице достижимости: $Q = \|q_{ij}\|$, $i, j = 1, 2, 3, \dots, n$, где n – число вершин графа, а её элементы: $q_{ij} = 1$, если вершина v_i достижима из v_j ; $q_{ij} = 0$, в противном случае. В каждом её узле v_j ставится 1 против того узла v_i , с которым узел v_j связан непосредственно или через другие узлы.

$$S = \begin{matrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ v_4 \\ v_5 \\ v_6 \\ v_7 \end{matrix} \left\| \begin{array}{ccccccc} 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \end{array} \right\|$$

$$R = \begin{matrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ v_4 \\ v_5 \\ v_6 \\ v_7 \end{matrix} \left\| \begin{array}{ccccccc} 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{array} \right\| \quad Q = \begin{matrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ v_4 \\ v_5 \\ v_6 \\ v_7 \end{matrix} \left\| \begin{array}{ccccccc} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{array} \right\|$$

Анализ графов атак сводится к определению перечня наиболее критичных уязвимостей путём выявления

- кратчайших маршрутов от источника угроз до объекта защиты;
- маршрутов с наибольшей интенсивностью уязвимостей от источника угроз до объекта защиты;
- маршрутов с наименьшей стоимостью СЗИ объектов.

Анализ воздействия угроз и имеющихся уязвимостей удобно производить на основе ориентированного графа СЗИ (рисунок 3.6).

На основании подобного анализа предлагаются последовательности действий, называемые трассами атак:

- действия по изменению конфигурации графа атак, после чего заново выполняются пересчеты маршрутов, для проверки возможности повышения эффективности изменения уровней защищенности сети;
- пути достижения минимального критического множества атак (множества атак с минимальными последствиями (наименьшей мощностью)), что приведёт к их фактическому удалению из графа атак (из арсенала нарушителя), и приведет к невозможности достижения цели нарушителем.

Граф атак являясь компактным хранилищем всех возможных атак в данной модели сети, содержит все априори известные сценарии атак для достижения нарушителем угроз. Результатом его анализа являются:

- перечень успешных атак;
- соотношение реализуемых мер безопасности и уровня защищенности;
- перечень наиболее критичных уязвимостей;
- перечень мер, позволяющих предотвратить использование уязвимостей в программном обеспечении, для которого отсутствуют обновления;
- минимальное множество мер, реализация которых делает сеть максимально защищенной.

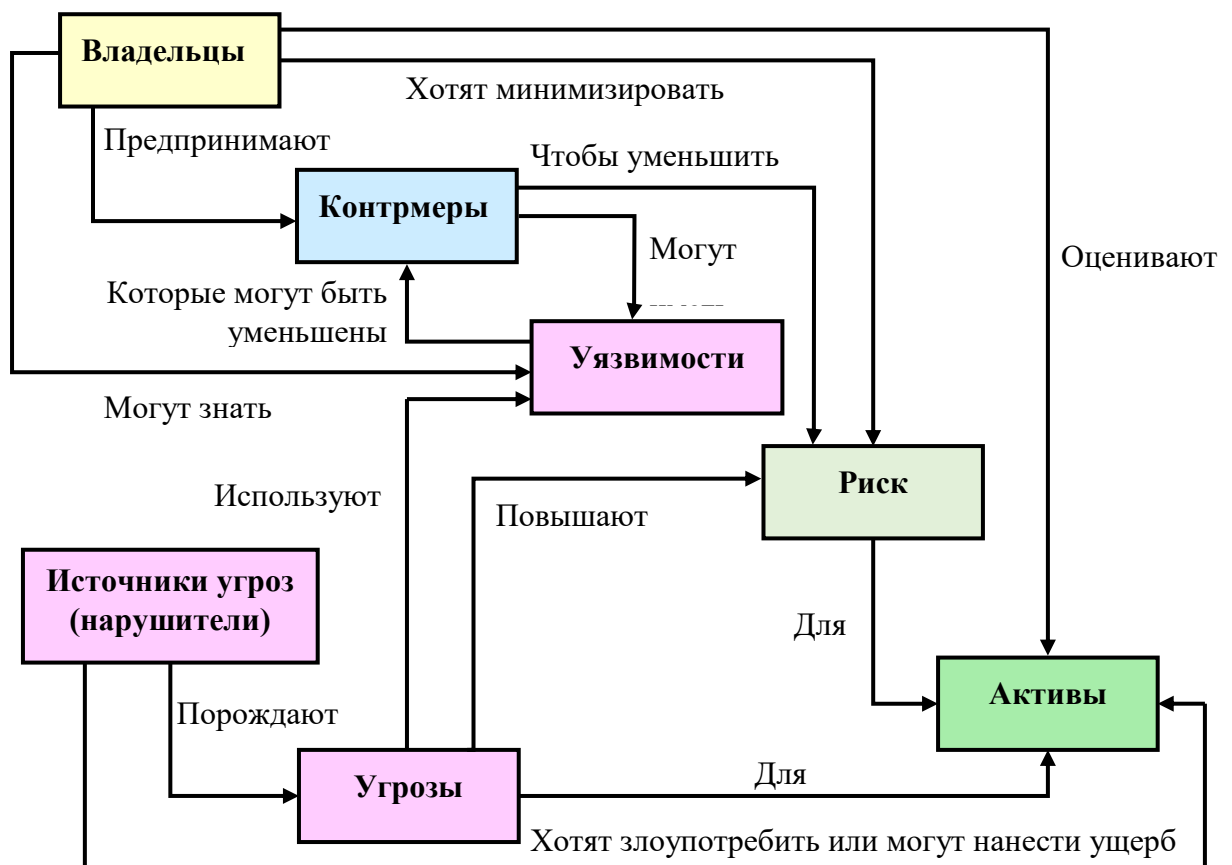


Рисунок 3.6 – Граф анализа СЗИ технического объекта

Общий граф атак описывает варианты реализации атакующих действий нарушителем с учётом его уровня знаний и умений, первоначальной

конфигурации компьютерной сети и реализуемой в ней политики безопасности. Выделяются следующие виды графов атак [150, 158]:

- state enumeration graph (граф перечисления состояний) – вершинам соответствуют тройки (s, d, a) , где s – источник атаки, d – цель атаки, a – элементарная атака (или использование уязвимости); дуги обозначают переходы из одного состояния в другое;
- condition-oriented dependency graph (ориентированный граф зависимостей) – вершинам соответствуют результаты атак, дугам – элементарные атаки, приводящие к таким результатам;
- exploit dependency graph (использовать граф зависимостей) – вершины соответствуют результатам атак или элементарным атакам, дуги отображают зависимости между вершинами – условия, необходимые для выполнения атаки и следствие атаки.

Граф атак может строиться в режимах одного объекта-источника, конечного или всех возможных наборов объектов-источников атаки. Отдельно строится список маршрутизаторов и межсетевых экранов, для которых есть хотя бы одно состояние полного влияния на целостность объекта или системы.

Все объекты графа атак подразделяются на базовые (элементарные) и составные. Вершины графа задаются базовыми объектами. Для формирования различных последовательностей действий нарушителя базовые объекты графа атак связываются дугами. Составные объекты графа строятся на основе объединения дугами элементарных объектов.

К элементарным объектам общего графа атак относятся объекты, принадлежащие к типам «хост» и «атакующее действие».

Хост – любое устройство, предоставляющее сервисы формата «клиент-сервер» в режиме сервера по каким-либо интерфейсам и уникально определённое на этих интерфейсах. В частном случае под хостом понимается любой компьютер, сервер, подключенный к локальной или глобальной сети. Множество объектов «хосты» включает все обнаруженные нарушителем и

атакуемые им сетевые компьютеры (хосты). Множество объектов «атакующие действия» состоит из различных элементарных действий нарушителя.

К составным объектам относятся объекты «трасса», «угроза» и «граф».

Трасса атаки – совокупность связанных вершин графа атак (хостов и атакующих действий), первая из которых – хост, соответствует начальному положению нарушителя, а последняя не имеет исходящих дуг.

Угроза атаки – множество трасс атак.

Угрозы атакующих действий классифицируются следующим образом:

- основные угрозы – угрозы нарушения конфиденциальности, угрозы нарушения целостности, угрозы нарушения доступности;
- дополнительные угрозы – угрозы получения информации о сети (хосте), угрозы получения нарушителем прав локального пользователя, угрозы получения нарушителем прав администратора.

Атакующие действия делятся на:

- 1) действия по получению информации о сети (хосте), т. е. разведывательные действия;
- 2) подготовительные действия, служащие для создания условий реализации атакующих действий;
- 3) действия, направленные на нарушение конфиденциальности;
- 4) действия, направленные на нарушение целостности;
- 5) действия, направленные на нарушение доступности;
- 6) действия, приводящие к получению прав локального пользователя;
- 7) действия, приводящие к получению прав администратора.

Для каждого хоста формируется список возможных атакующих действий, разбитых в группы по классу атаки, возможности доступа и необходимого уровня знаний нарушителя. Для каждой группы формируется список конкретных атак и уязвимостей, реализующих эти атаки. Кроме отдельных уязвимостей при построении графа атак используются шаблоны, которые выступают не только в качестве входной информации, но и как

результат анализа безопасности, оценивая уязвимости системы и действия атакующего [236].

После формирования матрицы потенциальных атак для каждого хоста анализируемой сети выбираются возможные типы нарушителей и точки доступа, в которых они могут его получить.

Моделью нарушителя является множество пар (тип нарушителя – цель), которые определяют ограничения по использованию атакующих действий и возможные начальные точки доступа в сеть. После этого формируются графы атак для всех выбранных моделей нарушителя. Далее, для каждой выбранной модели нарушителя составляется список возможных целей. Для внутреннего пользователя это может быть месть (причинение максимального ущерба компании); для внешнего хакера – доступ к конфиденциальной информации расположенной на внутри сети; для червя – распространение инфекции по сети [161].

Агрессивные кибератаки направленные на срыв технологических операций в СЭС могут привести к разрушению системной инфраструктуры, травмам и гибели людей, нанести ущерб производствам промышленной и сельскохозяйственной продукции, транспорту, ЖКХ, окружающей среде, вызвать экономические и финансовые сбои. Возможное решение проблем, связанных с уязвимостью и стойкостью СЭС к кибератакам приведено на примере игры двух лиц в [150].

Выводы по главе 3

1. Энергетическая безопасность определяется минимизацией количества крупных по величине и (или) длительности отказов, сопровождающихся нарушением работы систем жизнеобеспечения и инфраструктурных систем. Проблемы ЭБ обостряются в связи с дефицитом инвестиций,

недофинансированием ТЭК), ростом неплатежей, экономическими и экологическими проблемами.

2. Факторы, подлежащие учёту при создании, развитии и эксплуатации систем РГ, свидетельствуют об усложнении всех операций управления. Это требует интеллектуального взаимодействия систем управления, контроля режимов и параметров, адаптации устройств РЗ и ПА для осуществления эффективного энергообмена при условии обеспечения всех свойств, характерных для надёжной, безопасной и экономичной работы ЭЭС. Рост количества и мощности электроприёмников силовой и бытовой электроники, питающихся через выпрямители, стабилизаторы, инверторы (частотно-регулируемый электропривод, компьютерная, офисная и бытовая техника, светодиодное освещение) приводит к снижению регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и частоте, изменяется гармонический состав токов и питающее напряжение электроприемников.

3. Прогнозируемое увеличение доли ВИЭ в составе ЭЭС должно в обязательном порядке учитывать их влияние на базовую нагрузку АЭС и электростанций на органическом топливе. Положительные результаты использования ВИЭ широко рекламируются, однако системный подход требует анализа ряда социальных, технических, экологических и экономических моментов, которые сторонниками и пропагандистами ВИЭ обычно умалчиваются.

4. Необходимо создание системы обеспечения надёжности электроснабжения в соответствии с требованиями потребителя, под которой понимается комплекс средств предприятия, направленных на оценку и обеспечение её необходимого уровня и рационально используемых ресурсов всех видов (энергетических, технических, трудовых, информационно-методических).

5. На основании полученных результатов открывается перспектива дальнейшего исследования чрезвычайно важной проблемы оценки вероятностей редких событий и катастроф в электроэнергетике. Временные ряды, характеризующиеся медленным уменьшением числа редких событий следует представлять степенным распределением, что доказывает возможность учёта

событий, приходящихся на «хвост» распределения с вероятностью, с которой необходимо считаться.

6. Решение задач обеспечения кибербезопасности ЭЭС требует дополнения и расширения свойства «надёжность» понятиями «уязвимость», «стойкость», «достоверность» и др., что необходимо для выявления и оценки механизмов воздействия дестабилизирующих факторов на объекты электроэнергетики. Построение эффективной системы обеспечения кибербезопасности – сложный, многоступенчатый и длительный процесс, связанный с выявлением «критических точек» как в технологических системах производства, передачи и распределения электроэнергии, так в инфраструктуре энергообъекта.

4 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРУКТУРНЫХ СХЕМ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Вводные замечания

Структуру и функционирование развивающихся ИЭС ААС определяют уже не только государство и крупные промышленные объекты, а и множество мелких игроков энергорынка, включая потребителей разных типов, становящихся всё более активными [90, 136, 215]. Клиентоориентированность ИЭС ААС направлена на постоянное повышение уровня отношений между компаниями-поставщиками электроэнергии и потребителями и заключается в: обеспечении клиента электроэнергией и услугами требуемого качества и объема; допустимости (технологической, экономической, экологической) взаимодействия энергосистем централизованного и децентрализованного энергоснабжения при заданном уровне резервирования, надежности, безопасности и живучести; предоставлении услуг и обеспечение электроэнергией исходя из экономической целесообразности поставок.

Выполнение этих условий требует от ЭЭС (СЭС) перехода к новым условиям функционирования, обеспечив развитие по нескольким направлениям:

- взаимодействие сети с любыми видами генерации, включая малые нетрадиционные, ВИЭ и СНЭЭ;
- максимально эффективное взаимодействие сети с потребителями за счёт ситуационного регулирования нагрузки с учётом технологических особенностей и требований потребителя;
- создание сетевой структуры с гибкими активно-адаптивными связями, обеспечивающими обмен и регулирование базовой, пиковой и

полупиковой мощностью в автоматизированном, а в перспективе в автоматическом режиме;

- освоение информационных технологий оценки ситуаций, выработки и принятия рациональных оперативных решений по управлению в нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных режимах.

Рост привлекательности РГ перед централизованными системами энергоснабжения объясняется их преимуществами, среди которых: расположение ГУ в непосредственной зоне потребления; относительно малые единовременные затраты и сроки строительства; возможность использования местных видов топлива.

Главными факторами, стимулирующими развитие РГ, являются [64, 77, 80]:

- адаптация потребителей к неопределенности стратегий развития СЭС АПК;
- рост цен на потребляемую из централизованной СЭС электроэнергию;
- относительная предсказуемость затрат на энергоснабжение от источника собственной генерации;
- снижение рисков дефицита мощности;
- возможность ускоренного расширения производства продукции потребителем, имеющим собственную генерацию;
- ожидаемое повышение надёжности энергоснабжения для предприятия–владельца собственного источника электроэнергии;
- повышение энергетической и кибербезопасности объектов РГ из-за снижения уязвимости от хакерских атак;
- снижение потерь в сетях и перетоков реактивной мощности;
- снижение рисков потребителей при сооружении собственных ГУ;
- появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ, ПГУ);

- ужесточение экологических требований, стимулирующее использование ВИЭ.

Комплекс задач, направленных на обоснование сооружения РГ и управление их работой как в автономном режиме, так и в составе ЭЭС, связан с необходимостью создания новых математических моделей и методов обоснования структуры генерирующих мощностей, средств контроля параметров работы во всех режимах, изучение эффективности работы систем РЗ и ПА. Конкретные задачи исследования включают следующие основные направления [64, 77, 80, 229]:

- выработка принципов и критериев аргументации развития систем РГ;
- повышение качества планирования режимов ГУ в условиях рынков электро- и теплоэнергии, мощности и системных услуг;
- разработка правил контроля работы ГУ, входящих в состав РГ и ЭЭС в условиях множества субъектов отношений с несовпадающими интересами;
- разработка современных концепций систем и средств РЗ и ПА.

На основании концепции ИЭС ААС сформирована методология исследований, проводимых в указанных направлениях, которая включает:

- возможность внедрения в ЭЭС систем РГ, включая ВИЭ и СНЭЭ;
- всесторонний контроль режимов с привлечением интеллектуальных средств наблюдения и координации;
- оптимизация работы подстанций, оснащенных передовыми средствами и системами защиты, диагностики, наблюдения, и управления;
- усиление надежности и управляемости распределительной сети СЭС;
- распространение систем РЗ и ПА на микропроцессорной основе;
- обеспечение клиентов интеллектуальными системами контроля, учета и управления режимами потреблением электроэнергии;
- разработку и внедрение средств обеспечения кибербезопасности.

Учёт, анализ и использование при реализации систем РГ имеющихся даже на сегодняшний день концепций, методов, технологий и оборудования

позволит существенно снизить риски развития нарушения устойчивости и каскадного развития аварий, обеспечив необходимый (требуемый) уровень надёжности, живучести, безопасности и экономичности электроснабжения.

4.1 Условия работоспособности простейших структур систем электроснабжения

Специфическая черта современных СЭС с системами РГ, включая ВИЭ и СНЭЭ – сложность их энергетической, технологической и организационной структуры. Это позволяет решать комплекс задач обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения потребителей, обеспечивая устойчивую работу при нарушении работоспособности отдельных ГУ и их групп [216, 229]. Изменения в структуре системы РГ из-за отказов отдельных ГУ и их связей приводят, как правило, лишь к снижению показателей её функционирования, так как границы между исправным и неисправным, работоспособным, частично работоспособным и неработоспособным состояниями размыты и часто условны [136, 143, 150, 163]. Это связано с избыточностью структуры, наличием резерва ГУ (перекрытие зон действия), коммутационными возможностями и связями, особенностями работы устройств РЗ и ПА, средств коррекции режимов (компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения), возможных ошибок персонала. Поэтому для подобных систем не существует общепринятого понятия «отказ» [17, 159, 163, 219].

Поскольку РГ представляется структурами с несколькими перекрывающимися зонами действия, это определяет особенности их работы, которые оцениваются интегральной характеристикой – эффективностью функционирования – степенью целесообразности использования системы РГ в различных режимах. Однако вопросы, связанные с особенностями расчёта

эффективности функционирования ГУ с перекрывающимися зонами исследованы неполно [218–220], что обуславливает необходимость практической реализации метода перекрывающихся зон.

Даже формально находясь в состоянии полной работоспособности, система РГ может не выполнить все требуемые функции вследствие неблагоприятного стечения обстоятельств (неравномерность выдачи мощности ВИЭ, перегрузка при повышенном спросе, несанкционированные воздействия (кибератаки)) [152, 158].

Поведение автономно работающих ГУ систем РГ существенно отличается от их поведения в составе ЭЭС (СЭС). В последнем случае могут проявиться особенности построения иерархической структуры, режимов и коммутационных возможностей сети; взаимозависимость отказов отдельных элементов и очерёдность их восстановлений. Это приводит к необходимости учёта поведения отдельного k -го элемента x_k , определяющегося предысторией части или даже всех остальных элементов [220]:

$$x_k(t + dt) = f_k[x_k(0, t), x_1(0, t), \dots, x_n(0, t)], \quad (4.1)$$

где f_k – функция, определяемая конкретными особенностями системы.

Тогда, состояние системы определяется n -мерной случайной величиной

$$X(t) = [x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)], \quad (4.2)$$

траектория которой в интервале $[t, t + \theta]$ – n -мерная случайная функция

$$X(t, \theta) = [x_1(t, \theta), x_2(t, \theta), \dots, x_n(t, \theta)], \quad (4.3)$$

Поэтому появляется необходимость в расширении понятия «надёжность» (см. главу 2) [139] и переход к показателям эффективности функционирования РГ при выполнении ей задач, включая управление нагрузкой, в конкретных условиях [16, 218–220]. Простейшая радиальная СЭС, состоит из условно безотказного источника I (шины бесконечной мощности), питающие m однородных потребителей через одинаковые ЛЭП w (рисунок 4.1).

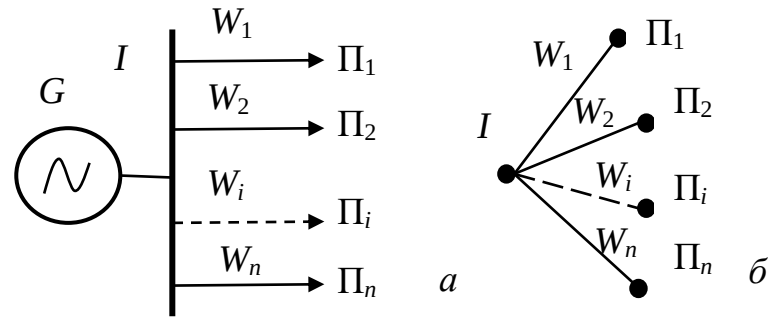


Рисунок 4.1 – Радиальная СЭС. *a* – схема; *б* – граф

Предположим, что вероятность отказа конкретно m_i -го потребителя по причинам, не связанным с его электроснабжением, равна $s = 1 - r$. Вероятность отказа ЛЭП – $q = 1 - p$. Оценим математическое ожидание $M[m]$ и среднее квадратическое отклонение σ_m числа потребителей, получающих питание от источника.

Поскольку отказы потребителей и ЛЭП независимы, вероятность связи потребителя i с источником I определяется как $P = rp$. Вероятность противоположного события (отсутствие связи) – $Q = 1 - rp$. Распределение потребителей, подключённых к источнику, подчиняется биномиальному закону распределения с математическим ожиданием $M[m]$ и среднеквадратическим отклонением σ_m

$$M[m] = mrp; \quad \sigma_m = \sqrt{D[m]} = \sqrt{mrp(1 - rp)}. \quad (4.4)$$

Анализ простейших иерархических схем СЭС аналогичных (рисунок 4.2) показал, что одним из наиболее приемлемых методов оценки условий их работоспособности является метод прямого перебора возможных состояний [106, 114, 150].

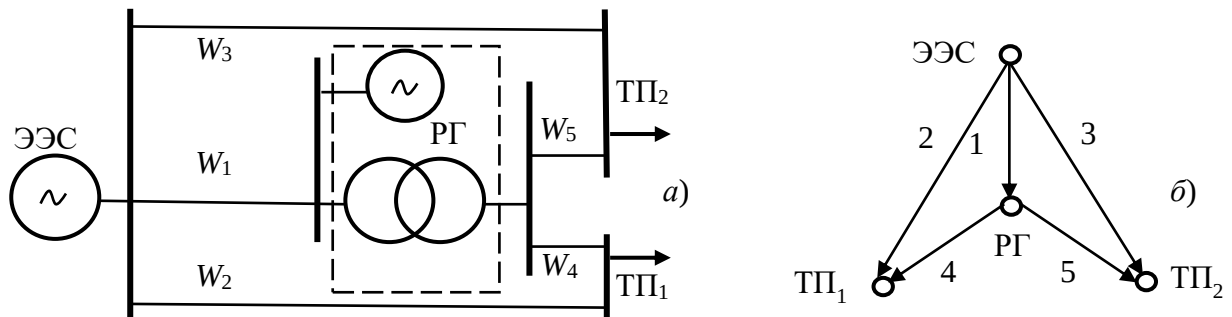


Рисунок 4.2 – Иерархическая схема СЭС – *a*); граф схемы – *б*)

Хотя он крайне громоздок, использование его исключает предположения о характере структуры и надёжности элементов. Предполагается, что рассматриваемая СЭС из n элементов может находиться в k_i состояниях, каждое из которых может быть отнесено к классу работоспособных S_r или состояний отказа S_s . Для каждого j -го состояния работоспособности вычисляется вероятность r_j того, что оно будет реализовано (имеется в виду ВБР или коэффициент готовности). Для всей СЭС искомая вероятность вычисляется по формуле:

$$P = \sum_j r_j \delta_j \quad (4.5)$$

где δ_j – индикатор j -го состояния: $\delta_j = \begin{cases} 1, & \text{если } j \in S_r \\ 0, & \text{если } j \in S_s \end{cases}$.

Так как в ЭЭС (СЭС) большинство элементов находится в двух состояниях, их число составляет 2^n . Тогда анализируются гипотезы:

H_0 – все n элементов работоспособны;

H_i – отказал i -й элемент, остальные работоспособны;

H_{ij} – отказали i -й и j -й элементы, остальные работоспособны;

.....

$H_{1,2,\dots,n}$ – отказали все элементы.

При допущении независимости элементов СЭС вероятности соответствующих состояний определяются по выражениям:

$$r_0 = \prod_{i=1}^n p_i, r_i = q_i \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n p_k, r_{ij} = q_i q_j \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i,j}}^n p_k, r_{1,2,\dots,n} = \prod_{i=1}^n q_i, \quad (4.6)$$

где p_i и q_i – вероятности работоспособного и неработоспособного состояний i -го элемента системы.

В простейшей иерархической схеме (рисунок 4.2) подстанции потребителя (ТП₁, ТП₂) получают питание по ЛЭП W_2 – W_5 от ЭЭС и системы РГ. ЭЭС связана с системой РГ по ЛЭП W_1 . Предположим, что ЭЭС и РГ абсолютно надёжны, а каждая ЛЭП характеризуется ВБР $p(t)$, описываемой

экспоненциальным законом распределения с параметром λ , то есть $p(t) = e^{-\lambda t}$. В анализируемых условиях для нормальной работы системы достаточно, чтобы нашёлся образованный ЛЭП путь от источника (ЭЭС, РГ) к потребителю (ТП₁, ТП₂). При этом требуется вычислить ВБР для двух критериев отказа: 1) система исправна, если нормально функционируют ТП₁, ТП₂; 2) система нормально функционирует, если нормально функционирует хотя бы одна подстанция. Искомая ВБР для первого критерия при условии независимости отказов ЛЭП:

$$\mathcal{P}_1(t) = [p(t)^5] + 5q(t)[p(t)^4] + 6[q(t)^2][p(t)^3] + 2[q(t)^3][p(t)^2]. \quad (4.7)$$

Для второго критерия удобнее вычислить вероятность отказа как

$$1 - \mathcal{P}_2(t) = 1 - 2[q(t)^3][p(t)^2] - 3[q(t)^4]p(t) - [q(t)^5]. \quad (4.8)$$

Необходимые для решения данные представлены таблицей 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты перебора возможных состояний схемы СЭС

Состояние	Состояние ЛЭП					Состояние СЭС		ВБР
	W ₁	W ₂	W ₃	W ₄	W ₅	Критерий 1	Критерий 2	
Нормальное	1	1	1	1	1	1	1	p^5
1	0	1	1	1	1	1	1	qp^4
2	1	0	1	1	1	1	1	
3	1	1	0	1	1	1	1	
4	1	1	1	0	1	1	1	
5	1	1	1	1	0	1	1	
12	0	0	1	1	1	0	1	q^2p^3
13	0	1	0	1	1	0	1	
14	0	1	1	0	1	1	1	
15	0	1	1	1	0	1	1	
23	1	0	0	1	1	1	1	
24	1	0	1	0	1	0	1	
25	1	0	1	1	0	1	1	
34	1	1	0	0	1	1	1	
35	1	1	0	1	0	0	1	
45	1	1	1	0	0	1	1	
123	0	0	0	1	1	0	0	q^3p^2
124	0	0	1	0	1	1	0	
125	0	0	1	1	0	0	1	
134	0	1	0	0	1	0	1	
135	0	1	0	1	0	0	1	
145	0	1	1	0	0	1	1	
234	1	0	0	0	1	0	1	
235	1	0	0	1	0	0	1	

Продолжение таблицы 4.1

245	1	0	1	0	0	0	1	
345	1	1	0	0	0	0	1	
1234	0	0	0	0	1	0	0	q^4p
1235	0	0	0	1	0	0	0	
1245	0	0	1	0	0	0	1	
1345	0	1	0	0	0	0	1	
2345	1	0	0	0	0	0	0	
12345	0	0	0	0	0	0	0	q^5

В целях сокращения и упрощения вычислений удобно произвести преобразование исследуемой СЭС относительно имеющейся в ней симметрии. В схеме (рисунок 4.2, б)) это ЛЭП W_1 , объединяющая ЭЭС и РГ. При этом для первого критерия при $W_1 = 1$ структура схемы (рисунок 4.2, б)) принимает вид, представленный на рисунке 4.3 а), а при $W_1 = 0$ – рисунок 4.3, б).

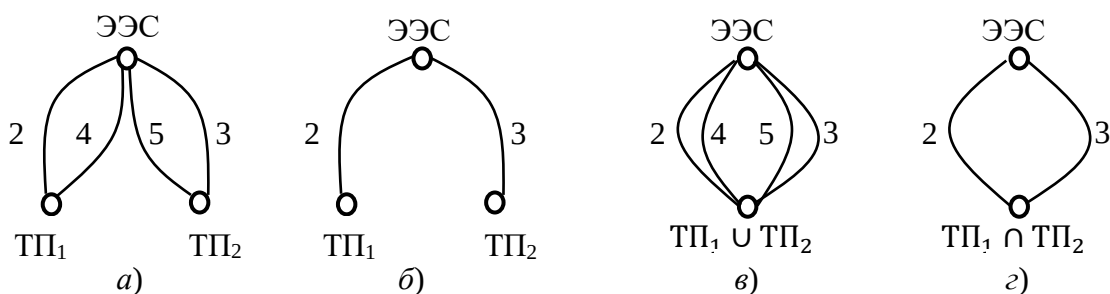


Рисунок 4.3 – Разложение структуры симметричной иерархической СЭС (рисунок 4.2) относительно ЛЭП W_1

Для второго критерия $W_1 = 1$ и $W_1 = 0$ структура (рисунок 4.2 б)) примет вид, представленный на рисунках 4.3 в) и 4.3 г). Тогда для первого критерия ВБР

$$\mathcal{P}_1 = p_1(1 - q_2q_4)(1 - q_3q_5) + q_1p_2p_3, \quad (4.9)$$

для второго:

$$\mathcal{P}_2 = p_1(1 - q_2q_4q_3q_5) + q_1(1 - q_2q_3). \quad (4.10)$$

Приведённый пример наглядно показывает, что многое зависит от выбора элемента, относительно которого производится разложение исходной

схемы. Однако формальных правил, кроме того, что он должен быть центром симметрии, не сформулировано.

Развитие ВИЭ и РГ ставит задачу оценки условий работоспособности автономных электрических систем [66, 106]. Рассмотрим схему автономной ЭЭС с целью оценки надёжности электроснабжения ответственных потребителей, подключённых к РП по схеме (рисунок 4.4). Структурная схема этой ЭЭС (без учёта выключателей) представлена графом на рисунке 4.5.

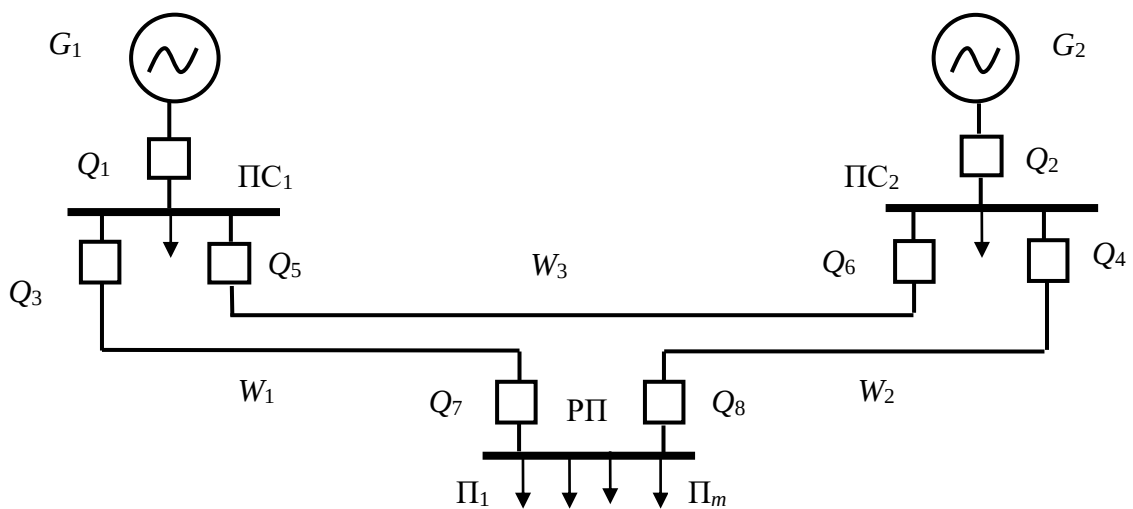


Рисунок 4.4 – Схема автономной СЭС

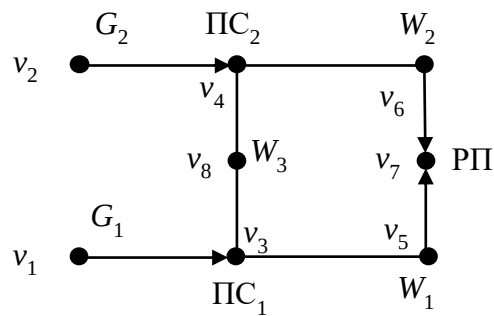


Рисунок 4.5 – Граф схемы СЭС рисунка 4.4

Система работоспособна, если потребители, подключённые к РП получают питание и выполняются условия Π_1 – Π_4 , определяющие работоспособность ГУ G_1, G_2 ; подстанций $ПС_1, ПС_2$; ЛЭП W_1, W_2, W_3 , а именно: Π_1 – исправны: $G_1, ПС_1, W_1, РП$; Π_2 – исправны: $G_1, ПС_1, W_3, ПС_2, W_2, РП$; Π_3 – исправны: $G_2, ПС_2, W_2, РП$; Π_4 – исправны: $G_2, ПС_2, W_3, ПС_1, W_1, РП$.

Матричная форма графа рисунка 4.5 представляется в следующем виде:

$$\mathbf{A}(v_1, v_2, v_3, v_4, v_5, v_6, v_7, v_8) = \left\| \begin{matrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} v_1 & v_3 & v_5 & v_7 \\ v_1 & v_3 & v_8 & v_4 & v_6 & v_7 \\ v_2 & v_4 & v_6 & v_7 \\ v_2 & v_4 & v_8 & v_3 & v_5 & v_7 \end{matrix} \right\|. \quad (4.11)$$

Работоспособность этой же системы можно представить через минимальные сечения s_i ($i = \overline{1,10}$) отказов соответствующих элементов:

$$\mathbf{B}(v_1, v_2, v_3, v_4, v_5, v_6, v_7, v_8) = \left\| \begin{matrix} s_1 & s_2 & s_3 & s_4 & s_5 & s_6 & s_7 & s_8 & s_9 & s_{10} \\ v_7 & v_1 & v_1 & v_2 & v_3 & v_3 & v_4 & v_5 & v_1 & v_2 \\ & v_2 & v_4 & v_3 & v_4 & v_6 & v_5 & v_6 & v_6 & v_5 \\ & & & & & & & & v_8 & v_8 \end{matrix} \right\| \quad (4.12)$$

Из полученных условий работоспособности следует, что поставленная перед анализируемой СЭС задача будет выполнена, если сохраняется хотя бы один из четырёх путей успешного функционирования или при условии исправности всех её десяти сечений. При наличии информации о показателях надёжности отдельных элементов, входящих в схему рисунка 4.4 [5], оценка надёжности электроснабжения потребителей, подключённых к РП при разных условиях Π_1 – Π_4 , функционирования СЭС не представляет труда.

Одним из важнейших этапов проектирования и эксплуатации СЭС является рациональное построение её структуры с учётом «важности» отдельных элементов с заданной надёжностью. Это даёт возможность определять её «слабые места» для выбора вида резервирования с целью влияния на надёжную и эффективную работу СЭС в целом; выяснить роль конкретных элементов и их комбинаций в обеспечении надёжности системы. С этой целью возможно использование характеристик: «вес», «значимость», «вклад» элемента в надёжность СЭС.

«Вес» c_i элемента x_i в системе, состоящей из n элементов $y(x_1, \dots, x_n)$ есть относительное число критических работоспособных состояний СЭС, в которых отказ данного элемента приводит к отказу системы. Наоборот: его восстановление приводит к восстановлению системы. При этом $\sum_{i=1}^n c_i = 1$.

«Значимость» ξ_i элемента x_i есть отношение ВБР системы R_c к ВБР элемента R_i : $\xi_i = R_c/R_i$. «Вклад» b_i элемента x_i в надёжность системы есть произведение ВБР элемента R_i на его значимость: $b_i = R_i \xi_i$.

Качественный анализ схем рисунков 4.4, 4.5 позволяет установить, что РП (элемент v_7) обладает приоритетом по всем показателям, а W_3 (элемент v_8) занимает последнее место. Элементы v_1 , v_2 и v_5 , v_6 по своему месту в структуре (G_1 , G_2 , W_1 , W_2) обладают одинаковым весом, но v_1 , v_2 (G_1 , G_2) оказываются более значимыми, чем v_5 , v_6 (W_1 , W_2) и даже v_3 , v_4 (ПС₁, ПС₂). Следовательно, максимальное приращение надёжности анализируемой СЭС может быть обеспечено повышением надёжности её элементов в следующей последовательности:

1) РП (v_7), 2) G_1 , G_2 (v_1 , v_2), 3) ПС₁, ПС₂ (v_3 , v_4), 4) W_1 , W_2 (v_5 , v_6), 5) W_3 (v_8).

Необходимо учесть, что при различных соотношениях ВБР элементов схемы (рисунок 4.4) результат количественного анализа может быть другим.

Развитие замкнутых сетей РГ требует оценки вероятности связности сети. Предположим, что пропускные способности ЛЭП таковы, что их работоспособность (включая транзитные связи) является необходимым и достаточным условием передачи необходимой (требуемой) потребителю электроэнергии и мощности. Формально узел α ЭЭС (СЭС) связан с узлом β , если есть путь, соединяющий эти узлы. Естественно, что в действительности не все транзитные пути можно использовать. Поэтому вводится понятие допустимых транзитных связей. В качестве основных критериев нормального функционирования ЭЭС (СЭС) с учётом введённого свойства ЛЭП приняты следующие критерии связности:

- 1) связность фиксированного узла ЭЭС (СЭС) α с узлом β ;
- 2) связность фиксированного узла α со всеми другими узлами СЭС;
- 3) связность фиксированного узла α с определённым подмножеством остальных узлов ЭЭС (СЭС);
- 4) связность всех узлов СЭС между собой.

На рисунке 4.6 представлен граф системы, у которого вершины – узлы генерации, распределения или потребления электроэнергии, а параметры ЛЭП – веса рёбер, равные вероятностям их работоспособного состояния.

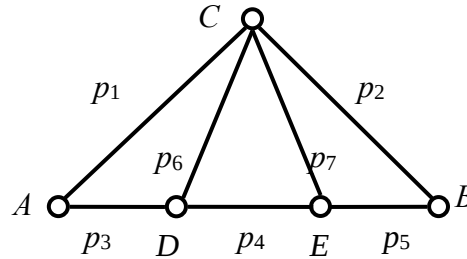


Рисунок 4.6 – Схема условной автономной ЭЭС

При такой постановке интерес представляет оценка вероятности связности сети между узлами, например, A и B . В целях упрощения предполагается, что все узлы абсолютно надёжны [114], а для связи между узлами A и B можно использовать все пути, состоящие из трёх и менее последовательно включённых рёбер. Тогда

$$\begin{matrix} \Pi_1 \\ \Pi_2 \\ \Pi_3 \\ \Pi_4 \end{matrix} \left\| \begin{matrix} AC & CB & 00 \\ AD & DE & EB \\ AD & DC & CB \\ AC & CE & EB \end{matrix} \right\| \quad (4.13)$$

Отсутствие связи узлов A и B сводится к вычислению вероятности

$$Q_{AB} = (1 - p_1 p_2) \cdot (1 - p_3 p_4 p_5) \cdot (1 - p_3 p_6 p_2) \cdot (1 - p_1 p_7 p_5). \quad (4.14)$$

4.2 Надёжность и эффективность систем электроснабжения

Так как понятие «надёжность» для сложной системы не определено, то необходимо исследование влияния надёжности отдельных объектов ЭЭС (СЭС) на эффективность её функционирования. Если в качестве признака неисправного состояния СЭС принимается установленный заранее процент потери эффективности, то под надёжностью СЭС понимается свойство

сохранять эту эффективность в течение заданного времени на уровне не ниже критического, определяемого условиями работы с питающимися от неё потребителями.

Под обобщённой эффективностью понимается показатель, содержащий независимые (неявно зависимые) факторы, определяющие выполнение системой заданной цели [209]. Эффективность $\mathcal{E}$ системы S – мера её целесообразности, выгодности, работоспособности. Поэтому понятие эффективности связано с некоторым полезным результатом – выигрышем G , обеспечиваемым энергетическими, экономическими, информационными и другими платами C (затратами)

$$\mathcal{E} = G - C, \quad (4.15)$$

если G и C выражены в одинаковых единицах измерения, а если в разных

$$\mathcal{E} = G/C. \quad (4.16)$$

Эффективность может определяться в виде показательной функции

$$\mathcal{E} = \alpha e^{-\beta C}, \quad (4.17)$$

где α и β – масштабные коэффициенты, или как выигрыш G при предельно ограниченной плате C^*

$$\mathcal{E} = G|_{C \leq C^*}. \quad (4.18)$$

Ряд задач СЭС, решение которых осуществляется на основе выбора функций (функционалов) эффективности, включает:

1. Обеспечение условий, необходимых при создании СЭС

$$\mathcal{E} \geq \mathcal{E}_* \text{ при } C \leq C_*, \quad (4.19)$$

где $\mathcal{E}_*$ – порог эффективности; C_* – допустимые затраты создания СЭС.

2. Сравнение вариантов СЭС для выбора наилучшего

$$\mathcal{E}_1 > \mathcal{E}_2 \text{ или } \mathcal{E}_1 < \mathcal{E}_2 \text{ при } C \approx C_*. \quad (4.20)$$

3. Оптимизация выбранного i -го варианта по техническим параметрам x , применительно к наиболее тяжёлым режимам y работы СЭС: $\max_x \min_y \mathcal{E}_i$.

Показатель эффективности – мера, количественно оценивающая качество выполняемых ЭЭС (СЭС) функций, мера полезности

функционирования в определённой ситуации при обеспечении электроснабжения потребителей в конкретных режимах работы.

Поскольку процесс функционирования СЭС представляется совокупностью действий её элементов, подчинённых единой цели, особое место занимает вопрос оценки эффективности работы, осуществляемой на основе соответствующих показателей. Они могут использоваться для выбора оптимальных параметров режимов функционирования и управляющих алгоритмов, оценки вариантов при проектировании и развитии СЭС.

Под показателем эффективности понимается числовая характеристика системы, оценивающая степень приспособленности её к выполнению поставленных задач [17, 219]. Выбранный показатель эффективности должен максимально учитывать структурные особенности СЭС, значения её параметров, режимы, свойства отдельных элементов, условия их функционирования, действие внутренних и внешних случайных факторов. Следовательно, можно представить множество возможных процессов функционирования системы, элементы которых отличаются режимами и условиями работы. Каждому элементу этого множества ставится в соответствие элемент другого множества – множества значений показателей эффективности, являющихся действительными числами. В этом случае можно говорить об отображении множества процессов функционирования системы на множество действительных чисел в заданном интервале. Таким образом, показатель эффективности – функционал от процесса функционирования системы. Элементам множества процессов функционирования ставится в соответствие множество случайных событий, каждому из которых соответствует функционал со значениями 1 (событие произошло) и 0 (события не было).

В [17, 118] в качестве показателей эффективности рекомендуется использовать вероятности случайных событий (аварийная ситуация, перегрузка оборудования, вероятность восстановления в течение определённого времени, вероятность выполнения производственного задания

в условиях ограничений и т. п.).

Если A – событие, состоящее в том, что задача решена, то показатель эффективности $\mathcal{E}$ есть вероятность события A

$$\mathcal{E} = P(A). \quad (4.21)$$

Так как ЭЭС и СЭС работают в условиях действия случайных факторов, значения функционалов оказываются также случайными, что затрудняет их оценку и применение. Поэтому целесообразен переход к их средним значениям. При решении множества однотипных задач интерес представляет средний размер успеха (ущерба). Тогда относительно каждой задачи достаточно знать математическое ожидание получаемого в результате её решения успеха (ущерба):

$$\mathcal{E} = M(Y), \quad (4.22)$$

где Y – достигнутый успех или ущерб.

Любая система имеет практически неограниченное число свойств. Но если каждая подсистема (элемент) будут работать с максимальной эффективностью, система в целом может и не обеспечить также максимальной эффективности, поскольку эффективность системы зависит не только от работы её элементов, а и от связей и их взаимодействия. Отдельные показатели эффективности сложных систем оцениваются при помощи числовых характеристик, определяющих степень приспособленности к выполнению поставленных задач. Каждая из них должна удовлетворять следующим требованиям: представлять показатель (параметр), зависящий от особенностей функционирования; давать наглядное представление об одном из свойств системы; допускать приближенную оценку числовых характеристик параметров по экспериментальным данным.

Поскольку условия функционирования СЭС отличаются от стационарных, необходимо указывать период или условия, к которым относится рассматриваемое значение показателя эффективности, так как в зависимости от выбора характеристик системы, соответствующим образом интерпретируются её свойства и результаты исследования. Так, если в

качестве показателя эффективности работы электростанции принять коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), то при проведении мероприятий по его увеличению наибольшее внимание и будет уделяться факторам, способствующим его увеличению. При этом неизбежно будут упущены из вида другие стороны работы, не связанные непосредственно с увеличением КИУМ (изменение параметров режима присоединённой сети, износ оборудования, дополнительный расход первичных энергоносителей, увеличение себестоимости производства электроэнергии, изменение количества выбросов и др.). Если в качестве показателя эффективности этой же станции выбрать себестоимость производимой электроэнергии, то факторы, связанные с дополнительным расходом первичных энергоносителей, фондом зарплаты, изменением количества выбросов будут иметь больший вес.

Отметим, что использование показателей эффективности с ограничительными условиями может оказаться тормозом повышения эффективности функционирования системы в целом. Так, жёсткое ограничение себестоимости может тормозить увеличение затрат в связи с введением новых технологий. Но если допустить возможность относительно небольшого её увеличения, в дальнейшем возможно значительное увеличение производительности и прибыли.

На основании изложенного очевидно, что при использовании показателей эффективности с ограничениями необходимо дополнительно учитывать возможные последствия введенных ограничений. Поэтому вполне естественно желание исследователей, разработчиков и эксплуатационного персонала употреблять такие показатели эффективности, которые позволяют согласовать разнородные тенденции в задачах и целях функционирования сложной системы. Поскольку любой показатель эффективности системы R зависит от ряда параметров, выделяются параметры системы $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ и параметры, характеризующие воздействия внешней среды $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$:

$$R = R(\alpha_1, \alpha_2, \dots \alpha_n; \beta_1, \beta_2, \dots \beta_m) \quad (4.23)$$

Помимо этих параметров, явно присутствующих в строгом математическом описании, обобщенный или комплексный показатель эффективности зависит от структуры системы, характера связей между элементами, вида управляющих алгоритмов, особенностей и закономерностей функционирования, не поддающихся формализации. Поэтому на практике, особенно при проведении предварительных расчётов, предлагается пользоваться приближенными методами.

4.3 Системы распределённой генерации с перекрывающимися зонами действия

Поскольку любая ЭЭС, включая РГ, относится к классу больших технических систем с несколькими уровнями функционирования, обладает сложной структурой с избыточностью, она не может быть представлена единичными ПН. Отказы отдельных её элементов (ГУ и связей между ними) не приводят, как правило, к отказу системы, а только понижают эффективность её функционирования.

В простейшем случае [55] эффективность – вероятность выполнения автономной ГУ задачи по бесперебойному электроснабжению потребителей. Коэффициент эффективности E при этом приобретает смысл вероятности того, что выполнение задачи не будет сорвано из-за невозможности реализации некоторых режимов (отказов). Считаем, что N_Σ – множество всех возможных режимов работы ГУ, реализуемых для обеспечения электроснабжения потребителей; N – множество реально существующих режимов. Но возможен ряд дополнительно допустимых режимов, образующих с N множество N_0 . Тогда $N \in N_0 \in N_\Sigma$ (рисунок 4.7). Эффективность здесь есть

вероятность p того, что режим n принадлежит множеству N , то есть $E = p\{n \in N\}$. Аналогично $E_0 = p\{n \in N_0\}$.

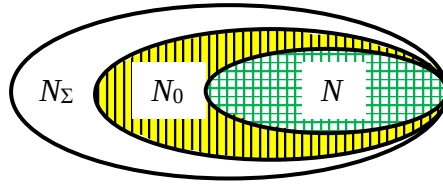


Рисунок 4.7 – Возможное соотношение режимов ГУ

Вероятность того, что режим работы ГУ одновременно принадлежит двум множествам N и N_0 составит

$$p\{n \in N, n \in N_0\} = p\{n \in N\}, \quad (4.24)$$

так как $N \subset N_0$ (рисунок 4.7).

В соответствии с теоремой умножения вероятностей получим

$$p\{n \in N, n \in N_0\} = p\{n \in N_0\} \cdot p\{n \in N | n \in N_0\}. \quad (4.25)$$

Коэффициент эффективности при этом определится как

$$E = \frac{p\{n \in N\}}{p\{n \in N_0\}} = \frac{p\{n \in N, n \in N_0\}}{p\{n \in N_0\}} = p\{n \in N | n \in N_0\}. \quad (4.26)$$

Полученное выражение (4.26) – вероятность того, что электроснабжение потребителей будет осуществлено практически в любом режиме работы ГУ.

Учитывая сложность получения оценок эффективности функционирования систем РГ, возникает необходимость разработки и совершенствования соответствующего математического аппарата. В общем виде эффективность системы РГ $E_{\text{сист}}(t)$ сводится к расчёту по формуле, предложенной в [214]

$$E_{\text{сист}}(t) = \sum_{k=1}^{2^n} p_{X_k}(t) E_{X_k}, \quad (4.27)$$

где $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ – состояния системы РГ; n – количество элементов системы, находящихся в двух состояниях ($x_i = 1$ – работоспособное, $x_i = 0$ – отказ); $p_{X_k}(t)$ – вероятность того, что система находится в состоянии X_k в момент времени t ; E_{X_k} – эффективность системы при условии, что она в состоянии X_k .

Когда n велико, то расчёт эффективности по (4.27) достаточно сложен. Поэтому предложен подход на основе [184, 219], заключающийся в том, что на некоторой территории размещено несколько объединённых в систему ГУ, обеспечивающих электроснабжение потребителей не только непосредственно присоединённых к «своей» ГУ, но и (при достаточном резерве мощности и пропускной способности сети) других, территориально близких и находящихся в зонах перекрытия смежными ГУ. Если в системе из n элементов i -й элемент с вероятностью p_i исправен, то результаты его функционирования распространяются на зону S_i . Зоны действия двух, трёх и т.д. элементов могут пересекаться, образуя области $S_{i,j}, S_{i,j,k}, \dots, S_{i,j,k,\dots,n}$ с соответствующими элементами влияния. В общем случае таких зон может быть 2^n . Область действия всей системы представляется объединением всех зон действия элементов $S = \bigcup_{i=1}^n S_i$ [219].

Предположим, что условный энергорайон, представляющий систему РГ, состоит из четырёх ГУ (электростанций), каждая из которых обеспечивает работу потребителей электроэнергии «своей» зоны $\Omega = \bigcup_{i=1}^4 Z_i$. В каждой зоне выделяются области, пересекающиеся с соседними двумя или более зонами. Образуется система с перекрывающимися зонами действия. Часть зоны, не пересекающаяся с другими – S_i , ($i = \overline{1,4}$); области пересечения – $S_{i,j}$, $S_{i,j,k}$ ($i = j = k = \overline{1,4}$). Все выделенные зоны определяют район S действия ГУ исследуемой РГ и показаны на рисунке 4.8.

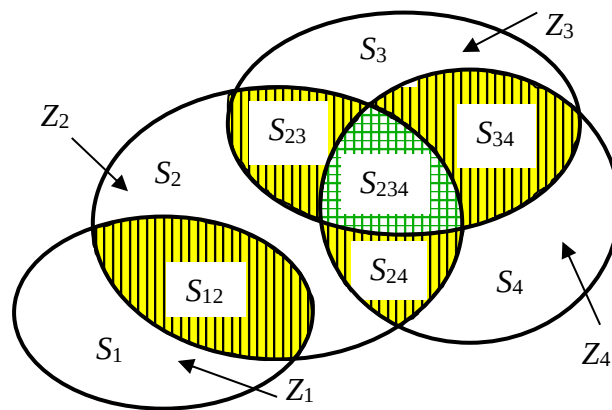


Рисунок 4.8 – Зоны работы ГУ системы РГ

Коэффициенты эффективности выделенных областей обозначим через E с соответствующими индексами. Если, например, отказывает ГУ, основные потребители которой расположены в зоне Z_2 , коэффициенты эффективности областей, покрываемых этой зоной, изменятся. Вместо $E_{12}, E_{23}, E_{24}, E_{234}$ получаем E_1, E_3, E_4, E_{34} . Естественно, что в каждой практической задаче коэффициенты эффективности для областей пересечения определяются индивидуально. Подобное разбиение энергорайона системы РГ, состоящего из n ГУ может существенно сократить число выделенных областей относительно величины 2^n , то есть, упрощает вычисление E системы РГ. Расчёт его сводится к вычислению коэффициентов эффективности каждой из областей и их взвешенному суммированию с учётом

- мощности, выдаваемой генерирующими агрегатами;
- коммутационных возможностей схем электроснабжения;
- режимных сетевых параметров;
- состава, особенностей работы и уставок систем РЗ и ПА;
- потребляемой мощности и технологических особенностей потребителей, находящихся в соответствующей зоне;
- других показателей перехода РГ в режим ограничений.

Составляющая коэффициента эффективности e_i в результирующей сумме для области S_i без перекрытия S с другими зонами определяется как

$$e_i = S_i E_i p_i, \quad (4.28)$$

где p_i – вероятность отказа ГУ в области Z_i с нарушением электроснабжения потребителей в зоне S_i .

Составляющая для области перекрытия зон Z_i и Z_j равна

$$e_{ij} = S_{ij} (E_{ij} p_i p_j + E_i p_i q_j + E_j q_i p_j). \quad (4.29)$$

Составляющая, образованная перекрытием трёх зон Z_i, Z_j и Z_k

$$e_{ijk} = S_{ijk} (E_{ijk} p_i p_j p_k + E_{ij} p_i p_j q_k + E_{ik} p_i q_j p_k + E_{jk} q_i p_j p_k + E_i p_i q_j q_k + E_j q_i p_j q_k + E_k q_i q_j p_k) \quad (4.30)$$

Оценка коэффициентов эффективности каждой из областей при наличии большего числа зон производится аналогично.

Отметим, что коэффициент эффективности определяет средний уровень качества функционирования системы, обусловленный надёжностью входящих в неё элементов. Он может быть безразмерным (вероятность выполнения требований потребителя) и иметь размерность (генерируемая мощность, объём электропотребления, прибыль, ущерб и др.) При отказе ГУ в зоне Z_i потери (ущерб) определяются последствиями от нарушения электроснабжения потребителей, расположенных в области S_i . В остальных областях перекрытия с другими зонами будет (может) наблюдаться некоторое снижение эффективности функционирования потребителей (снижение производительности, изменение параметров технологического процесса и (или) качества выпускаемой продукции), находящихся в этих зонах. При этом ущерб Y_i в зоне S_i оценивается как

$$Y_i = S_i E_i + S_{ij}(E_{ij} - E_i) + S_{ijk}(E_{ijk} - E_i) + \dots \quad (4.31)$$

Приближённая оценка величины суммарного ущерба Y_Σ с учётом вероятности p_i отказов ГУ в различных зонах систем РГ составит

$$Y_\Sigma = \sum_{i=1}^n p_i Y_i. \quad (4.32)$$

4.4 Оценка эффективности систем распределённой генерации с перекрывающимися зонами действия

Система РГ, состоит из двух одинаковых ГУ, каждая из которых может работать в двух режимах: x_1 и x_2 . Если возможны оба режима $x_1 \cup x_2$, то эффективность системы РГ – $E = S_2$; если $\bar{x}_1 \cup x_2$ или $x_1 \cup \bar{x}_2$, то $E = S_1$, (при

$\bar{x}_i, i = 1, 2$ режим не выполняется) и $S_1 < S_2$; если $\bar{x}_1 \cup \bar{x}_2$, то $E = 0$. Состояние системы РГ характеризуется вектором с компонентами

$$\{x_1^{(1)} x_2^{(1)} x_1^{(2)} x_2^{(2)}\}, \quad (4.33)$$

где верхние индексы – номер ГУ, нижние – соответствующий режим.

Каждая компонента (4.33) принимает два значения: x_i^j – режим электроснабжения потребителей осуществляется; $\bar{x}_i^j$ – режим неосуществим.

Когда $E = 0$ имеем:

$$\{\bar{x}_1^{(1)} \bar{x}_2^{(1)} \bar{x}_1^{(2)} \bar{x}_2^{(2)}\}. \quad (4.34)$$

Когда $E = S_1$ могут быть два режима: а) произвольная, но только одна компонента вектора (4.33) принимает значение x_i^j , а остальные – $\bar{x}_i^j$; б) состояние системы РГ характеризуется одним из векторов

$$\{\bar{x}_1^{(1)} x_2^{(1)} \bar{x}_1^{(2)} x_2^{(2)}\}, \{x_1^{(1)} \bar{x}_2^{(1)} x_1^{(2)} \bar{x}_2^{(2)}\}. \quad (4.35)$$

Когда $E = S_2$ также возможны два режима: а) не менее трёх компонент вектора (4.3) принимают значение x_i^j (одна ГУ полностью исправна); б) состояние системы РГ характеризуется одним из векторов

$$\{\bar{x}_1^{(1)} x_2^{(1)} x_1^{(2)} \bar{x}_2^{(2)}\}, \{x_1^{(1)} \bar{x}_2^{(1)} \bar{x}_1^{(2)} x_2^{(2)}\}. \quad (4.36)$$

Сравнение выражений (4.35) и (4.36) показывает, что в обоих случаях система состоит из двух ГУ, работающих в одном из возможных режимов; число невозможных режимов также одинаково, но показатели эффективности различны. Отличие определяется характером выполнения условий по электроснабжению потребителей. В соответствии с (4.4) за счёт двух частично работоспособных ГУ система РГ оказывается полностью работоспособной.

Оценка эффективности систем РГ должна, прежде всего, основываться на фундаментальных знаниях об их конструктивных, технологических и организационных особенностях, принципах работы основных и элементов управления, систем РЗА, входящих в их состав [53, 66]. Порядок даже

предварительной оценки эффективности систем РГ определяется следующей последовательностью:

- получение информации об основных схемно-режимных характеристиках и технико-экономических показателях работы системы РГ;
- выяснение возможных задач функционирования системы РГ;
- выяснение условий работы РГ параллельно с ЭЭС, автономно и в комбинированном режиме;
- оценка ожидаемой частоты повторений задач и режимов функционирования РГ;
- составление функциональной схемы системы;
- разбиение системы РГ на отдельные элементы (зоны, области);
- выбор приемлемой для данной системы РГ меры качества функционирования;
- вычисление показателей надёжности элементов, характеризующих вероятность состояния каждого элемента в различные моменты времени;
- на основании вероятностей состояний отдельных элементов вычисление вероятностей средних (допустимых и (или) предельных) состояний системы РГ;
- оценка показателей эффективности возможных состояний системы РГ.

Если для каждого состояния системы РГ возможно оценить «мгновенное» значение её эффективности функционирования (выходного эффекта), то коэффициент эффективности определяется как среднее значение выходного эффекта по всем состояниям системы.

4.5 Примеры ориентировочной оценки эффективности систем распределённой генерации

Непересекающиеся зоны действия ГУ в системе РГ.

Каждая из двух одинаковых ГУ в системе РГ обеспечивает электроснабжение потребителей в своей зоне с вероятностью $p = 0,9$. Коэффициент готовности каждой ГУ – $K_r = 0,95$, представлен на рисунке 4.9.

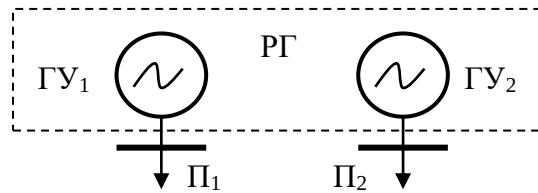


Рисунок 4.9 – Неperесекающиеся зоны действия ГУ в системе РГ

Для того, чтобы система была работоспособна не только в любой требуемый момент времени, но и была бы в состоянии безотказно проработать в течение требуемого интервала $t + t_0$ вводится коэффициент интервальной готовности

$$K_r^*(t, t + t_0). \quad (4.37)$$

В общем случае $p^*(t) \neq p$, поскольку p – ВБР, начиная с состояния полной работоспособности, а $p^*(t)$ – ВБР работы, начиная с одного из возможных промежуточных состояний. Для упрощения допустим, что $t \rightarrow \infty$ и $p^*(t) = p = 0,9$. Тогда

$$K_r^*(t) = K_r p^*(t). \quad (4.38)$$

При отказе одной из ГУ система РГ распадается на две независимые подсистемы, каждая из которых может обеспечить лишь половину нагрузки. Коэффициент эффективности одной ГУ при этом определяется как

$$e_{гу}(t) = 0,5 K_r p = 0,5 \cdot 0,95 \cdot 0,9 = 0,4275. \quad (4.39)$$

Следовательно, рассматриваемая система РГ обеспечивает коэффициент эффективности равный $E_\Sigma = 2e_{гу} = 0,855$.

Точечная оценка эффективности РГ в случае простейших ГУ.

Система электроснабжения (РГ) состоит из двух одинаковых электростанций (ГУ): S_a и S_b , обеспечивающих питание потребителей максимально потребляемой мощностью $P_{\Sigma} = 36$ МВт. Станция S_a работает в режиме выдачи мощности в пределах от $P = 0$ до $P = 22$ МВт, а станция S_b – от $P = 14$ до $P = 36$ МВт. Зоны выдачи мощности этими станциями показаны на рисунке 4.10.

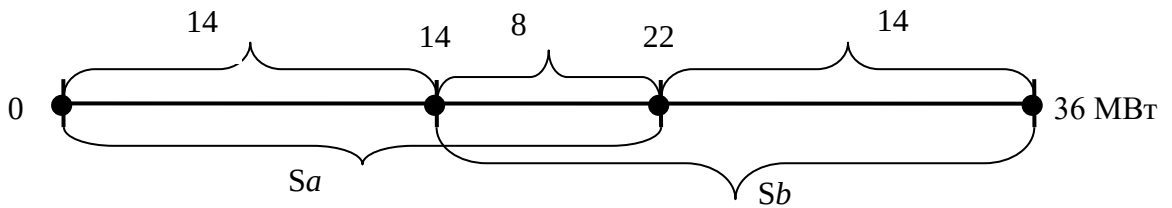


Рисунок 4.10 – Зоны выдачи мощности ГУ

Оценим вероятность обеспечения появляющейся в любой момент времени нагрузки в диапазоне $0 \leq P \leq 36$ МВт, если надёжность обеспечения необходимой мощностью в этот момент: $R_a = R_b = 0,95$. Вероятность надёжного электроснабжения потребителей в зоне действия каждой из ГУ – $R_1 = R_2 = 0,9$, а в зоне одновременного действия обеих станций (в зоне перекрытия)

$$\mathcal{P} = 1 - (1 - R_1)^2 = 0,99. \quad (4.40)$$

Предположим, что нагрузка в данный момент составляет P_0 МВт. Вероятность того, что система РГ в этот же момент времени будет в состоянии её обеспечить

$$\mathcal{P}_0 = R_a \cdot R_b = 0,95 \cdot 0,95 \approx 0,9. \quad (4.41)$$

При нагрузке от $P = 14$ до $P = 22$ МВт (зона перекрытия – $P_{\Pi} = 8$ МВт) нагрузку обеспечивают обе станции, а в пределах зон (от $P = 0$ до $P = 14$ и от $P = 22$ до $P = 36$ МВт) – по одной ГУ. Показатель эффективности E_0 состояния РГ при заданной нагрузке P_0 МВт определяется средневзвешенной величиной

$$E_0 = \frac{P_{S_a \cap S_b}}{P_\Sigma} \mathcal{P} + \frac{P_{S_a - (S_a \cap S_b)} + P_{S_b - (S_a \cap S_b)}}{P_\Sigma} \mathcal{P}_0 = \quad (4.42)$$

$$= \frac{8}{36} \cdot 0,99 + \frac{14 + 14}{36} \cdot 0,9 = 0,92.$$

Отметим, что «вес» здесь имеют состояния РГ, а не отдельные её элементы (ГУ). В одной и той же системе РГ «вес» элемента существенно зависит от того, для какого состояния он рассматривается. Если при всех работоспособных элементах произошёл отказ i -го элемента, то очевидно, что он сопровождается последствиями, отличающимися от случая, когда этот i -й элемент отказал после того, как перед этим событием произошёл отказ одного j ($i \neq j$) или нескольких элементов этой системы. Однако для РГ во многих случаях элемент, более важный в одном состоянии системы, оказывается более важным и в другом её состоянии.

Вероятность состояния системы, когда в пределах $0 < P_a < 22$ МВт действует одна станция S_a , а в интервале $22 < P < 36$ МВт – ни одной,

$$\mathcal{P}_a = R_a(1 - R_a) = 0,95 \cdot 0,05 \approx 0,05. \quad (4.43)$$

Показатель эффективности E_a состояния РГ при нагрузке P_a МВт

$$E_a = \frac{22}{36} \cdot 0,9 + \frac{14}{36} \cdot 0 = 0,55. \quad (4.44)$$

Поскольку в условиях рассматриваемого примера состояния S_a и S_b идентичны, получаем результирующую эффективность работы анализируемой системы РГ:

$$E_\Sigma = \mathcal{P}_0 E_0 + 2\mathcal{P}_a E_a = 0,9 \cdot 0,92 + 2 \cdot 0,05 \cdot 0,55 = 0,883. \quad (4.45)$$

Оценка технической эффективности функционирования системы РГ на определённом интервале времени.

Система электроснабжения (РГ) состоит из двух одинаковых электростанций (ГУ). В случае работоспособности обеих станций обеспечиваемая ими нагрузка составляет P МВт. В случае отказа одной из них величина обеспечиваемой нагрузки снижается до значения $0,3P$. При отказе двух станций электроснабжение нарушается полностью. Отказы ГУ –

независимые события. ВБР каждой ГУ подчиняется экспоненциальному закону распределения

$$p(t) = e^{-\frac{t}{T}} = e^{-\lambda t}. \quad (4.46)$$

Рассматривая системы РГ подобного типа необходимо учитывать, что ГУ не будут выдавать требуемую потребителям мощность при останове в результате профилактических работ, а также воздействию каких-либо внешних факторов (погодные условия, если в состав ГУ определяется ВИЭ). Для упрощения примем, что закон распределения при этом остаётся экспоненциальным. Если принять длительность расчётного периода $\tau = t$ равной среднему времени безотказной работы каждой ГУ $t = T = 1$ год, то вероятность безотказной работы ГУ составит

$$p = e^{-\frac{t}{T}} = e^{-1} = 0,368. \quad (4.47)$$

Показатели технической эффективности состояний системы РГ определяются произведением передаваемой мощности на время функционирования:

1) техническая эффективность функционирования системы РГ, когда обе станции работоспособны в течение расчётного периода τ

$$E_0 = P\tau. \quad (4.48)$$

2) техническая эффективность функционирования системы РГ, когда в момент t_i отказала одна из ГУ

$$E_{ij}(t_i) = 0,3P\tau + 0,7Pt_i \quad t_i < \tau; \quad i = a, b; \quad (4.49)$$

3) техническая эффективность функционирования системы РГ, когда одна ГУ отказала в момент t_i , а вторая – в момент t_j

$$E_{ij}(t_i, t_j) = 0,3Pt_j + 0,7Pt_i \quad t_i < t_j < \tau, \quad i, j = a, b. \quad (4.50)$$

Результирующая оценка эффективности анализируемой системы РГ в соответствии с теорией, изложенной в [218–220] получена по формуле

$$E = p^2 P\tau + 2p\{0,3P\tau(1 - p) + 0,7P\tau[1 - p(1 + \lambda\tau)]\} + \\ + 2\{0,3P\tau[0,75 - p(1 + \lambda\tau) + 0,25p^2(1 + 2\lambda\tau)] +$$

$$\begin{aligned}
& +0,7P\tau[0,25 - p + (0,75 + 0,5\lambda\tau)p^2]\} = \\
& = 0,368^2P\tau + 2 \cdot 0,368\{0,3P\tau(1 - 0,368) + 0,7P\tau[1 - 0,368(1 + 1)]\} + \\
& + 2\{0,3P\tau[0,75 - 0,368(1 + 1) + 0,25 \cdot 0,368^2(1 + 2)] + \\
& + 0,7P\tau[0,25 - 0,368 + (0,75 + 0,5)0,368^2]\} = \\
& = (0,135 + 0,28 + 0,138)P\tau = 0,553P\tau. \quad (4.51)
\end{aligned}$$

Анализируемая система РГ может рассматриваться как система с аддитивными показателями технической эффективности [218–219], поскольку каждая ГУ вносит свою независимую долю c_k в общий выходной эффект. Тогда эффективность системы определится в соответствии с выражениями

$$E_0 = P\tau\mathcal{P}_0 = P\tau[1 - (1 - p)^2] = P\tau[1 - (1 - 0,368)^2] = 0,6P\tau;$$

$$E_i(t_i) = 0,3P\tau\mathcal{P}_0 + 0,7Pt_i(1 - e^{-\frac{t_i}{\tau}});$$

$$E_{ij}(t_i, t_j) = 0,3Pt_j \left(1 - e^{-\frac{t_j}{\tau}}\right) + 0,7Pt_i \left(1 - e^{-\frac{t_i}{\tau}}\right); \quad (4.52)$$

$$E(t) = \sum_{k=1}^n E_k c_k = E_0 c_0 + E_i(t_i) c_i + E_{i,j}(t_{i,j}) c_{i,j}, \quad \sum_{k=1}^n c_k = 1,$$

где c_k – коэффициент долевого участия каждой ГУ, работающей в системе РГ.

Оценка эффективности системы РГ с четырьмя ГУ

а) Две подсистемы ГУ общей системы РГ

Рассмотрим систему РГ из двух независимых подсистем, каждая из 2-х ГУ, обеспечивающих электроснабжение в каждой из двух зон двумя ГУ (рисунок 4.11).

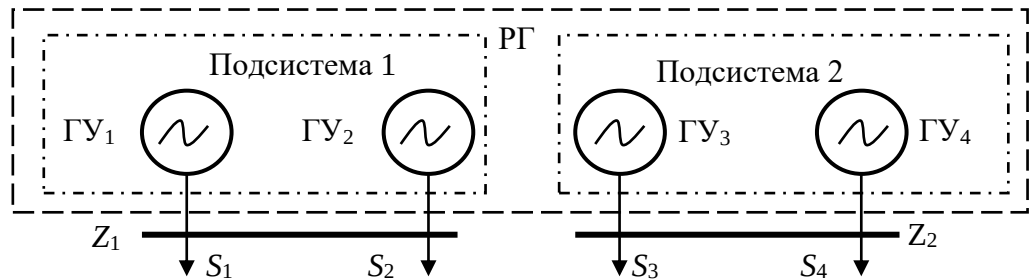


Рисунок 4.11 – Две независимые подсистемы общей системы РГ

Коэффициент готовности каждой ГУ – $K_r = 0,95$. Вероятность безотказной работы ГУ в своей Z_i зоне – $p = 0,9$.

Поскольку каждая из подсистем обеспечивает электроснабжение двух областей ($S_{i,i+1}$), возможны несколько ситуаций. На рисунке 4.12 показано по одному варианту выбора одной отказавшей ГУ (рисунок 4.12, б); двух ГУ в одной Z_i зоне (рисунок 4.12, в) и по одной ГУ в разных зонах (рисунок 4.12, г); трёх отказавших ГУ (рисунок 4.12, д) и режим нормальной работы всех ГУ (рисунок 4.12, а).

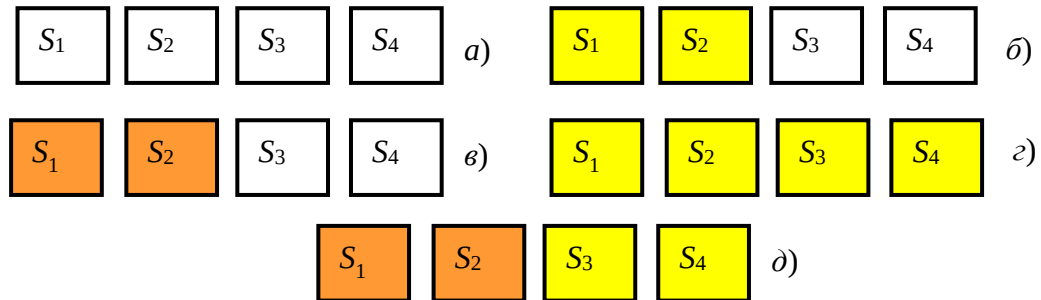


Рисунок 4.12 – Возможные ситуации отказов ГУ в двух подсистемах РГ

На рисунке 4.12: области S_i без заливки означают, что электроснабжение осуществляется от двух ГУ; светлая заливка – электроснабжение потребителей S_i осуществляется от одной ГУ; тёмная – нарушение электроснабжения.

В действительности отказ одной ГУ может произойти четырьмя способами; отказ двух ГУ – двумя способами в каждой зоне Z_i (рисунок 4.12, в) и четырьмя способами, если отказ каждой ГУ происходит в разных Z_i и Z_j зонах (рисунок 4.12, г); отказ трёх ГУ – двумя способами. В общем случае последствия отказов ГУ в каждой из ситуаций могут существенно отличаться, так как технологический процесс и электропотребление в областях S_i имеют свои особенности.

В соответствии с биномиальным распределением вероятностей отказ одной из четырёх ГУ происходит с вероятностью

$$q_{1,4} = C_4^1 q^1 p^3 = 4 \cdot 0,1 \cdot 0,9^3 = 0,29. \quad (4.53)$$

В любой зоне Z_i , электроснабжение которой обеспечивается двумя ГУ, их ВБР (мера эффективности) составляет

$$P = 1 - (1 - p)^2 = 1 - (1 - 0,9)^2 = 0,99 \quad (4.54)$$

Следовательно, вероятность одновременного отказа двух любых ГУ

$$q_2 = 1 - P = 0,01. \quad (4.55)$$

Вероятность отказа q_{2Z_i} , двух ГУ одной Z_i зоны

$$q_{2Z_i} = 2q_2P = 0,02 \quad (4.56)$$

Вероятность отказа $q_{2Z_{ij}}$, двух ГУ в разных Z_i и Z_j зонах

$$q_{2Z_{ij}} = 4(qp)^2 = 4(0,1 \cdot 0,9)^2 = 0,03. \quad (4.57)$$

Отказ трёх ГУ происходит с вероятностью

$$q_{3,4} = C_4^3 q^3 p^1 = 4 \cdot 0,1^3 \cdot 0,9 = 0,036. \quad (4.58)$$

Если каждая из подсистем вносит половину «вклада» в эффективность общей системы РГ, расчёт её эффективности производится по [219], учитывая, что обе подсистемы работоспособны:

$$E = [1 - (1 - p)^2]K_r^2 = 0,99 \cdot 0,9025 = 0,893. \quad (4.59)$$

Качественный анализ ситуаций, представленных на рисунке 4.12 и относительно малые значения вероятностей отказов двух и трёх ГУ позволяют оценить наиболее неблагоприятные режимы функционирования исследуемой системы РГ.

б) Качественный анализ эффективности системы РГ с четырьмя ГУ и потребителями, расположенными в четырёх зонах.

Электроснабжение потребителей четырёх зон Z_i ($i = \overline{1,4}$) обеспечивает система РГ, состоящая из четырёх однотипных ГУ. ВБР каждой ГУ – $p_{гУ} = 0,9$. При перекрытии ГУ двух зон РГ работает в оптимальном режиме и коэффициент эффективности принят $e_2 = 0,99$. Структура системы РГ представлена на рисунке 4.13.

Поскольку каждая из ГУ обеспечивает электроснабжение двух зон (Z_{ij}), возможны несколько ситуаций. На рисунке 4.14 показано по одному варианту выбора одной отказавшей ГУ (рисунок 4.14, б), двух соседних ГУ (рисунок 4.14, в), двух «противоположно» расположенных ГУ (рисунок 4.14, г), трёх отказавших ГУ (рисунок 4.14, д) и режим нормальной работы всех ГУ (рисунок 4.14, а). В действительности отказ одной ГУ может произойти

четырьмя способами, отказ двух соседних ГУ и трёх ГУ тоже четырьмя, а отказ двух смежных – двумя способами.

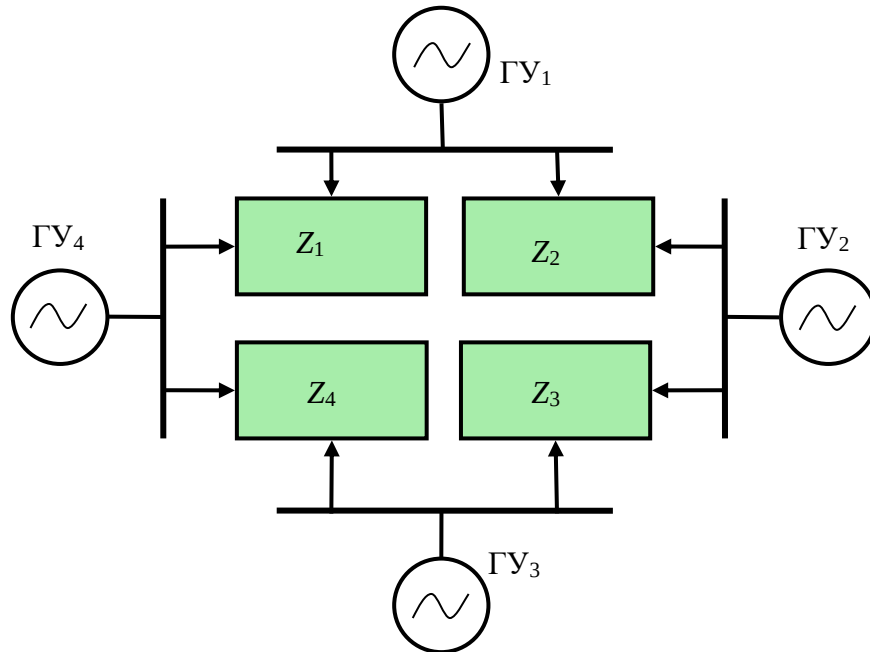


Рисунок 4.13 – Структура схемы электроснабжения

При $p_{\text{гy}} = 0,9$ ВБР системы РГ составит

$$P_{\text{рг}} = 1 - q^4 = 1 - 0,1^4 = 0,9999 \quad (4.60)$$

Отказ одной из четырёх ГУ происходит с вероятностью

$$q_{1,4} = C_4^1 q^1 p^3 = 4 \cdot 0,1 \cdot 0,9^3 = 0,29. \quad (4.61)$$

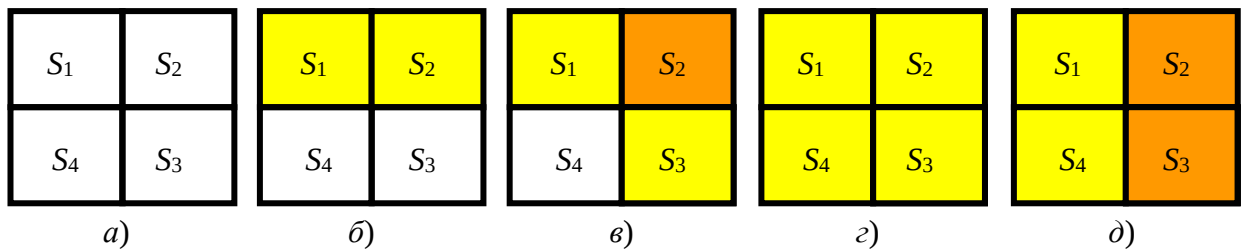


Рисунок 4.14 – Возможные ситуации при отказах ГУ системы РГ

На рисунке 4.14: области S_i без заливки обозначают, что электроснабжение потребителей осуществляется от двух ГУ (перекрывание зон); светлая заливка – электроснабжение зоны осуществляется от одной ГУ; темная заливка соответствует нарушению электроснабжения в данной зоне.

Вероятность отказа $q_{2\text{сос},4}$ двух соседних ГУ определяется как

$$q_{2\text{сос},4} = 4 \cdot q^2 p^2 = 4 \cdot 0,1^2 \cdot 0,9^2 = 0,0324. \quad (4.62)$$

Вероятность отказа $q_{2\text{см},4}$ двух противоположно расположенных ГУ определяются аналогично

$$q_{2\text{пр},4} = 2 \cdot q^2 p^2 = 2 \cdot 0,1^2 \cdot 0,9^2 = 0,0162. \quad (4.63)$$

Вероятность отказа $q_{3,4}$ трёх ГУ составляет

$$q_{3,4} = C_4^3 q^3 p^1 = 4 \cdot 0,1^3 \cdot 0,9^1 = 0,0036. \quad (4.64)$$

Очевидно, что при одновременном отказе двух ГУ с разным структурным расположением эффективность системы РГ различна. При отказе двух противоположных ГУ сохраняется электроснабжение всех областей S_i ($i = \overline{1,4}$), хотя электроснабжение их осуществляется только от одного источника; отказ двух соседних ГУ приводит к полному нарушению электроснабжения в одной из зон S_i .

Хотя одновременный отказ трёх ГУ маловероятен, происходит полное нарушение электроснабжения потребителей, расположенных в двух зонах, а потребители двух других получают питание только от одной ГУ, что говорит о максимальном снижении эффективности системы РГ.

Выводы по главе 4

1. Доказано, что необходимо чёткое обоснование цели внедрения РГ и режимов её работы с учётом технологических особенностей потребителя и требований по надёжности электроснабжения как в изолированном режиме работы РГ, так и в режиме с электроснабжением от основной сети ЭЭС.

2. Рост числа и мощности установок РГ небезопасен для централизованной ЭЭС. При относительно небольшой мощности отдельных ГУ нормальные режимы пуска, наброса (сброса) нагрузки могут привести к

нарушению устойчивости ГУ и повлиять на режим основной сети. То же и относительно последствий разного рода повреждений сетевого оборудования. Включение ГУ систем РГ в распределительную сеть уменьшает её сопротивление, увеличивая ТКЗ, что может привести к отказам коммутационных систем и изменению настроек РЗиПА.

3. В качестве показателей эффективности работы систем РГ рекомендуется использовать вероятность аварийной ситуации; перегрузки оборудования; восстановления в течение определённого времени; вероятность выполнения производственного задания в условиях ограничений и т. п.

4. При проектировании и внедрении систем РГ возникают специфические условия и требования, сопряженные с необходимостью обеспечения интересов всех владельцев ГУ, входящих в состав систем РГ и ЭЭС, включая координацию оперативно-диспетчерского управления.

5. Оценка условий работоспособности простейших структур систем электроснабжения позволяет решать комплекс задач обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения потребителей, обеспечивая устойчивую работу при нарушении работоспособности отдельных ГУ и их групп.

6. Поскольку системы РГ представляются структурами с несколькими перекрывающимися зонами действия, это определяет особенности их работы, оцениваемые эффективностью функционирования – степенью целесообразности использования системы РГ в различных режимах.

5 ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Вводные замечания

Одно из направлений системных исследований в электроэнергетике – изучение проблемы управления структурой и режимами ЭЭС с целью повышения надёжности и эффективности электроснабжения потребителей. Развитие энергорайонов с малой и распределённой генерацией (РГ), ВИЭ и СНЭЭ, внедрение интеллектуальных систем управления объектами ЭЭС требует исследования и разработки обобщённого подхода к управлению структурой, режимами и параметрами их функционирования при нормальных и аварийных ситуациях. Решение задачи поиска наилучшего способа управления заключается в построении и дальнейшем использовании модели, количественно описывающей способы возможного управления и соответствующие им последствия.

Важнейшей, и в то же время одной из самых сложных задач поиска наилучшего способа управления, является формализованное представление цели управления, поскольку свойства, режимы и параметры отдельных элементов ЭЭС (СЭС) определяют эффективность их работы в целом, включая энергорайоны с традиционными ГУ в системах РГ, а также ВИЭ и СНЭЭ [147]. Динамично изменяющаяся экономика, ускорение протекания контролируемых и аварийных процессов в энергорайонах с РГ, ВИЭ и СНЭЭ, существенное увеличение сложности СЭС привели к несоответствию существующих принципов управления требованиям, предъявляемым современными условиями функционирования объектов электроэнергетики [83]. Исследования основных факторов, влияющих на системы управления в СЭС, показали, что ими являются:

- рост энергетической инфраструктуры с одновременным увеличением доли малой и распределённой генерации, ВИЭ;
- появление электроприёмников с новыми статическими и динамическими характеристиками;
- повышение требований к надёжности и качеству электроэнергии, безопасности и живучести СЭС;
- расширение сферы автоматизированного диспетчерского и противоаварийного управления;
- согласование коммерческих интересов субъектов рынка и необходимости обеспечения эффективного функционирования ЭЭС (СЭС);
- распространение и развитие принципов и систем управления на распределительные электрические сети, содержащие установки РГ, ВИЭ и СНЭЭ.

Учёт этих факторов требует формирования критериев и разработки методов управления режимами энергорайонов с объектами малой и РГ. Присоединение ГУ объектов РГ к существующей схеме без соответствующих технических решений по управлению структурными и режимными параметрами может привести к изменению их не только в данном энергорайоне, но и в сети ЭЭС, влияя на элементы управления и защиты как в нормальных, так и в аварийных режимах.

Особенности расчётов режимов в энергорайонах с РГ и предложения по автоматизации управления нормальными и аварийными режимами в них подробно изложены в [53, 66]. Однако решение организационных и расчётных задач управления ГУ энергорайона на основе только рационального выбора устройств РЗ и режимной автоматики не позволяет в полной мере обеспечить надёжность и эффективность функционирования анализируемой системы. То же относительно предложений [149, 159] по управлению нагрузкой потребителей в нормальных и аварийных режимах СЭС. Макро- и микро моделирование технико-экономических последствий (ущерба) при

отказах элементов СЭС, внезапных и плановых ограничениях электроснабжения при возникновении дефицитов мощности, изменениях нагрузки и режима электропотребления, предлагаемые в этих и других работах, представляют лишь часть проблемы управления ИЭС ААС. В любых СЭС постоянно изменяется режим электропотребления, напряжение на шинах, возникают отказы и сбои в работе силовых элементов и устройств контроля, управления, РЗА, происходят другие случайные события, вызывающие необходимость введения управляющих воздействий. Широкое применение интеллектуальных систем управления сетями, элементами электрооборудования и режимами потребления требуют глубокого понимания физических и технологических основ этих процессов, их исследования и анализа с позиций системного подхода, основой которого является формализованное описание исследуемой системы [148]. Поэтому процесс разработки и создания систем управления современными СЭС в условиях интеллектуализации с учётом РГ, ВИЭ и СНЭЭ предлагается рассматривать как с позиций формального (математического), так и неформального (экспертного) подходов. Такое сочетание позволяет создать алгоритмическую основу управления объектами СЭС в различных режимах их функционирования с получением максимально эффективного результата.

Исследование структурных и функциональных связей, интервальных и предельных параметров состояний ЭЭС (СЭС), реальных производств, позволяет определить цели управления и выработать требования к надёжности с учетом длительности введения режима регулирования, периодичности, глубины ограничения потребителя электроэнергии. Это служит основанием согласованного изменения графика выдачи мощности и нагрузки потребителей с одновременной минимизацией технико-экономических потерь изменения режима.

Управление в наиболее широком смысле включает комплекс мероприятий, направленных на достижение поставленной цели. Под управлением в данном случае понимается процесс организации

целенаправленного воздействия на объект, в результате чего он переходит в требуемое (целевое) состояние.

5.1 Основные стратегии управления электропотреблением

Каждый субъект рынка электроэнергии имеет собственные интересы, которые он реализует в первую очередь. Исследование этого процесса позволяет обосновать возможные риски [157, 159, 164], а регулирование – конфликты. Для их разрешения используются различные механизмы регулирования: от «жесткого» административного воздействия до «мягкого» экономического стимулирования. Главным условием выставляется принцип взаимной заинтересованности энергокомпаний и потребителей или расширение области пересечения взаимных интересов.

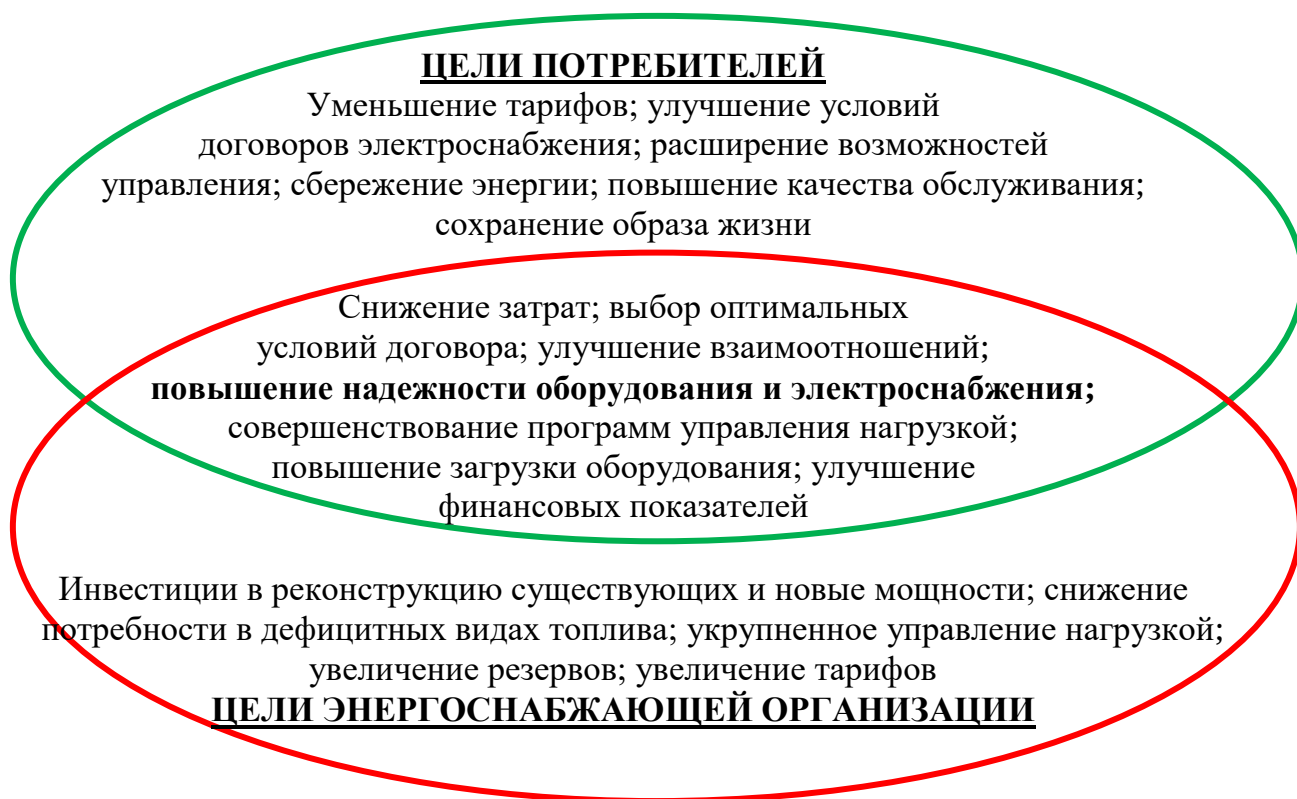


Рисунок 5.1 – Иллюстрация совместимости целей задач управления электропотреблением

На рисунке 5.1 приведен пример совместимости ряда целей ЭСО и потребителей при решении задач управления нагрузкой.

В условиях рынка возникают непересекающиеся интересы покупателей и поставщиков электроэнергии (рисунок 5.2).

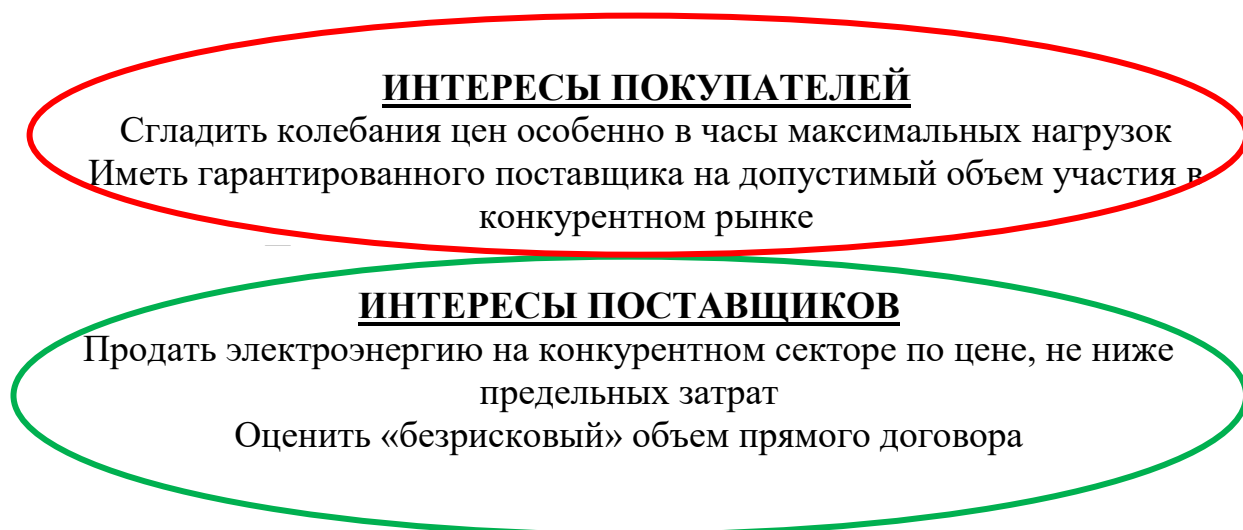


Рисунок 5.2 – Интересы покупателей и поставщиков электроэнергии

Область взаимных интересов определяет результирующую эффективность функционирования энергетической отрасли. При этом интересы ЭСО определяются прибылью от повышения эффективности основного оборудования $\mathcal{E}_0$ и снижения затрат на топливо $\mathcal{E}_T$, а интересы потребителя – эффектом сокращения расходов по электропотреблению:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{эсо}} + \mathcal{E}_{\text{п}}; \quad \mathcal{E}_{\text{эсо}} = \mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_T; \quad \mathcal{E}_{\text{п}} = \Delta Ntc - Y, \quad (5.1)$$

где $\mathcal{E}$ – эффективность мероприятий по управлению нагрузкой; $\mathcal{E}_{\text{эсо}}$ – эффект ЭСО; $\mathcal{E}_{\text{п}}$ – эффект потребителя; ΔN – снижение мощности потребителя за счет управления нагрузкой; c – тариф на электроэнергию; t – длительность изменения режима электропотребления; Y – ущерб потребителя от изменения режима.

Интересы энергокомпании и потребителей приведены на рисунке 5.3. Учёт и согласование интересов участников энергорынка возможны при развитии:

- государственного регулирования (законы и нормативы);

- прозрачности информации;
- «справедливых» тарифов;
- взаимодействия энергокомпаний с потребителями в области формирования взаимоприемлемых тарифов и инвестиций;
- рыночной конкуренции.

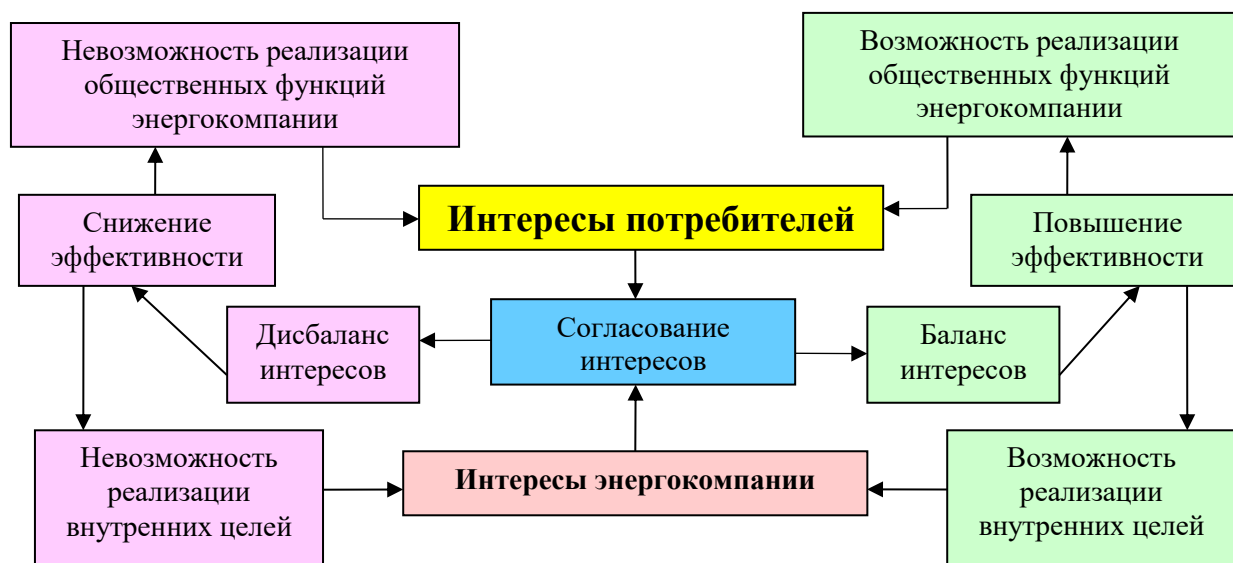


Рисунок 5.3 – Схема совместимости интересов энергокомпаний и потребителей

Экономический эффект от управления нагрузкой распределяется между ЭСО и потребителем [154, 231, 242] так, чтобы было выгодно обеим сторонам. Причём у потребителя компенсируются не только потери от вынужденного изменения режима U , но и сокращаются общие расходы. При этом возникает заинтересованность оперативного персонала, принимающего участие в организации и проведении необходимых работ. Очевидно, что учёт и согласование интересов участников энергорынка возможны при развитии следующих направлений: рыночной конкуренции; взаимодействия энергокомпаний с потребителями в области формирования взаимоприемлемых тарифов и инвестиционной деятельности; государственного регулирования в части установления чётких и

долговременных нормативов, прозрачности информации, «справедливых» тарифов.

Одна из основных проблем управления электропотреблением связана с большим разнообразием методов. В этой связи необходим анализ и обобщение имеющегося в разных отраслях АПК опыта прогнозирования спроса и управления им при случайных изменениях генерируемой и передаваемой мощности и энергии. Для этого требуется разработка и совершенствование методик оценки вариантов и параметров управления режимами потребителей всех видов и категорий [154]. Пример обобщённой классификации способов управления электропотреблением приведён в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Классификация способов управления электропотреблением

Оборудование конечного потребления	Кондиционеры Водонагреватели Насосы Системы отопления	Программируемое управление; дистанционное управление включением и отключением электроприёмников; дистанционное или местное циклическое регулирование режимов работы; регулирование производительности; таймеры; аккумулирование тепла (холода); утилизация тепла; альтернативные источники энергии
	Групповые нагрузки	Автоматизированная система управления электропотреблением; сигнализация предупреждения о пиковой нагрузке; ограничители нагрузки; блокировки включения; таймеры
Управление оборудованием ЭЭС	Оперативное управление присоединениями; понижение напряжения; регулирование коэффициента мощности; повышение технико-экономической эффективности основного оборудования	
Использование ВИЭ	Ветровые электростанции; тепловые гелиостанции; солнечные батареи; малые ГЭС, ТЭС	
Введение дифференцированных тарифов для потребителей	Тарифы, зависящие от времени; тарифы для потребителей, допускающих перерывы электроснабжения; тарифы для потребителей, регулирующих нагрузку в соответствии с контрактом на поставку электроэнергии; тарифы, зависящие от максимума нагрузки; поощрительные выплаты; специальные тарифы	
Привлечение потребителей к программам управления спросом	Участие в программах управления спросом; тарифное меню; поощрительные тарифы; обучение потребителя	

Принятие решения о вариантах управления спросом потребителей основывается на ранжировании их экономической эффективности с учётом возможности перехода потребителя на более высокий (низкий) по сравнению с запланированным (расчётным) уровень регулировочных мероприятий, определяющим надёжность электроснабжения. При решении задач управления электропотреблением отдельно стоит вопрос отключения и ограничения потребителей, так как перерыв в подаче, прекращение или ограничение со стороны ТСО допускается по соглашению, кроме: неудовлетворительного состояния энергоустановок, угрожающего аварией или создающего угрозу безопасности и жизни; нарушения обязательств по оплате электроэнергии; необходимости предотвращения или ликвидации аварии.

К проблеме управления электропотреблением относится третья ситуация. Поэтому в договоре ТСО и потребителя определяется порядок таких отключений (ограничений) с учётом их глубины и длительности, объема аварийной и технологической брони. В договоре на услуги по передаче электроэнергии между территориальной сетевой организацией (ТСО) и ЭСО определяется регламент действий ТСО по предотвращению аварий и ликвидации их угроз. Действие ПА должно приводить к минимальным технико-экономическим последствиям для потребителя. В таблице 5.2 приведены условия, обеспечивающие минимальную нагрузку потребителей зарубежных энергосистем после аварийных отключений.

Поскольку взаимодействие ТСО, ЭСО и потребителя определяет работу энергокомпаний при аварийных ситуациях, необходимы договора и законодательно утвержденный порядок ограничений и отключений. Успех управления электропотреблением сопутствует тем инновациям, которые в большей степени отвечают взаимным интересам производителей и потребителей (рисунок 5.4). При управлении электропотреблением крупных объектов АПК необходимо дополнительно учитывать ряд позитивных

эффектов (таблица 5.3), возникающих в генерирующих компаниях, ЭСО, у потребителей и в обществе.

Таблица 5.2 – Условия обеспечения минимальной нагрузки потребителей

Величина нагрузки, МВт	Минимальная нагрузка, которая должна быть обеспечена после	
	аварийного или планового отключения одной цепи	аварийного отключения второй цепи при аварийном или плановом ремонте первой
До 1,0	На время ремонта – вся нагрузка	0
1,0 – 12	а) в течение 3 ч – вся нагрузка минус 1 МВт; б) на время ремонта – вся нагрузка	0
12 – 60	а) в течение 15 мин – снижение суммарной нагрузки на 12 МВт; б) в течение 3 ч – вся нагрузка	0
60 – 300	а) временно – снижение суммарной нагрузки на 20 МВт с автоматическим отключением; б) в течение 3 ч – вся нагрузка	а) в течение 3 ч – для суммарной нагрузки более 100 МВт меньшее из двух величин: нагрузка минус 100 МВт, одна треть суммарной нагрузки; б) на время ремонта – вся нагрузка
300 – 1500	Кратковременно – вся нагрузка	а) временно – все потребители в размере двух третей суммарной нагрузки; б) на время ремонта – вся нагрузка
Более 1500	Нормативы устанавливаются другими стандартами	

Инновации области 1 (рисунок 5.4) отражают интересы всех субъектов и вероятность их восприятия рынком высокая. Инновации 2, 3, 4 соответствуют интересам только двух субъектов. Они воспринимаются, если возможно дополнительное стимулирование оставшегося субъекта. Инновации 5, 6, 7 практически не имеют шансов на успех. Но следует учитывать и меняющуюся динамику соотношения этих областей.

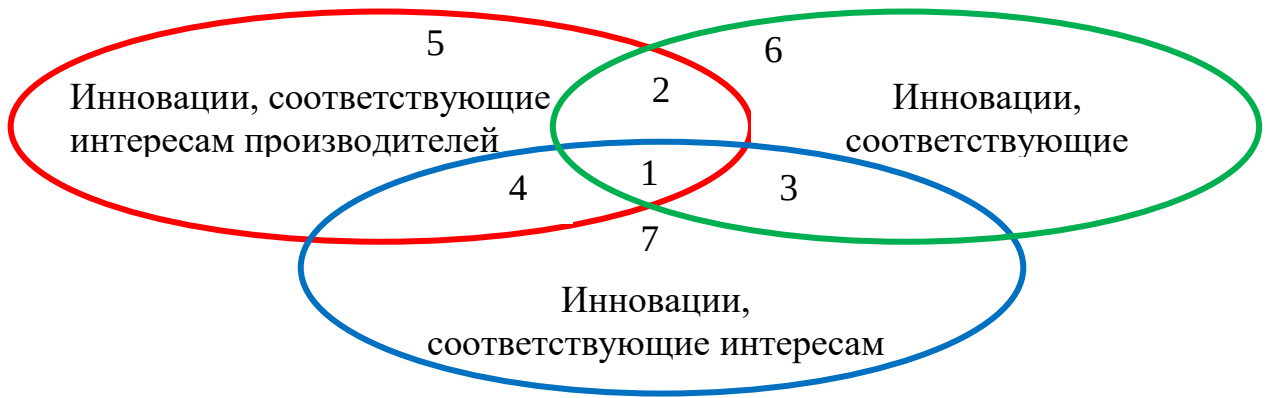


Рисунок 5.4 – Взаимодействие интересов субъектов инновационного процесса

Таблица 5.3 – Повышение эффективности управления электропотреблением

Энергоисточники (генерирующие компании)	Повышение КПД и экономичности электростанций Уменьшение износа основных фондов Уменьшение потребности в новой генерирующей мощности Уменьшение эксплуатационных издержек
Энергоснабжающие предприятия	Повышение пропускной способности ЛЭП Уменьшение технических и коммерческих потерь Уменьшение затрат на закупку электроэнергии на оптовом рынке Повышение надежности электроснабжения потребителей
Потребители электроэнергии	Рациональное использование электроэнергии Эффективная реализация энергосберегающих мероприятий Повышение качества выпускаемой продукции
Общество	Уменьшение риска аварийных ситуаций Улучшение состояния природной среды Уменьшение непроизводительных общественных расходов Уменьшение социально-политической напряженности

По аналогии с [68] рассмотрим, пример управления системой энергетики, включающей два предприятия – П1 и П2, для нормальной работы которых требуется тепло и электроэнергия. Причём для П1 – в основном тепло, а для П2 – электроэнергия, что может рассматриваться как система РГ. Оба предприятия имеют фиксированную нагрузку и электро- и теплопотребление, равное производству тепла коммерческой котельной, принадлежащей предприятию П1; электроэнергии, вырабатываемой на местной, также коммерческой, электростанции, принадлежащей П2 и муниципальной ТЭЦ, производящей тепловую и электрическую энергию.

Котельная и местная электростанция производят тепло и электроэнергию в соответствии с требованиями П1 и П2. ТЭЦ обеспечивает баланс потребностей П1 и П2 в тепле и электроэнергии. Допустим, что работа ТЭЦ определяется одной условной единицей.

Поскольку муниципальное правительство субсидирует П1 и П2, они полностью потребляют всё тепло и электроэнергию, производимые на ТЭЦ. Данная ситуация (рисунок 5.5) описывается следующими уравнениями:

$$Q = D_q + G^q; \quad W = D_w + G^w \quad P = D_q + D_w + G, \quad (5.2)$$

где Q – количество потребляемого тепла для П1; W – количество электроэнергии, потребляемой П2; D_q – спрос на тепло П1; D_w – спрос на электроэнергию П2; G – производительность ТЭЦ по теплу G^q и электроэнергии G^w : $G = G^q + G^w$; P – полные мощности всех генерирующих источников.

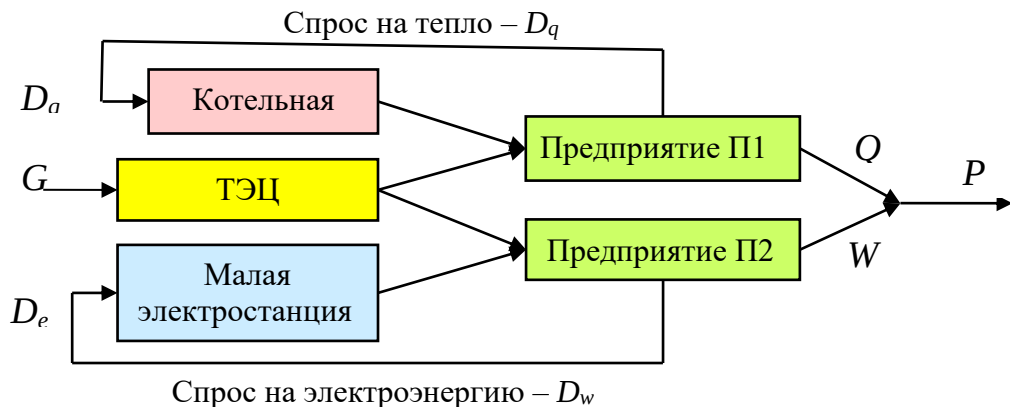


Рисунок 5.5 – Блок-схема системы

Существует возможность управления спросом на тепло D_q , электроэнергию D_w и производительностью ТЭЦ – G . Управляющими органами являются П1, П2 и муниципальное правительство. Правительство управляет переменной P , изменяя G ; П1 управляет Q через D_q ; электростанция контролирует W , варьируя D_w .

При обеспечении полной потребности в тепловой и электрической энергии предприятий П1 и П2, правительство, принимает решение увеличить

G на одну условную единицу. В соответствии с принятыми условиями, в два раза увеличивается производительность по теплу и электроэнергии. Тогда П1 и П2 на которых никаких изменений технологии не предусмотрено, для сохранения баланса тепло- и электропотребления уменьшают спрос D_q и D_w на единицу. Следовательно, изменение D_q и D_w на одну единицу приводит к уменьшению полной мощности всех генерирующих источников P на две единицы. Парадокс исчезает, если регулируются все три величины: D_q , D_w и G . Однако основная проблема возникает из-за других управляющих воздействий на связь управляемых Q , P , W и управляющих D_q , D_w , G переменных. Такое поведение вызвано не наличием нелинейности, стохастичности, неопределённости, а структурой схемы, имеющимися связями и ограничениями, присущими элементам системы.

Данный пример иллюстрирует чрезвычайно важный момент, присущий понятию сложности – различие между сложностью неуправляемой и управляемой. Процесс управления может привести к неустойчивым конфигурациям (режимам, структурам, параметрам), появление которых возможно из-за разрыва между вычислительными потребностями и вычислительными возможностями. Неустойчивость может появиться, если быстроедействие ряда подсистем не так велико, чтобы реагировать на изменения входных управляющих воздействий.

5.2 Основы управления режимами электропотребления

Существующие технологии управления электропотреблением предоставляют относительно мало возможностей для внедрения их в интеллектуальные системы управления параметрами и режимами СЭС. Это связано с необходимостью учёта быстрой смены возможных ситуаций,

режимными и коммутационными ограничениями потребителя, а также сложностью оценки технико-экономических последствий реализации изменения режима электропотребления и параметров технологического процесса производства продукции. Развивающаяся теория ИЭС ААС требует и развития системного подхода к постановке и решению задач рационального управления электропотреблением. Недостаточность априорной информации приводит к необходимости совмещать анализ технологических особенностей потребителя при управлении режимами его электроснабжения с коммутационными возможностями СЭС. Успешное управление электропотреблением возможно, если связи СЭС с технологическими агрегатами известны и управляющее устройство достаточно быстро реагирует на воздействия со стороны ЭЭС (СЭС). Поэтому анализ возможностей управления электропотреблением следует начинать с объекта, а не с алгоритмов управления им. В этой связи управление динамическим процессом электропотребления должно быть:

- всеситуационным (возможность управления во всех возникающих ситуациях, включая чрезвычайные);
- гибким (смена форм управления режимом в зависимости от ситуации в СЭС);
- оперативным (своевременное реагирование на требуемые ЭЭС (СЭС) изменения режимов электропотребления);
- эффективным (выработка рациональных технико-экономических решений, исключающих (минимизирующих) последствия вводимых ограничений).

Так как потребитель существует для производства продукции, а не для управления его мощностью со стороны СЭС, управление по отношению к нему имеет внешний характер. Вследствие этого принудительное изменение электропотребления нарушает нормальный ход технологического процесса. Изменение режима электропотребления без достаточной информации о

функциональных связях СЭС и объектов производства не может привести к успешному результату.

Важнейшей и одной из самых сложных задач, возникающих при поиске наилучшего способа реализации намеченной цели управления, является задача формализованного представления объекта управления. Состояние Y объекта управления, под которым рассматривается автономная (изолированная) ЭЭС, система РГ, отдельная ГУ, ВИЭ, СНЭЭ, группы и одиночные потребители (рисунок 5.6) [183] зависит от состояния среды X , определяемой связью $Y = F^0(X)$, где X – действие среды (СЭС) на вход объекта; F^0 – оператор связи входа и выхода.

Поскольку управление – целенаправленный процесс, в рассмотрение вводится субъект (диспетчер, оператор) – источник целей управления Z . Субъект – активная система, интересы которой отражаются системой управления. Желаемая цель субъекта Z^* определяет его требования к объекту. Формируя её, субъект должен иметь достаточно чёткое представление об объекте, отражающее подмножество его свойств, достаточное для формулировки целей управления. Цели субъекта определяются его собственными интересами, взаимодействием X с внешней средой (восприятием состояния X среды) и состоянием Y объекта.

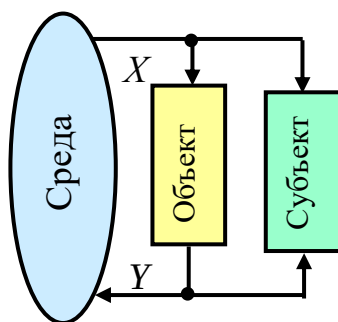


Рисунок 5.6 – Схема взаимодействия субъекта со средой и объектом

Если состояние Y объекта удовлетворяет потребностям субъекта, то управления не происходит. Если нет, то необходима организация такого воздействия на объект, которое переведёт его в состояние, удовлетворяющее

требованиям субъекта. Следовательно, если $Z = Z^*$, то состояние объекта удовлетворяет целям субъекта, а если $Z \neq Z^*$, то цели субъекта не реализованы. При этом субъект либо принимает Z и терпит ущерб от неосуществления цели Z^* , либо создаёт систему, позволяющую достичь Z^* с затратами R на её создание и эксплуатацию. Для реализации такой системы необходимы каналы управления U . Тогда состояние объекта управления будет зависеть от состояния среды X и управления U :

$$Y = F^0(X, U). \quad (5.3)$$

Таким образом создаётся система управления, содержащая нормативы, правила, договора, обязательства, связанные с функционированием объекта; алгоритмы обработки информации и средства их реализации, все виды резервов R , необходимых для достижения цели Z^* управления [183]. В общем виде схема системы управления представлена на рисунке 5.7. С помощью датчиков D_x и D_y измеряются состояния среды и объекта. Результаты измерений

$$X_d = D_x(X); \quad Y_d = D_y(Y), \quad (5.4)$$

где D_x и D_y – операторы датчиков, являющиеся исходной информацией для управляющего устройства (УУ), вырабатывающего воздействие U .

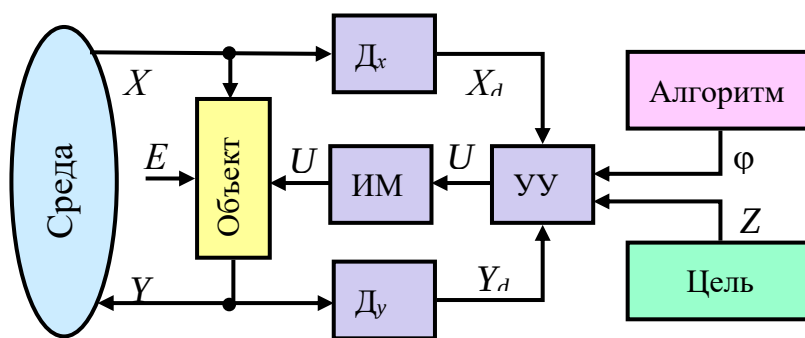


Рисунок 5.7 – Схема системы управления

Отметим, что (5.2) определяют связь между действительными состояниями среды X и объекта Y и информацией об этих состояниях X_d и Y_d . Следовательно, в основе процесса управления лежит информация I о сложившейся ситуации:

$$I = (X_d, Y_d). \quad (5.5)$$

Объективная неполнота информации I определяется ограниченными возможностями её сбора и ресурсами, выделяемыми на управление. Ненаблюдаемые внешние состояния (структура, режимы) «традиционных» объектов СЭС, режимы ВИЭ, климатические изменения и др., а также внутренние факторы (изменения характеристик объекта), влияющие на состояние Y , учитываются ненаблюдаемым возмущением E (рисунок 5.7), что позволяет уточнить его состояние (5.3):

$$Y = F^0(X, U, E). \quad (5.6)$$

На вход УУ поступает информация $U = \varphi(I, Z^*)$ о цели Z^* управления при использовании соответствующего алгоритма φ – чёткой инструкции (правила), в соответствии с которыми осуществляется цель Z^* в ситуации I . Результат её обработки УУ – информация об управляемых входах U^0 , отрабатываемая исполнительным механизмом (ИМ). Можно предположить, что $U^0 = U$.

При формулировке множества целей управления $\{Z^*\}$ выявляются пожелания субъекта. Если желаемое субъекту, состояние объекта не реализуется без вмешательства извне, то оно становится целью управления: поддержание потребителем нагрузки P (кВт) на необходимом P^* уровне: $Z^*: P = P^* = \text{const}$, причём P^* может изменяться в зависимости от особенностей технологического процесса, плановых (договорных) условий выпуска продукции, внешних воздействий на объект управления. Задание множества целей $\{Z^*\}$ сводится к определению диапазона изменения нагрузок, в котором находится P^* . При этом реализуется простейший алгоритм управления: 1) включить дополнительную нагрузку при $P < P^*$; 2) отключить часть нагрузки при $P > P^*$. Определённый таким образом диапазон целевых мощностей определяет объект управления, состояние которого необходимо контролировать, выполняя цели управления $\{Z^*\}$.

Управление U , переводящее объект в целевое состояние Z^* , реализуется на основе модели Y – зависимости F связывающей состояние объекта с его неуправляемым X и управляемым $U = U^0$ входами:

$$Y = F(X, U). \quad (5.7)$$

Отличие оператора F^0 в (5.3) от модели F в (5.5) в том, что F^0 неизвестен, а F – высказывание, определяемое связью входов X и U модели и её выходом Y . Основной исходной информацией здесь являются наблюдения за поведением входа $X(t)$ и выхода $Y(t)$ объекта при его взаимодействии со средой:

$$I(t) = \{X(t), Y(t)\}. \quad (5.8)$$

Но (5.7) определяет состояние объекта, зависящее только от входа $X: Y = F(X)$, что отличается от модели (5.8). Для выявления зависимости выхода Y от управляемых входов $U: Y = F(U)$ необходимо планирование (проведение) эксперимента с соответствующим планом $\tilde{U}$ испытаний, содержащим состояния U_i входа

$$\tilde{U} = \{U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n\} \quad (5.9)$$

при детерминированной шкале плана эксперимента (статика) или при непрерывном изменении параметра (динамика) определить план-функцию:

$$\tilde{U} = U(t), 0 \leq t \leq T. \quad (5.10)$$

План (5.7) полностью определяется матрицей планирования:

$$\tilde{U} = \begin{bmatrix} U_1 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{11} & \dots & u_{m1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{1n} & \dots & u_{mn} \end{bmatrix}. \quad (5.11)$$

а план (5.10) – векторной функцией времени $\tilde{U} = U(t)$. Результат эксперимента – реакция объекта на воздействие U , представляется в виде ряда: $Y_1, Y_2, \dots, Y_i, \dots, Y_n$, или функции $Y(t) = F^0\{U(t)\}$, где реакция объекта в i -м эксперименте $Y_i = F^0(U_i)$, $i = 1, 2, \dots, n$.

Тогда n пар $I_i = \{U_i, Y_i\}$, $i = 1, 2, \dots, n$ в случае статической модели объекта и пара $I = \{U(t), Y(t)\}$ для динамической модели являются исходной информацией модели $F: Y = F(U)$. При этом в (5.6) рассматриваются три

тройки наблюдений $I_i = \{X_i, U_i, Y_i\}$, $i = 1, \dots, n$ или зависимости $I = \{X(t), U(t), Y(t)\}$, $0 \leq t \leq T$.

Таким образом, в процессе планирования эксперимента учитывается и состояние среды X , что определяет модель F объекта управления F^0 .

Решение о том, каким должно быть управление U для достижения цели Z^* принимается на основании модели F объекта учитывающей цель Z^* , информацию о состоянии X среды и величину ресурса R , выделенного для управления. Естественнo предположить, что управление U должно быть оптимальным $U = U^*$, где U – программа изменения управляемых параметров во времени $U^* = U^*(t)$.

Реализация программы оптимального управления $U^*(t)$ возможна, если информация о состоянии среды X , объекта Y и его модели F достоверна. Но в подавляющем большинстве случаев для реализации управления U в системах РГ требуется время t . Если оно велико (длительность некоторых электромеханических процессов достигает нескольких минут, а технологических процессов производства – часов), состояние объекта может измениться. Поэтому данное управление не приведёт к выполнению желаемой цели Z^* . Следовательно, в идеальном случае управление U должно быть упреждающим, что требует коррекции U .

Поскольку субъект – активная система, интересы его отражаются системой управления. Первоначально субъект формулирует k потребностей, изменяющихся во времени и характеризующихся их актуальностью a_i (частота, напряжение, активная и реактивная мощности, уровень электропотребления). Тогда в каждый момент времени субъект характеризуется вектором потребностей

$$A = (a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_k), \quad a_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, k, \quad (5.12)$$

определяющем его поведение при достижении поставленной цели. Поведение сводится к формулировке цели управления и достижению этой цели, то есть,

к равенству $Z = Z^*$ с помощью управления U . Связь субъекта с системой управления (СУ), реализующей заданную цель Z^* , показана на рисунке 5.8.

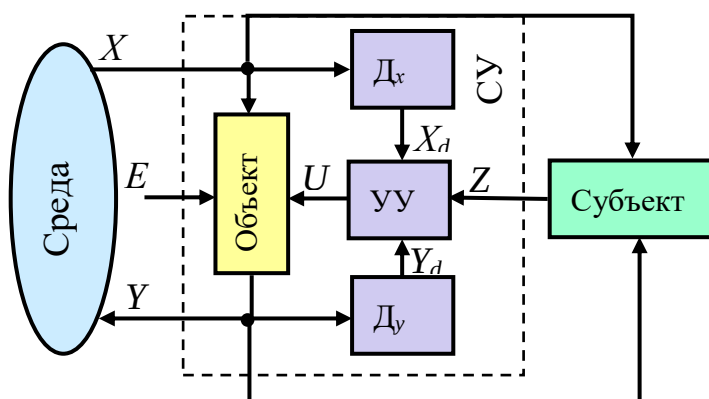


Рисунок 5.8 – Схема связи субъекта с системой управления

Субъект при этом является датчиком целей для СУ, а потребности его определяются входом Y . Задача субъекта – правильно сформулировать цель управления. Формулировка её осуществляется на основе функции меры $\mu(Z^*)$ (предпочтение, необходимость, качество, приоритет), которая определяется взвешенной суммой произведения потребностей a_i субъекта на «вес» b_i (значимость соответствующей потребности субъекта), на всём множестве $\{Z^*\}$

$$\mu(Z^*) = \sum_{i=1}^k b_i a_i; \quad \sum_{i=1}^k b_i = 1, \quad b_i > 0, \quad (i = 1, 2, \dots, k). \quad (5.13)$$

где веса b_i определяются на основании результатов экспертных оценок.

Оценка $\mu(Z^*)$ позволяет производить сравнение двух целей субъекта. Если $\mu(Z_1^*) < \mu(Z_2^*)$, то $Z_1^* \succ Z_2^*$, и выполнение цели Z_1^* на данном этапе управления (при сложившейся ситуации) более важно (необходимо, предпочтительнее), чем цели Z_2^* . Если $\mu(Z_1^*) = \mu(Z_2^*)$, то цели субъекта Z_1^* и Z_2^* эквивалентны $Z_1^* \sim Z_2^*$, но различаются. Наиболее предпочтительная (доминирующая) цель в этом случае определяется минимумом функции $\mu(Z^*)$

$$\mu(Z^*) \rightarrow \min_{Z^* \in \{Z^*\}} \Rightarrow Z^{**}. \quad (5.14)$$

Это означает, что следует минимизировать $\mu(Z^*)$, изменяя цель Z^* в пределах множества $\{Z^*\}$ допустимых целей. Результат – цель Z^{**} , которая в

сложившихся условиях приводит к максимально эффективному результату управления.

Сравнение множества эквивалентных целей (многоцелевая оптимизация) возможно на основе метода последовательных уступок [175] – процедуры, заключающейся в том, что все эквивалентные, но различающиеся цели нумеруют в порядке их относительной важности. Для наиболее важной Z_1^* назначается величина уступки – допустимого (в соответствии с условиями функционирования объекта) изменения (снижения требований) ΔZ_1^* . Если вторая по важности цель Z_2^* по своим параметрам входит в зону допустимого изменения первой $\Delta Z_1^* \cap Z_2^*$, то она считается более предпочтительной $Z_2^* > (Z_1^* - \Delta Z_1^*)$ (рисунок 5.9).

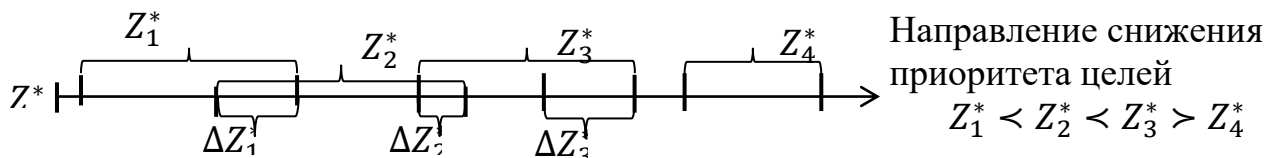


Рисунок 5.9 – Иллюстрация перехода к наиболее предпочтительной цели

Процесс завершается, когда показатель важности i -й цели не войдёт в зону допустимой уступки $(i - 1)$ -й цели. Эквивалентность нескольких целей есть следствие нечёткости исходной задачи. В этом случае цели сравнимы только по отношению квазиэквивалентности. Здесь появляется возможность использования дополнительной информации, внешней по отношению к изучаемой модели, в том числе субъективных представлений о реальной ситуации, которые не были формализованы в исходной постановке задачи.

Создание СУ объектом в большинстве случаев не ограничивается чётким и определённым выделением его границ, которые, как правило, размыты и определяются целями, удовлетворяющими его функционирование (режим, параметры, периодичность и ритмичность работы ВИЭ, особенности технологического процесса производства и выпуска продукции и др.). В ряде случаев при реализации моделей процесса управления объектом возможен учёт и части среды (отдельных элементов СЭС, связанных с объектом

управления). То есть, объект, представленный на рисунках 5.6, 5.7, 5.8 расширяется (пунктир на рисунке 5.10). Выход расширенного объекта определяется, в отличие от (5.5), как

$$Y = F_1^0[F_2^0(X_2, U_2, E_2), U_1, E_1]. \quad (5.15)$$

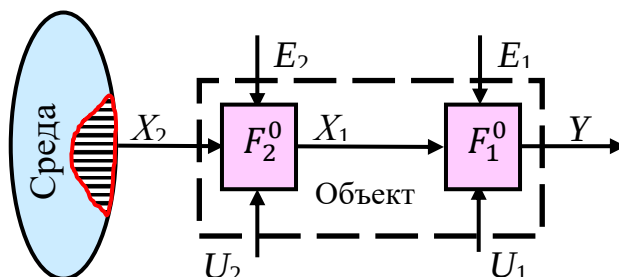


Рисунок 5.10 – Схема расширения границ объекта

При данном преобразовании появляется возможность управления входом X_1 , который непосредственно воздействует на состояние Y за счёт дополнительного канала U_2 . Однако при этом усложняется математический аппарат, связанный с расширением результирующей неопределённости системы, за счёт учёта E_2 и оператора F_2^0 , описывающего состояние объекта и определяющего его границы. Увеличение числа управляемых входов (точек управления) требует увеличения ресурсов R для управления или, если $R = \text{const}$, уменьшения возможностей управления (диапазона изменения управляемых входов) $U = \langle U_1, U_2 \rangle$. Поскольку задача выделения объекта (определения границ) является многовариантной, при отсутствии формального описания среды, решение её возможно на основе метода экспертных оценок.

Схемы систем управления, представляют взаимодействие оператора (диспетчера) со средой и объектом управления; его связь с системой управления; схему возможного расширения границ объекта и перехода к наиболее предпочтительной цели управления [154]. Анализ условий воздействия на объект, переводящий его в новое состояние, удовлетворяющее требованиям оператора, позволяет произвести учёт части среды (отдельных элементов ЭЭС, связанных с объектом управления), то есть, несколько

расширить объект управления, сжав при этом множество первоначально обозначенных целей и возможных альтернатив управления.

Объект в ИЭС ААС является активным [159], и состояние его Y зависит не только от среды X и управления U , но и от параметров $W = (w_1, w_2, \dots, w_l)$ (объём и периодичность выдачи мощности ГУ в системе РГ, режим работы потребителей (график потребления активной и реактивной мощности, сдвиг суточного максимума и др.)). Эти параметры W объект может изменять в соответствии с собственными Z^* целями, не совпадающими в общем случае с целями Z^* субъекта. Состояние активного объекта представляется аналогично (5.3) в виде:

$$Y = F_0(X, U, W), \quad (5.16)$$

где F_0 является оператором уже активного объекта.

5.3 Методы, средства и процессы управления электропотреблением

Наиболее простым, но эффективным способом управления нагрузкой конечного потребителя является дистанционное управление (включение-отключение, изменение производительности) циклическим режимом работы потребителей в зависимости от режима СЭС, погодных условий, производительности и (или) требований технологического регламента. Относительно дешёвы блокировки включения одновременно работающих электроприёмников с возможностью учёта их приоритета или ограничителей нагрузки (таймеров). Эффект проявляется даже при управлении множеством отдельных электродвигателей от 0,5 кВт. Однако с увеличением сложности систем потребления существенно усложняются рекомендации по управлению электропотреблением и энергосбережению.

В подобных условиях может быть рекомендован метод нечёткого управления, заключающийся в реализации нечётких правил управления,

связывающих оценку состояния объекта управления с последовательностью операций с помощью высказываний «если ..., то». При этом происходит нечёткое разделение пространства входных переменных, и в каждой локальной области указывается последовательность необходимых операций. Структурирование их осуществляется на основе характеристик технологического оборудования производственной системы (ПС). Наибольший эффект достигается тогда, когда длительность и частота цикла включения, производительность и т. п. функционально зависят от особенностей технологического процесса.

Но, как показывает отечественный и зарубежный опыт, самого факта доказанной эффективности энергосберегающих мероприятий и действий рыночных механизмов ещё недостаточно для реализации активного энергосбережения. В этой связи требуется введение специальных мер, стимулирующих проведение энергосберегающих мероприятий, среди которых:

- усиление государственной поддержки и организация рекламы, пропагандирующей общие идеи энергосбережения;
- введение форм статистической отчётности, отражающих энергоемкость ПС;
- разработка, экспертиз, утверждение и включение в программу государственной стандартизации и сертификации перечня стандартов по эффективности энергоиспользования для важнейших технологических процессов и оборудования;
- введение запретов (санкций) на выпуск отдельных видов оборудования массового применения, нарушающих стандарты энергоиспользования;
- установление нормативов на уровни электропотребления с введением многоступенчатых тарифов оплаты за превышение норм электропотребления;

- расширение полномочий региональных служб по тарифам (РСТ) с возложением на них функций выборочного контроля электропотребления с правом внесения предложений по налоговому поощрению;
- осуществление государственных дотаций на реализацию наиболее эффективных проектов энергоиспользования.

При аварийном или плановом возникновении дефицитов мощности (энергии) в СЭС, а также при отключениях потребителей по причине задолженности, возникает задача рационального управления режимами электропотребления. Управление ими необходимо при воздействии СЭС, распределительной сетевой или сбытовой компании на ПС. В зависимости от изменений режима работы и структуры технологических связей ПС, предлагается выделить два основных класса:

1. ПС, с не изменяющимся после обработки управляющего воздействия ЭЭС состоянием режимов и связей, что приводит к её полной остановке;
2. ПС, имеющие возможность изменить свое состояние после обработки управляющего воздействия, что сопровождается исключением или минимизацией его последствий.

Последствия воздействий на потребителей ПС 1-го класса определяются «жесткими» структурно-технологическими связями между отдельными электроприемниками, недостатком или отсутствием информационного обеспечения, неразвитостью систем контроля и управления технологическими режимами и электропотреблением. Чрезмерная технологическая специализация таких ПС приводит к неспособности адаптации их к воздействиям ЭЭС (СЭС). Результат здесь практически всегда однозначен, так как возможности выбора отсутствуют.

Проблемы отключения потребителей из-за дефицитов мощности или энергии в СЭС, за финансовые задолженности, а также развитие и внедрение автоматизированных систем управления электроснабжением (АСУЭ) и технологическими процессами производства (АСУТП), привело к

необходимости детального анализа последствий управления электропотреблением в ПС 2-го класса с целью минимизации ожидаемых технико-экономических последствий на основе выделения следующих подклассов ПС: а) ПС, для которых возможно определение технико-экономических потерь из-за воздействия СЭС и разработан алгоритм его обработки. В зависимости от момента воздействия меняются только начальные условия состояния ПС, информация о которых детерминирована; б) ПС, в которых для оптимизации последствий управления электропотреблением может быть использован адаптивный алгоритм обработки управляющего воздействия, настраиваемый на условия его применения: либо изменением управляющих коэффициентов, либо на основе выбора алгоритма из множества равносильных; в) ПС, в которых для управления электропотреблением используются разные целевые функции и адаптивные интеллектуальные алгоритмы, с вероятностью выхода их за пределы множества равносильных.

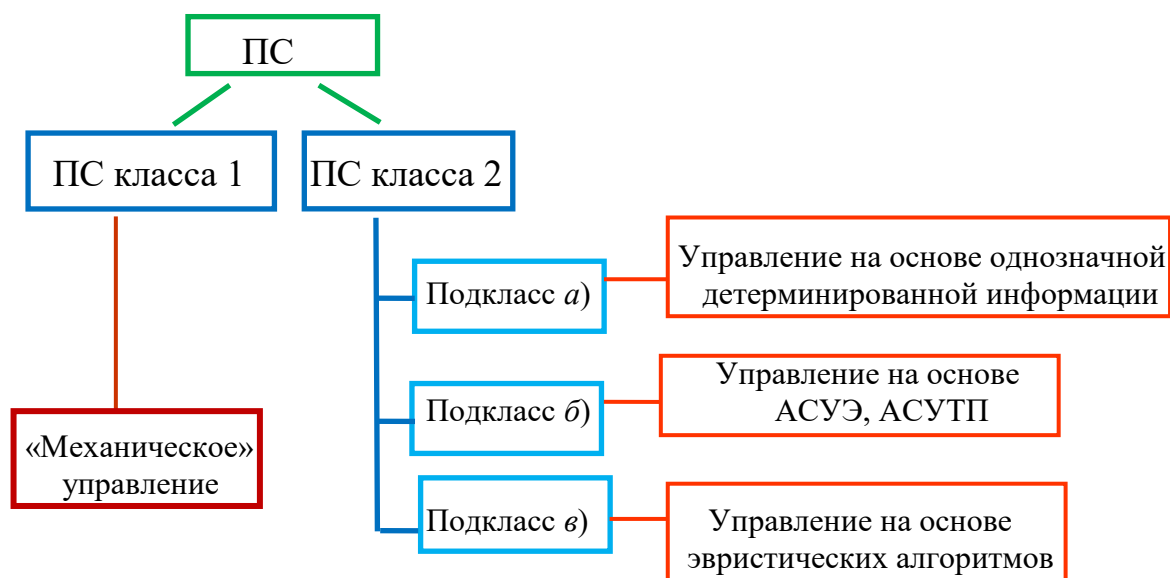


Рисунок 5.11 – Классификация возможностей управления электропотреблением

На рисунке 5.11 приведён пример, иллюстрирующий структуру приведённой классификации. Тщательная и более глубокая структуризация ПС 1-го класса, а также получение более полной информации о возможных

последствиях управления электропотреблением может перевести её во 2-й класс. То же можно отметить относительно ПС подкласса *а*), которые в зависимости от реализации систем контроля и управления могут быть отнесены к подклассу *б*). Для ПС разных классов одно и то же воздействие СЭС приводит к разным последствиям.

Так для ПС 1-го класса наиболее опасно «прямое физическое» воздействие (отключение питающей ЛЭП, трансформатора, крупного электроприемника) вне зависимости от предварительной информации. В ПС 2-го класса, появляется возможность целенаправленной обработки представленной ЭЭС исходной информации по управляющим воздействиям и адаптация ее к условиям функционирования конкретной ПС. Отметим, что распределительная сетевая компания должна обеспечить (учесть) технологическую возможность адресного отключения потребителей. В терминах теории автоматического регулирования такая ПС полностью наблюдаема на интервале времени $[t_0, t_1]$, если имеется алгоритм, позволяющий на основании текущего состояния СЭС в момент t_1 определить её доминирующее воздействие в любой момент $t \in [t_0, t_1]$, и частично наблюдаемой, если возможна оценка лишь отдельных воздействий СЭС на том же интервале, которые привели ПС к этому состоянию. При этом решается задача управления поведением частично управляемой ПС на интервале $[t_0, t_1]$, если известен алгоритм, способный привести её в момент $t \in [t_0, t_1]$ к состоянию, требуемому технико-экономическими или другими условиями функционирования.

Способность к прогнозированию возможных угроз и ликвидация их последствий с минимальными экономическими потерями характерна для ПС с системами управления на основе самообучения и эвристических алгоритмов. Эта задача выходит за рамки настоящей работы и поэтому лишь обозначается. Величина экономических потерь (ущерба) от воздействия ЭЭС на ПС связывается в основном с возможностью учёта

- фактора внезапности отключения потребителей ПС;
- срывом технологического процесса производства;
- простым обслуживающего персонала и оборудования;
- непроизводительным расходом средств при восстановлении производительности до значений момента начала регулирования электропотребления;
- недовыпуском продукции [100, 117, 246 и др.].

Установлено, что в подклассе ПС б) (рисунок 5.11) появляется возможность обучения управляющей системы путем её перепрограммирования на основе, например, байесовской процедуры. Однако и здесь не исключена вероятность фатальных последствий, если мероприятия по увеличению живучести ПС недостаточны.

Элемент общего алгоритма поведения ПС представлен на рисунке 5.12.

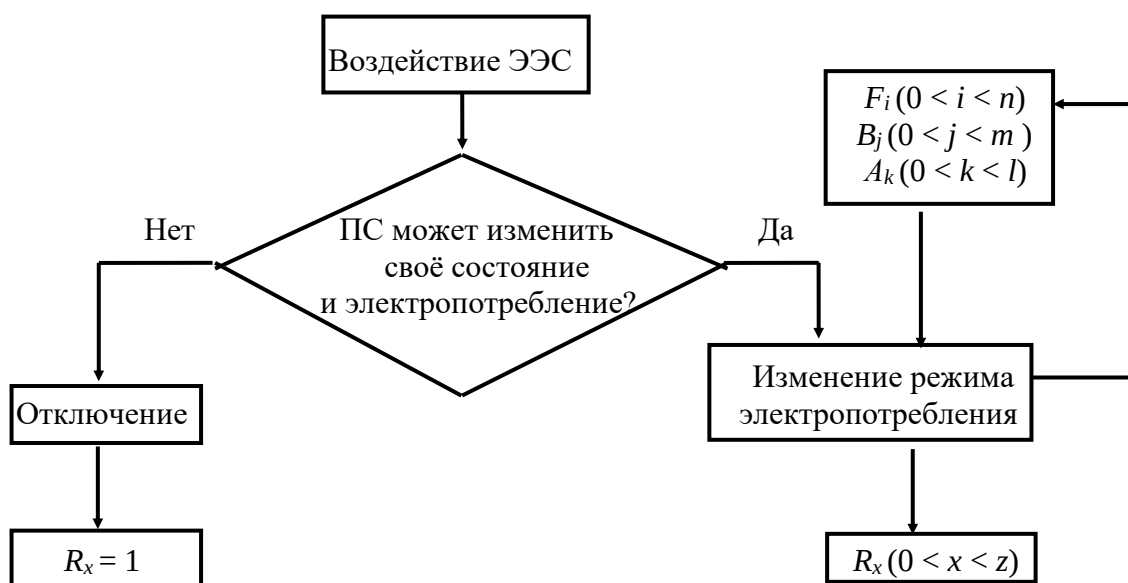


Рисунок 5.12 – Элемент обобщенного алгоритма поведения ПС

Однако в результате воздействий СЭС на ПС изменяется состояние их информационно-управляющих систем. При этом происходит рост информации о фактах конкретного воздействия на потребителей и их реальных последствиях; увеличивается число вопросов, закладываемых в системы-советчики технолога и энергетика ПС; устраняются противоречия в

правилах возможного поведения ПС. Реализация задач управления электропотреблением при изменениях режима электроснабжения ПС 2-го класса производится в соответствии с процессами:

- ввод исходных данных i в базу $F_i (0 < i < n)$ объемом n , временем их получения и ввода t_f ;
- обработка базы данных F_i с учётом базы знаний $B_j (0 < j < m)$ объёмом m , k алгоритмов $A_k (0 < k < l)$ и временем их обработки t_a ;
- выдача результатов $z - R_x (0 < x < z)$ и временем их представления t_r .

Перечисленные процессы во многом определяются соотношением количества и (или) мощности «активных» (АЭ) и «защитных» (ЗЭ) элементов ПС, используемых для управления электропотреблением; количеством элементов, ответственных за сбор и обработку исходной информации; связями между элементами ПС и элементами систем контроля и управления. АЭ – периодически включающиеся электроприемники, сдвиг работы которых во времени не влияет (минимально влияет) на ход технологического процесса; специальные потребители-регуляторы и объекты, отключение которых сопровождается ущербом. Чем больше мощность множества АЭ и множества связей между ними, тем ПС устойчивее к воздействию ЭЭС, что обеспечивается полнотой следующих исследований:

- выявления наличия АЭ и их количества;
- изучения индивидуальных особенностей ПС (режимов и возможностей их изменения (глубина, частота, длительность снижения нагрузки);
- анализа схемных возможностей воздействия на АЭ;
- моделирования вариантов поведения АЭ при воздействиях ЭЭС;
- выбора предпочтительного сценария поведения АЭ;
- изучения возможностей предварительной подготовки технологического процесса ПС для оптимального восприятия воздействий ЭЭС.

На этом основании определяются условия допустимого режима функционирования ПС, которые должны быть обеспечены необходимой структурной, временной, информационной и ресурсной избыточностью. Таким образом, эффективность управления электропотреблением определяется объёмом, новизной, достоверностью исходных данных, временами их обработки и выработки решения.

Результатом воздействия СЭС на ПС является ущерб, выражающийся в «искажении» результатов работы ПС. При этом ПС 1-го класса, как правило, наносится «фатальный» ущерб – перевод в состояние неработоспособности, в котором ПС не способна функционировать – выпускать продукцию. Такие ПС уступают любым ПС 2-го класса в «борьбе» за ресурс. Для ПС 2-го класса есть возможность безопасной реализации воздействий ЭЭС, параметры которых соответствуют условиям, наблюдавшимся в прошлом, а последствия определены механизмами обработки информации, отраженными в соответствующих алгоритмах.

5.4 Активные элементы потребителей

При неблагоприятных ситуациях, возникающих в ЭЭС из-за дефицитов мощности и энергии по причинам аварий, недостаточной пропускной способности сетей, задержками в поставках топлива, а также из-за несовершенства систем управления, потребитель несёт потери от принудительного изменения режима электропотребления. Критической ситуацией является срыв производственного процесса, приводящий в отдельных случаях к полному останову с возможностью катастрофических и иных тяжких последствий. Поэтому требуется постановка и решение задач обеспечения рациональных режимов функционирования ПС. Основные функции при этом ложатся на активного потребителя заключающиеся в:

- управлении собственным электропотреблением в соответствии с необходимостью выполнения производственных планов по выпуску продукции или оптимизации затрат на покупку электроэнергии с внешних рынков;
- определении условий загрузки собственной мощности (при наличии), для формирования заявки на участие в покупке (продаже) электроэнергии;
- определении степени своего участия в предоставлении управляемых активных и реактивных мощностей для управления со стороны системного оператора (СО).

Поскольку системы производства и потребления электроэнергии неразрывно связаны, потребитель обязан реагировать на критические ситуации в СЭС, снижая потребляемую мощность. Однако последствия такого управления могут быть различными не только по условиям, необходимым для обеспечения безопасности СЭС, но и в зависимости от решений потребителя. Например, на основе использования в СЭС информации, предоставляемой потребителем, могут решаться вопросы рационального выбора мест размещения противоаварийной автоматики (АЧР, САОН), состава отключаемых присоединений, глубины и длительности ограничения потребителей, а также учёта их технологических возможностей. При этом возникает задача минимизации технических, экономических, экологических последствий внезапного или преднамеренного изменения электропотребления. Её эффективное решение возможно на основе изучения особенностей технологических процессов потребителей с целью выделения отдельных электроприемников и их совокупностей, входящих в состав технологических агрегатов, отключение которых недопустимо по условиям живучести ПС.

Для выработки решений в рассматриваемых условиях необходим анализ поведения и последствий взаимодействия двух систем: СЭС и ПС. При этом

требуется оценка влияния намечаемых переключений и изменений режимов текущей эксплуатации СЭС на ПС и учёт возможностей ПС в формировании условий сохранения живучести и безопасности СЭС. Использовать здесь методы построения дерева целей (отказов) практически не представляется возможным из-за огромного числа возможных состояний ПС. Поэтому предлагается подход, заключающийся в анализе пространства состояний работоспособности ПС в соответствии с реальными уровнями качества её функционирования.

Переход к ИЭС ААС предполагает существенное увеличение роли потребителей, способных оказывать влияние как на конфигурацию суточных графиков нагрузки, так и на режим электропотребления в условиях возможных дефицитов мощности и энергии. Задачи управления нагрузкой уже решались с использованием потребителей-регуляторов [100, 117, 160, 237]. Поэтому известный слоган «новое – это хорошо забытое старое» вполне применим и к настоящему анализу, так как активно-адаптивная сеть предусматривает управление нагрузкой, но с учётом автоматических систем технологического управления процессом производства продукции и информационного взаимодействия ПС и СЭС.

Тенденции интеллектуализации СЭС предусматривают необходимость и возможность выявления активных элементов (АЭ) потребителей электроэнергии, принудительное изменение режима работы которых повышает надёжность и эффективность их функционирования. Под этим термином понимаются: периодически включающиеся электроприёмники, сдвиг работы которых во времени не влияет (минимально влияет) на ход технологического процесса; специальные потребители-регуляторы; объекты, отключение или изменение режима работы которых сопровождается минимальным экономическим ущербом.

АЭ потребителей способствуют автоматическому обнаружению, устранению или уменьшению последствий нарушений в работе СЭС как на локальном, так и на системном уровне. Это обеспечивается управлением

электропотребления стимулирующими методами и избирательным управлением, что даёт возможность развития системных услуг на базе рыночных механизмов. Одним из факторов, обеспечивающих надёжное электроснабжение потребителей, является резерв мощности в СЭС, предназначенный для компенсации суточных и сезонных колебаний электропотребления, а также использования при реализации случайных и детерминированных событий, связанных с уменьшением производства или ограничением электропотребления.

Усиление связей в системообразующей и распределительной сетях, а также требования к характеристикам резервов СЭС могут быть удовлетворены только при обеспечении высокого уровня управляемости её элементов, в число которых входят потребители. Резервы потребителей позволяют решать задачи оперативного управления путём обоснованного выбора средств управления потребляемой мощностью и параметров производственного процесса как в аварийных, так и в плановых режимах работы СЭС. Так выделяется направление исследований по технико-экономическому анализу возможностей потребителей в задачах управляемости СЭС.

При прохождении максимума нагрузки и (или) дефицита мощности в СЭС может быть достигнут определённый уровень работоспособности потребителя, определяемый в пространстве его внутренних (технологических) параметров. В связи с этим возникает задача подбора и настройки параметров функционирования конкретного потребителя с целью оценки эффективности регулировочных мероприятий. Резервами потребителей, используемых при аварийных и (или) плановых дефицитах мощности, являются накопители сырья, полуфабрикатов и готовой продукции, наличие которых не позволяет в ряде случаев произойти срыву производственного процесса. Учёт накопителей позволяет существенно уменьшить ущерб потребителя, сохранив при этом показатели выпускаемой продукции.

У ряда потребителей существует второй вид резерва [174], связанный с возможностью снижения производительности, перехода на выпуск других

видов продукции или переводом работы объектов производства в режим поддержания рабочих параметров без выдачи готовой продукции. Величина ущерба при такой смене работы существенно уменьшается. На рисунке 5.13 показаны зоны технологического регулирования электропотребления обобщённого потребителя.

Третий вид резервов потребителей может быть получен на основе рационального подбора электроприёмников [174] при введении ограничений заданной (расчётной) глубины и длительности. Эффективность решения определяется тем, что при одной и той же величине ущерба, возникающего при введении ограничений, отключаемая мощность может быть увеличена на 10–20 %. Величина ущерба при конкретном значении снижения мощности в зависимости от типа производства и заблаговременности предупреждения об изменении режима электропотребления может быть уменьшена от 2 до 10 раз. Возможности эффективного управления определяются: соотношением количества и (или) мощности АЭ и защитных элементов (ЗЭ) потребителей, используемых для управления электропотреблением; количеством элементов, ответственных за сбор и обработку информации; связями между элементами ПС и элементами систем контроля и управления.

При неблагоприятных ситуациях, возникающих в СЭС из-за дефицитов мощности и энергии по причинам аварий, недостаточной пропускной способности сетей, задержками в поставках топлива, а также из-за несовершенства систем управления, потребитель несет потери от принудительного изменения режима электропотребления. Критической ситуацией является срыв производственного процесса, приводящий в отдельных случаях к полному останову с возможностью катастрофических и (или) иных тяжких последствий.

На уровне брони функционирования установки по переработке продукции животноводства потребляют 90 ... 40 % номинальной нагрузки; в режиме перехода на выпуск другого продукта – 90 ... 80 %; поддержания рабочих параметров – 35 ... 10 %.

Поскольку системы производства и потребления электроэнергии неразрывно связаны, потребитель обязан реагировать на управляющие воздействия со стороны СЭС. Однако последствия такого управления могут быть различными в зависимости от решений, принимаемых потребителем. Например, на основе использования в СЭС информации, предоставляемой потребителем, могут решаться вопросы рационального выбора мест размещения противоаварийной автоматики (АЧР, САОН), состава отключаемых присоединений, глубины и длительности ограничения, а также учета их технологических возможностей. При этом возникает задача минимизации технических и экономических последствий внезапного (преднамеренного) изменения электропотребления. Её эффективное решение возможно на основе изучения особенностей технологических процессов потребителей с целью выделения электроприемников и их совокупностей, входящих в состав технологических агрегатов, отключение которых недопустимо по условиям безопасности. Очевидно, что при решении этих задач необходимо активное участие специалистов по управлению технологическими процессами для выработки четких правил, обеспечивающих ответственность сторон при принятии решений по управлению режимами энергообеспечения.

Для выработки решений в рассматриваемых условиях необходим анализ поведения и последствий взаимодействия СЭС и потребителя. Предлагается подход, заключающийся в анализе пространства состояний работоспособности потребителя Z в соответствии с уровнями качества его функционирования [149], иллюстрация которого приведена на рисунке 5.13. Исследования, проведенные на предприятиях разных отраслей АПК, показали, что пространство состояний работоспособности Z большинства ПС состоит из режимов, представленных в таблице 5.4. Однако чётко задать или оценить вероятности попадания режима в каждое из подпространств достаточно сложно, а во многих случаях невозможно. Поэтому для каждого из них выделяются группы технологических объектов, работа которых обеспечивает

тот или иной режим функционирования потребителя.

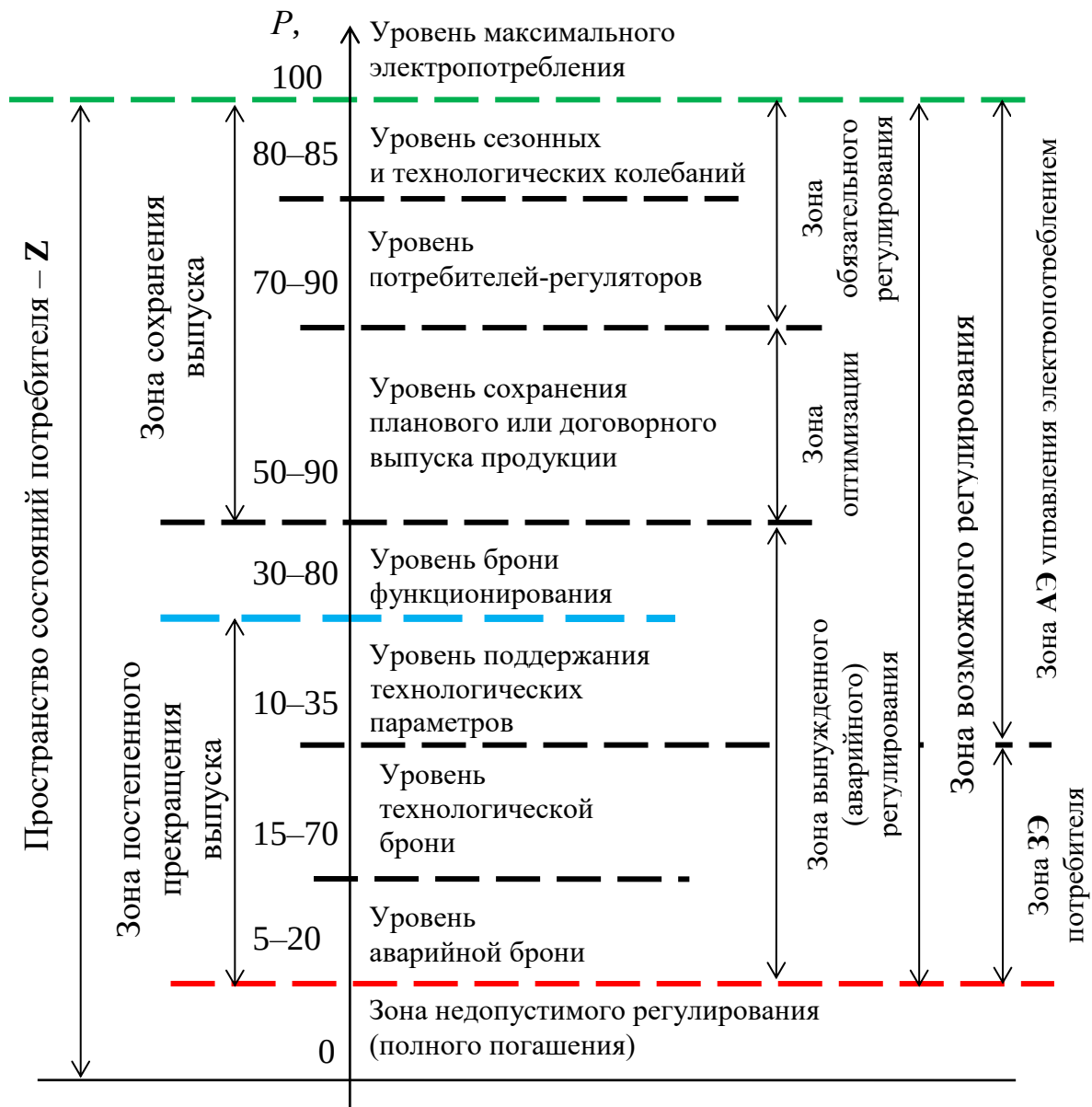


Рисунок 5.13 – Режимы электропотребления обобщённого потребителя

Области работоспособности строятся как в пространстве технологических параметров, так и в пространстве начальных условий развития неблагоприятного воздействия. Область неработоспособности определяется аварийной и технологической броней, включающей жизненно важные для потребителя элементы.

Количественные оценки устойчивой и безопасной работы потребителей представляются критическими значениями технологических параметров,

соответствующих возможному переходу в неработоспособное состояние.

Таблица 5.4 – Активные элементы обобщённого потребителя
в пространстве состояний работоспособности

Пространство состояний потребителя Z							
Нормальный режим	Режимы пониженной эффективности					Безаварийный останов производства	Полное погашение
	Снижение производительности	Потребитель-регулятор	Поддержание параметров технологии	Выпуск другой продукции	Работа на другом сырье		
Активные элементы управления электропотреблением						Жизненно важные элементы	

Одним из основных является максимально возможная длительность внезапного нарушения электроснабжения, не приводящая к срыву технологического процесса – t_0 , которая в зависимости от особенностей ПС колеблется от десятых долей секунды до десятков минут. Особый параметр – броня функционирования – уровень электропотребления ПС, соответствующий минимуму производительности. Показателями, характеризующими воздействия СЭС на ПС, являются предельные величины отключаемой мощности – $P_{0пр}$, максимальные длительности – $t_{эпр}$ и частоты – $\omega_{пр}$ нарушений электроснабжения.

Следовательно, целью управления режимом ПС является достижение предпочтительных состояний, с сохранением питания ответственных потребителей и обеспечением функционирования в подпространствах, соответствующих минимальному изменению параметров технологического процесса. Задача решается на основе анализа управляемости и самоорганизации потребителя. Неблагоприятное воздействие СЭС может быть в той или иной степени нейтрализовано путем учёта структурной,

нагрузочной и (или) временной избыточности АЭ и жизненно важных ЗЭ.

Результаты исследований [124, 157] показали, что одним из резервов ПС являются накопители сырья, полуфабрикатов и готовой продукции, наличие которых не позволяет в ряде случаев произойти срыву процесса производства, особенно при заблаговременном предупреждении о возможных изменениях режимов электроснабжения. Средняя длительность использования промежуточных накопителей на пищевых предприятиях $t_n = 0,5 \dots 1,0$ час, на предприятиях легкой промышленности – $3 \dots 8$ часов, в переработке продукции животноводства – $6 \dots 48$ часов. В зависимости от гибкости технологических связей между технологическими агрегатами ПС величина $P_{0пр}$ изменяется в широких пределах. Для производств с жёсткой структурой технологических связей (химия) отключение даже небольшой мощности может привести к полному останову производства. На предприятиях с гибкими связями (легкая промышленность, переработка продукции животноводства) $P_{0пр}$ достигает 60 %. Рациональный подбор присоединений управления нагрузкой ПС позволяет при одинаковых экономических потерях увеличить глубину ограничений на 10 ... 20 %. Кроме того, даже на непрерывных производствах возможно снижение максимума до 10 % без экономических потерь.

Детализируя особенности подмножеств состояний ПС, в пространстве Z (таблица 5.4) выделены: области катастроф $Z_0 \subset Z$ попадание в которую может привести к гибели персонала, взрыву, пожару, разрушению технологического объекта потребителя; $Z_1 \subset Z$ – аварийной области, в которой могут разрушиться отдельные компоненты технологического процесса ПС и элементы электрооборудования; $Z_2 \subset Z$ – области пониженной эффективности функционирования ПС.

В пространстве последствий управляющих воздействий на потребителя – Y выделены: $Y_0 \subset Y$ – область поражающих выходных последствий (возможная гибель людей); $Y_1 \subset Y$ – область разрушающих последствий (повреждение функциональных элементов потребителя).

Для технологических систем потребителей задача состоит в том, чтобы вероятности наступления состояний $z_i \in Z_0$, $z_i \in Z_1$, $z_i \in Z_2$ и выходных последствий $y_i \in Y_0$, $y_i \in Y_1$ были возможно меньшими. Это позволяет установить наиболее ответственных потребителей, упростить обоснование объёмов аварийной, технологической и брони функционирования, перейти к решению задач эффективного управления электропотреблением. Эффективное решение анализируемых задач связано с соответствующим информационным обеспечением. Последствия внезапных нарушений электроснабжения ответственных потребителей и их характер нередко неясны, причинно-следственные связи сложны, их оценка весьма субъективна, многим из них присуща неопределенность. Последняя связана с отсутствием необходимой информации, множественностью вариантов последствий нарушений электроснабжения объектов потребителей, их вероятностным характером. Одно и то же воздействие, происходящее в различные периоды времени не обязательно оценивается одинаково. Это зависит от попадания момента нарушения электроснабжения на ту или иную стадию технологического процесса, а также его длительности t_z . Следовательно, объективные требования к управляемости можно выработать лишь при организации базы данных ретроспективной информации о возможных состояниях как СЭС, так и потребителей.

При этом особо следует учитывать, что любая, сколь угодно малая дополнительная информация о последствиях воздействий СЭС, структуре и параметрах ПС позволяет улучшить организацию управления электропотреблением, повышая его качество с одновременным обеспечением безопасности ПС. И обратно: при заданных показателях безопасности ПС может быть оптимизировано управляющее воздействие со стороны ЭЭС.

Этот процесс моделируется путём многократных воздействий и корректировок, осуществляемых экспериментатором (конструктором системы), которому известна желаемая реакция СЭС и (или) потребителя на конкретные внешние воздействия (рисунок 5.14) [104, 168, 193–196, 199–202].

Характерная особенность такого управления (обучения) в том, что для достижения цели недостаток априорной информации компенсируется за счёт текущей, обработка которой возможна на основании байесовского подхода к принятию решений в условиях неопределённости. Однако возможности адаптации системы управления АЭ потребителя для обеспечения надёжности электроснабжения требуют детального исследования его технологических особенностей. При этом необходимо учитывать, что контур адаптации (рисунок 5.14) может быть «введён в заблуждение» как собственными неисправностями (сбоями, отказами), так и внешними факторами, включая помехи.

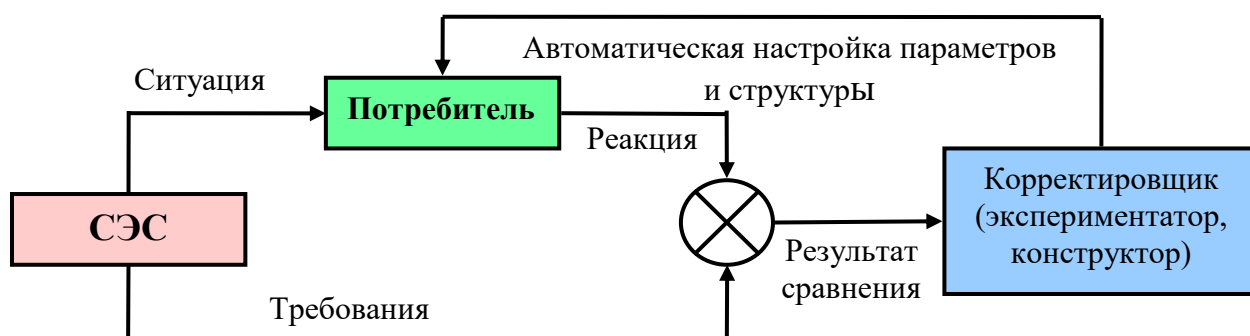


Рисунок 5.14 – Структурная схема системы адаптивного управления активными элементами потребителя

Очевидно, что эффективность адаптивной системы будет обеспечена только в сочетании структурной избыточности технологической системы потребителя и системы его электроснабжения.

5.5 Обеспечение надёжности электроснабжения в задачах управления электропотреблением

Сложность рационального управления электропотреблением отражает способность потребителя преобразовывать множество возмущающих воздействий СЭС во множество выходных результатов – последствий

(ущерба) от введения принудительного изменения режима электропотребления. В качестве элементарного примера рассмотрим проблему управления условной СЭС потребителя, которая подвергается случайным воздействиям со стороны ЭЭС [21–22].

Предположим, имеется три вида ограничений A , B , C электропотребления различной глубины (длительности); управляющий орган (ЛПР) может осуществить три вида управления α , β , γ , заключающегося в отключении или изменении режима электропотребления технологическим процессом. В зависимости от получаемой комбинации «ограничения – управление» результат управления (смены состояний) потребителя представлен тремя последствиями: x , y , z , в виде матрицы

$$\begin{array}{c}
 \text{Ограничения} \\
 \begin{array}{c} A \\ B \\ C \end{array}
 \begin{array}{c} \text{Управления} \\ \alpha \quad \beta \quad \gamma \\ \left\| \begin{array}{ccc} y & x & z \\ x & z & y \\ z & y & x \end{array} \right\| \end{array}
 \end{array} \quad (5.17)$$

В этом случае как множество управлений $\{\alpha, \beta, \gamma\}$, так и множество ограничений $\{A, B, C\}$ состоят из трёх различных элементов x , y , z , соответствующих последствиям принятого ЛПР (системой управления) решения по изменению режима электропотребления. При этом основной принцип системного подхода состоит в обеспечении неравенства

$$M_c \geq \frac{M_0}{M_y}, \quad (5.18)$$

где M_c – множество возможных последствий управления режимом электропотребления; M_0 – множество возможных режимов ограничения нормального режима; M_y – множество управлений.

Если необходимо получение конкретного результата вне зависимости от воздействий со стороны СЭС, то уменьшить разнообразие результатов управления возможно только увеличив множество вариантов управления, что является аналогом второго закона термодинамики.

Применение системного подхода для решения задачи рационального управления электропотреблением означает, что потребитель рассматривается не только во взаимосвязи с СЭС, но и как самостоятельная система. Исследование его во внешних взаимосвязях позволяет определить возможные состояния (режимы), а анализ внутренней структуры (технологических особенностей) – оценить возможности и последствия изменения режимов электропотребления. Это возможно лишь при достаточно чёткой формализации основных задач управления электропотреблением в нормальных и аварийных режимах электроснабжения потребителей с учётом возможностей АЭ, к которым относятся следующие.

1. Поддержка состояния технологического процесса и его СЭС:

$$z \in Z' \subset Z; \quad (5.19)$$

2. Изменение состояния технологического процесса и его СЭС:

$$z' \rightarrow z'', \quad \text{где } \{z', z''\} \in Z; \quad (5.20)$$

3. Оценка последствий (ущерба) управляющих воздействий при изменении режима электроснабжения потребителя и перехода его в другое состояние

$$y(t) \in Y'_{T_0}, \quad \text{где } t \in T_0; \quad (5.21)$$

4. Оценка последствий (ущерба) при изменении управляющих воздействий в процессе перехода потребителя в другое состояние

$$y'(t) \rightarrow y''(t), \quad \text{где } \{y'(t), y''(t)\} \in Y_{T_0}; \quad (5.22)$$

- 6 Организация поведения (управления) ходом технологического процесса, режимом СЭС потребителя и оценка возможных последствий

$$Z' \rightarrow Z'', \text{ и } Y'_{T_0} \rightarrow Y''_{T_0}, \text{ где } \{Z', Z''\} \in Z; \{Y'_{T_0}, Y''_{T_0}\} \in Y_{T_0}. \quad (5.23)$$

Во всех задачах основным является ограничение разнообразия состояний Z и последствий Y . При отсутствии управления разнообразие Z и Y характеризуется энтропией H_0 . При управлении оно снижается до энтропии

$H_{\text{тр}}$. То есть, система управления должна обеспечить требуемое приращение негэнтропии¹ [178–180]:

$$\Delta N_{\text{тр}} = H_{\text{тр}} - H_0 \quad (5.24)$$

Приращение $\Delta N_{\text{тр}}$ обеспечивается как системой управления режимами электроснабжения (электропотребления), так и системой управления технологическим процессом производства на основе информации I , которая имеется в базе данных потребителя. Чем более полной и достоверной информацией располагает управляющая система об объекте и чем полнее и правильнее она реализуется при компенсации возможных воздействий на него, тем большее приращение негэнтропии ΔN может быть обеспечено. Для снижения энтропии потребителя с начального уровня H_0 до $H_{\text{тр}}$ необходимо и достаточно, чтобы количество информации, получаемое объектом управления, было $I_{\text{тр}} = H_0 - H_{\text{тр}}$. Если система управления передаёт на объект информацию $I^* < I_{\text{тр}}$, то конечная энтропия $H_{\text{к}}$ после реализации управления будет больше $H_{\text{тр}}$ (большее разнообразие состояний технологического процесса или способов управления): $H_{\text{к}} > H_{\text{тр}}$.

Если $I^* > I_{\text{тр}}$ то $H_{\text{к}} < H_{\text{тр}}$. Возможное разнообразие состояний (способов управления) снижается, а «организованность» системы увеличивается за счёт более чёткой упорядоченности.

Выработка решений по оптимизации управления электропотреблением осуществляется с учётом: множества целей управления – Z (допустимых состояний технологического процесса); множества ресурсов (возможностей) управления – C ; множества ситуаций – B (состояний СЭС и потребителя). При этих условиях модель процесса управления электропотреблением задаётся отображением:

$$M: B \times C \times Z \rightarrow X. \quad (5.25)$$

¹ Негэнтропия – термин, обозначающий противоположность энтропии и означающий меру упорядоченности и организованности системы; это повышение определенности в поведении, стремление к усовершенствованию и прогрессу.

Здесь конкретным (b, c, z) , где $b \in B, c \in C, x \in Z$ ставится в соответствие решение x , принадлежащее множеству допустимых решений $x \in X$. Воздействие на потребителя со стороны СЭС определяет принятие решения по управлению электропотреблением и способ его реализации. При этом объект управления (потребитель) переходит из состояния z в требуемое состояние z' .

В пространстве состояний Z могут существовать: область катастроф $z_0 \in Z_0 \subset Z$;

- аварийная область $z_1 \in Z_1 \subset Z$; область пониженной эффективности функционирования $z_2 \in Z_2 \subset Z$, для которой

$$E_{\max} - E_2 = \Delta E > \Delta E', \quad (5.26)$$

где $\Delta E'$ – допустимое отклонение эффективности функционирования потребителя E_2 в области Z_2 от её максимального значения $E_{\max}$, соответствующей нормальному режиму работы.

Таким образом, при разработке моделей принятия решений по управлению электропотреблением следует учитывать ситуацию, возникшую в СЭС, содержащую как количественные параметры, так и упорядоченные качественные показатели, а также возможность использования нескольких критериев эффективности. Следовательно, к классу потребителей с «активными» элементами, обуславливающими их пригодность к использованию в ИЭС ААС относятся производственные объекты, для которых эффективность функционирования определяется:

- результативностью – способностью обеспечивать результат, ради которого производится управление,
- ресурсоёмкостью – материально-техническими, энергетическими, временными, информационными и другими ресурсами, необходимыми для получения ожидаемого результата,
- оперативностью – временем достижения цели управления.

При управлении электропотреблением в СЭС необходимо иметь

согласованное представление о взаимосвязи и разграничении надёжности электроснабжения и качества электроэнергии (частота, напряжение и др.). Очевидно, что при низкой надёжности обеспечение высокого качества электроэнергии невозможно. Но изменением качества электроэнергии можно регулировать последствия отказов в СЭС: меняя частоту и (или) напряжение – снижая или увеличивая электропотребление при условии сохранения баланса режимов по мощности, что особенно актуально при её дефицитах.

Низкое качество электроэнергии на основе действия обратной связи снижает надёжность оборудования как конечных потребителей, так и СЭС. В результате, могут возникнуть явления, называемые «лавиной ненадежности», «коллапсом качества (напряжения, частоты)», «нарушением устойчивости параллельной работы», «развалом системы».

В Концепции [78] чётко сформулированы, уточнены и конкретизированы требования к обеспечению надёжности, системе мер по её обеспечению, механизмы их реализации с учётом реальной ситуации в электроэнергетике страны, зарубежного и российского опыта, актуальности надёжного электроснабжения экономики и населения в условиях рынка, развития систем РГ, ВИЭ и ИЭС ААС с СНЭЭ. В ней рассмотрен комплекс средств и мероприятий, включающий учёт:

- надёжности снабжения электростанций ТЭР;
- надёжности оборудования, основных и вспомогательных объектов СЭС;
- структуры построения СЭС;
- принципов резервирования и уровней и запасов всех видов;
- надёжности функционирования СЭС потребителей;
- управления развитием ЭЭС, хозяйственного, диспетчерского и автоматического управления режимами СЭС и изолированно работающими отдельными СЭС.

Переход к рынку усложнил проблемы обеспечения надёжности из-за:

- появления коммерческих требований к режиму и ограничений на его изменение, снижающих управляемость и надёжность системы;
- разделения интересов по поддержанию надёжности и получению прибыли, а также появления субъектов управления СЭС, влияющих на надёжность и не отвечающих за её обеспечение;
- давления рынка, нацеленного на экономию издержек;
- стремления к снижению резервов и запасов всех видов;
- повышения интенсивности использования энергетического оборудования и пропускной способности сети;
- плохо прогнозируемого определения и увеличения количества «узких мест» в системе передачи из-за изменения распределения и направления потоков мощности, что стимулируется критериями свободной торговли.

Целевая задача в этих условиях – недопущение снижения надёжности электроснабжения с последующей поэтапной адаптацией её уровня к запросам потребителей и учётом интересов экономики и общества, выраженных законодательно установленными нормативами. Вопрос об обеспечении надёжности как дополнительной (специальной) услуги должен решаться путём платы за неё, введённой в тариф. При этом должен быть обеспечен обязательный (гарантированный) уровень надёжности и дополнительные требования, определяемые специальным договором между потребителем и ЭСО.

Поскольку надёжность СЭС закладывается на этапах планирования развития и проектирования, важным является вопрос инвестиционного обеспечения. Должны быть проработаны вопросы тарифообразования с учётом надёжности, а также страхования потребителей и поставщиков электроэнергии от ущербов при незапланированным нарушениям электроснабжения, особенно в форс-мажорных обстоятельствах. В процессе эксплуатации всё большее значение приобретает задача непрерывного мониторинга надёжности систем, объектов и оборудования. Исключительно важное значение для повышения надёжности имеет широко внедряемое в

практику диагностирование оборудования. Особенно важно знать его текущее состояние, наличие дефектов, остаточный ресурс.

В основе системы управления надёжностью электроснабжения лежат следующие основные положения [78]:

1. Управление должно базироваться на правовой основе, включающей законодательные документы, стандарты, нормативы, регламенты оптового и розничного рынков.

2. При построении системы управления следует исходить из необходимости поддержания надёжности ЭЭС с учётом экономических интересов субъектов рынка.

3. Участники рынка должны получать справедливое возмещение затрат и потерь (упущенной выгоды), имеющих место при поддержании заданного уровня надёжности или возникающих при снижении её ниже нормативных или договорных значений.

4. Потребителям электроэнергии предоставляется свобода выбора уровня надёжности, обеспечиваемого их платежеспособным спросом.

5. Эффективное функционирование системы управления надёжностью должно основываться на количественной оценке комплекса показателей и критериев надёжности применительно к каждому из субъектов рынка.

6. Для обеспечения надёжного электроснабжения необходимо пересмотреть действующие нормативные документы, содержащие устаревшие нормы построения (проектирования) схем электроснабжения конечных потребителей.

7. Задача обеспечения надёжности СЭС ответственных потребителей, помимо надёжности внешнего электроснабжения, в большой мере должна решаться за счёт саморезервирования в достаточном объёме, в том числе, за счёт обеспечения живучести системы их внутреннего электроснабжения.

Для взаимосвязи экономических показателей потребителей и СЭС формируется обратная связь: «инвестиции СЭС в надёжность – ущерб у потребителей» с минимизацией суммарных расходов «инвестиции плюс

ущерб». Основными принципами реализации обязательств субъектов отношений по обеспечению системной надёжности и надёжности электроснабжения являются следующие:

- обеспечение надёжности в соответствии с нормативными требованиями;
- реализация рыночных отношений на конкурсной конкурентной основе;
- обеспечение надёжности многосторонними договорами;
- обеспечение надёжности нормативно-правовыми документами.

Реализация основных положений и принципов обеспечения надёжности электроснабжения связана с управлением гибкостью СЭС. Это по [94–95] означает необходимость своевременного прогнозирования изменения условий развития для принятия с нужной заблаговременностью мер по обеспечению гибкой структуры с учётом возможностей управления нагрузкой в реальном времени. Это эффективный способ повышения гибкости в СЭС с РГ в аварийных ситуациях и выделения РГ на изолированную работу, что связано с решением трёх основных задач [31], адаптированных для систем электроэнергетики.

1. Исследование гибкости СЭС для сохранения работоспособности – удовлетворение ограничений, несмотря на изменения внутренних и внешних возмущающих факторов, неполную и неопределённую информацию.

2. Оценка структурной гибкости СЭС с целью выявления набора переменных, гарантирующих заданную (требуемую) гибкость.

3. Определение оптимальных значений определяющих параметров, гарантирующих гибкость СЭС.

В методическом плане это анализ условий организации и использования энергоресурсов на основе прогнозирования и ретроспективных статистических данных, а также исследование дополнительных требований к маневренности и мобильности (гибкости) электроснабжения по условиям, неполно отражённым в статистической отчётности. Гибкость СЭС достигается

тем, что возможности системы управления должны предусматривать перебор предполагаемых вариантов на заданную глубину; оценку их результатов и ограничение области перебора с целью выбора команд в зависимости от получаемых результатов.

5.6 Учёт возможностей энергосбережения при управлении режимом электропотребления

Оценочный потенциал повышения эффективности использования энергоресурсов в России на сегодняшний день достигает 30 % общего годового объёма потребления электроэнергии. Немалую часть этого потенциала составляет потенциал энергосбережения, оцениваемый на основании результатов проведения энергетических обследований систем электроснабжения потребителей [131, 132, 192, 196]. Он, как правило, включает оценку эффективности функционирования электрических сетей и систем освещения, электрических машин и аппаратов, автоматизированных систем управления режимами электропотребления АПК, объектах жилищно-коммунального хозяйства и транспорта. В наиболее обобщённом виде определения потенциала энергосбережения при решении задач повышения энергоэффективности конкретных потребителей ТЭР представляются как

- физическая величина, характеризующая возможность повышения энергетической эффективности путём оптимизации использования ТЭР;
- абсолютная разность между энергопотреблением без реализации энергосберегающих мероприятий и энергопотреблением, соответствующая прогнозным значениям с их учётом, полученная на расчётном периоде;

- совокупность средств, запасов, возможностей, которые могут быть мобилизованы, приведены в действие, использованы в целях экономии энергоресурсов;
- максимальные потери топлива, тепловой, механической и электрической энергии конкретного потребителя, которые можно полностью или частично вернуть в энерготехнологический цикл рассматриваемого потребителя с помощью соответствующих энергосберегающих мероприятий.

Целью исследования и оценки потенциала энергосбережения является выработка рекомендаций для рационального выбора стратегий, обеспечивающих успешность энергосберегающих мероприятий. Результат их внедрения – экономия энергоресурсов ΔW . Она зависит от выбранной стратегии s , ожидаемого полезного эффекта q , затрат $З$ и длительности базового периода Δt :

$$\Delta W(s) = \Delta W[q(s), З(s), \Delta t(s)]. \quad (5.27)$$

В общем случае функция $\Delta W(s)$ – вектор, компоненты которого характеризуют результаты отдельных решений, соответствующих стратегиям s , обеспечивающих возможность реализации мероприятий по энергосбережению.

Развитие всех видов агропромышленного и сельскохозяйственного производства, транспорта, ЖКХ обусловлено не только совершенствованием существующих технологических процессов, установок и агрегатов, а и вытеснением морально и физически устаревшего неэффективного оборудования и технологий новыми, имеющими на момент внедрения лучшие технико-экономические и энергетические показатели. Системный подход к оценке комплексного потенциала энергосбережения анализируемого объекта требует учёта эффекта взаимодействия внедряемого энергосберегающего мероприятия с возможным изменением электропотребления других производств, связанных единым технологическим процессом. Например [281], установка светильников, потребляющих меньшее количество энергии и

выделяющих меньше тепла, может снизить потребность в кондиционировании или увеличить потребность в отоплении. Поэтому, в зависимости от постановки задачи и цели исследования проблемы энергетической эффективности конкретного объекта, потенциал энергосбережения представляется как декомпозиция интегрального потенциала в виде следующих типов:

- теоретического (результаты научных исследований);
- технического (максимально возможное энергосбережение, реализуемое на базовом интервале времени);
- экономического (рентабельная часть технического потенциала и инвестиционные возможности реализации мероприятий по энергосбережению);
- экологического (максимальное возможное снижение экологического ущерба, наносимого производством и использованием энергоресурсов);
- поведенческого (мера осознания актуальности проблемы энергосбережения).

Любой из перечисленных типов потенциала энергосбережения оценивается несколькими показателями. Он может быть:

- назначенным (регламент технологического процесса производства);
- нормативным (при приведении показателей работы всех анализируемых объектов к нормативным значениям);
- теоретическим (прогнозируемым на момент после капитального ремонта, модернизации и (или) внедрения инновационных технологий).

Количественная оценка потенциала энергосбережения напрямую связана с результатами конкретного энергетического обследования рассматриваемого объекта производства, цель которого – выбор перспективных направлений разработки энергосберегающих мероприятий. Задачи практической реализации энергосберегающих мероприятий рассматриваются в виде ограничений или критериев выбора наиболее

рационального подхода к оценке потенциала. При этом количественные оценки эффективности возможных мер экономии ТЭР могут служить основой сравнительного анализа различных типов и показателей потенциала энергосбережения. Естественно, что при таком подходе любое численное значение потенциала не является единственным критерием принятия кардинальных мер по экономии ТЭР.

Кроме того, при прогнозировании количественных оценок потенциала энергосбережения возникает ряд вопросов, решение которых невозможно без информации

- о нижнем пределе энергопотребления, обеспечивающем минимальную производительность (броню функционирования) [78];
- об условиях достижения максимальных показателей энергоэффективности на конкретном оборудовании конкретного потребителя;
- об условиях использования расчётного потенциала энергосбережения при управлении электропотреблением [159, 1203, 213];
- о потребителях, не имеющих системы индивидуального учета, контроля и управления режимами электропотребления [169–170, 173];
- о возможности оценки потенциала энергосбережения потребителя на основании свойства аддитивности – суммы потенциалов энергосбережения отдельных объектов производства;
- о погрешностях инструментальных и экспертных оценок.

В этой связи строгое аналитическое решение поставленной задачи требует применения математического аппарата теории вероятностей и многокритериального анализа, что существенно увеличивает её размерность и сложность как в теоретическом плане, так и при практической реализации. Практическая оценка реального значения потенциала энергосбережения осуществляется при условии выполнения конкретных, планируемых на определённый (базовый) период мероприятий. Поскольку на протяжении жизненного цикла любой потребитель подвергается некоторому

совершенствованию, следует ожидать и повышения его коэффициента полезного действия η , асимптотически приближающегося к идеальному 100 % пределу. Энергопотребление W_t и, соответствующие затраты $\mathcal{Z}_t$ на производство конечной продукции потребителем с течением времени t должны снижаться, стремясь к предельному идеальному энергопотреблению $W_{ид}$ и соответствующим, также, идеальным затратам $\mathcal{Z}_{ид}$ (рисунок 5.15).

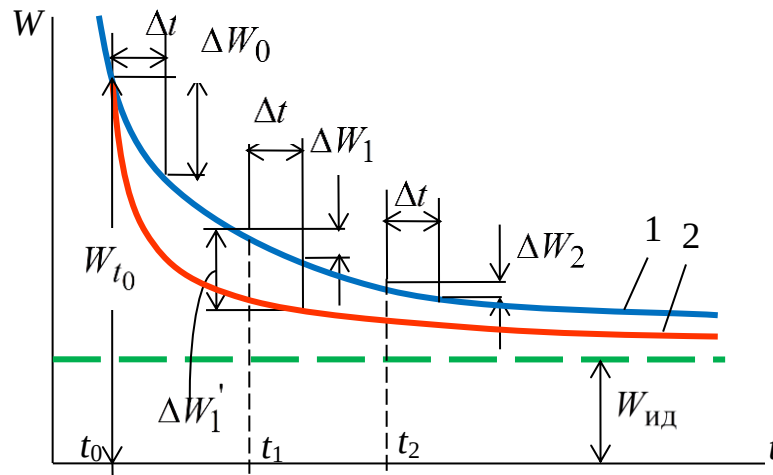


Рисунок 5.15 – Резерв экономии энергии при малой (1) и высокой (2) эффективности энергосберегающих мероприятий

Следовательно, потенциал энергосбережения Π_t в момент t есть теоретически возможная величина снижения энергопотребления W_t и (или) энергозатрат $\mathcal{Z}_t$ до уровня их идеальных аналогов $W_{ид}$, $\mathcal{Z}_{ид}$ [208]. Потенциал энергосбережения определяется резервом экономии энергии – разностью достигнутого и теоретического энергопотребления (затрат) на производство конечной товарной продукции или проведение работ на базовом t и перспективном $t + \Delta t$ уровнях, где $\Delta t = \text{const}$ и практически всегда соответствует одному году:

$$\Pi_t = W_t - W_{t+\Delta t} = \Delta W = \mathcal{Z}_t - \mathcal{Z}_{t+\Delta t} = \Delta \mathcal{Z} = \lim_{n\Delta t \rightarrow \infty} \Pi \rightarrow 0, \quad (5.28)$$

где n – количество этапов внедрения энергосберегающих мероприятий Δt .

Чем эффективнее мероприятия по экономии энергии и их внедрение, тем интенсивнее характер изменения фактического энергопотребления $W = f(t)$ (кривая 2, рисунок 5.15). Возможно, что в момент t_1 технология 1 заменяется (модернизация, реконструкция) более эффективной 2 (рисунок 5.15). При этом расчётный потенциал энергосбережения увеличивается, так как резерв экономии на уровне $t_1 + \Delta t$ возрастает. Оценка его производится в соответствии с выражением

$$\Pi_{t_1} = W_{1t_1} - W_{2t_1+\Delta t} = \Delta W'_1 > \Delta W_1. \quad (5.29)$$

Поскольку реальные энергозатраты $\mathcal{Z}_t$ снижаются с развитием технологии и стремятся к затратам идеального технологического процесса $\mathcal{Z}_{ид}$ и $W_{ид}$, потенциал энергосбережения – переменная величина, предел которой асимптотически приближается к нулю. Кроме того, резервы $\Delta \mathcal{Z}_{ид}$ и $\Delta W_{ид}$, существенно зависят от базового уровня t состояния технологии и соответствующего электропотребления W_t . Следовательно, потенциал энергосбережения Π_t зависит от моментов t_0, t_1, t_2 (рисунок 5.15), соответствующих исходному состоянию энергопотребления. Возможности снижения энергопотребления и соответствующих ему затрат, а также располагаемых резервов $\Delta \mathcal{Z}_{ид}$ и $\Delta W_{ид}$, за равные интервалы Δt на разных участках кривой существенно отличаются: $\Delta W_1 > \Delta W_2 > \Delta W_3$. На этом основании резерв экономии $W_{трез}$ определяется [150] как разность потенциалов энергосбережения базового t и перспективного $t + \Delta t$ уровней

$$W_{трез} = \Pi_t - \Pi_{t+\Delta t} = \lim_{n\Delta t \rightarrow \infty} W_{пез} = 0 \quad (5.30)$$

которая также стремится к нулю.

Потенциал энергосбережения определяется на основе типовых мероприятий по энергосбережению, по результатам энергоаудита с учётом паспортных данных оборудования, расчёта рекомендуемых режимных показателей технологического процесса, опыта их внедрения на аналогичных производствах, установках, объектах. Для выявления его фактических и прогнозных величин требуется информация о возможностях изменения

параметров и режимов работы анализируемого объекта при реализации мероприятий по энергосбережению в зависимости от внешних условий и внутреннего состояния. Возникающие при проведении энергоаудита сложности сбора и обработки исходной информации, связаны с

- некачественным состоянием реальных схем электроснабжения;
- недостатком, отсутствием и неопределённостью информации, содержащейся в энергетических и технологических паспортах оборудования;
- относительно частой сменой производственных заданий, параметров и регламентов технологического процесса;
- отсутствием аналитической информации об ограничениях и условиях применения современных энергосберегающих технологий и техники;
- низкой достоверностью перспективных прогнозов производственной активности предприятий;
- согласованием и технико-экономическим обоснованием энергосберегающих мероприятий.

Оценка численного значения потенциала энергосбережения, как правило, определяться среднестатистической информацией об объёме электропотребления до и после реализации мероприятия по энергосбережению. Она производится при помощи простейшего последовательного алгоритма, включающего:

- 1) разработку предварительного перечня относительно краткосрочных (беззатратных и малозатратных) мероприятий по реализации потенциала энергосбережения в наиболее доступной части анализируемого объекта;
- 2) получение начальных технико-экономических данных для формирования контрольной статистической выборки;
- 3) обработку и анализ полученных результатов;
- 4) оценку потенциала энергосбережения;
- 5) мониторинг результатов для уточнения прогнозных показателей.

Полученная в результате энергоаудита информация даёт возможность оценить потенциал энергосбережения $\Pi_э$, соответствующий удельным затратам на ожидаемое снижение годового электропотребления:

$$\Pi_э = \frac{p_n \cdot \Delta K + \Delta I}{\Delta W_r}, \quad (5.31)$$

где ΔK – прирост капитальных затрат на реализацию энергосберегающего мероприятия; ΔI – изменение эксплуатационных издержек и (или) дополнительные эффекты (рост выпуска продукции, повышение качества и т.п.); ΔW_r – годовая экономия электроэнергии; p_n – коэффициент приведения капитальных вложений (нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений).

Пример оценки потенциала энергосбережения одного из сельскохозяйственных предприятий Нижегородской области приведён в Приложении В.

Технико-экономическое обоснование программы энергосбережения разработано для предприятий: ООО «Транспневматика-Сельхоз»; ООО «Агроплемкомбинат Мир»; Государственного предприятия Нижегородской области «Сергачский ветеринарно-санитарный утилизационный завод по производству мясо-костной муки», что позволило выявить резервы снижения энергопотребления на 13 – 23 %. Рекомендации по повышению эффективности использования энергоресурсов бюджетными учреждениями Нижегородской области привели к снижению электропотребления на 7050 тыс. кВт. ч/год.

5.7 Задачи стимулирования управления электропотреблением

На этапе формирования и развития рыночных отношений особая роль отводится стимулированию субъектов рынка электроэнергии при решении задач рационального управления электропотреблением. Преследуемая при

этом цель – побудить потребителя регулировать максимум нагрузки и электропотребление не только в своих интересах, но и в интересах ЭЭС (рисунок 5.1, 5.2, 5.3).

Стимулирование действий потребителя по управлению нагрузкой заключается в различии тарифных ставок за потребляемую электроэнергию (мощность) в зависимости от параметров надёжности – частоты ω , длительности t и глубины ограничений (отключений) ΔP нагрузки. Разработка и исследование механизмов стимулирования связаны с задачами управления поведением АЭ производственных систем (ПС). Решение её необходимо для обеспечения экономически оптимальных режимов работы ПС и СЭС, выполнения договорных условий, поддержания минимальных параметров функционирования ПС в аварийных условиях, сохранения живучести и определения составляющей тарифа за надёжность.

Если потребитель из-за собственных интересов или нежелания управлять нагрузкой отклоняется от требуемого ЭЭС режима электропотребления, то она должна иметь право применять определённые санкции, уменьшающие ожидаемую прибыль потребителя. Если ЭЭС в той или иной степени не учитывает интересы потребителя, то он может предпринять действия, противоположные интересам ЭЭС, проявляющиеся в искажении информации о возможностях регулирования и потребностях в электроэнергии и мощности. Недооценка необходимости согласования интересов сторон может привести к неудачам при реализации мероприятий и планов управления нагрузкой и энергосбережению.

Постановка задачи производится в терминах теории контрактов, предмет исследования которой – построение взаимосогласованных моделей обязательств заказчика и исполнителя, продавца и покупателя. При этом потребитель обязуется выполнять требования ЭЭС (СЭС) по управлению нагрузкой, а ЭЭС (СЭС) по результатам действий потребителя выплачивает ему вознаграждение в виде снижения тарифных ставок. Такая зависимость определяется функцией стимулирования, вырабатываемой на предварительно

согласованных условиях. Рассмотрим пример взаимодействия ЭЭС и условного единственного потребителя [16].

Потребитель выбирает действие $y \geq 0$, под которым понимается способ управления нагрузкой. Для произведения действия y , необходимы затраты $C(y)$, включающие работу потребителя по управлению нагрузкой. При нулевом действии функция затрат $C(y = 0) = 0$, а при $y > 0$ – возрастающая, зависящая от объёма и сложности переналадки технологического процесса и возможного изменения выпуска продукции. В зависимости от результатов деятельности потребителя ЭЭС получает «доход» (прибыль) $H(y)$, определяемый возможностью работы в наиболее рациональном режиме при сложившихся внешних условиях. Если потребитель не управляет нагрузкой, то $H(y = 0) = 0$, а при $y > 0$ – $H(y)$ возрастающая, так как ПС работает на благо ЭЭС.

ЭЭС стимулирует потребителя $\sigma(y)$ в зависимости от результатов его деятельности. Зависимость $\sigma(\cdot)$ – функция стимулирования. Её задание однозначно определяет условия договора между ЭЭС и ПС. Целевая функция ЭЭС – разность «дохода» ЭЭС и выплат потребителю (затрат из-за снижения тарифных ставок):

$$\Phi(y) = H(y) - \sigma(y) \rightarrow \max. \quad (5.32)$$

Целевая функция потребителя – разность выплат ЭЭС (доходов от снижения тарифных ставок) и затрат на управление режимами электропотребления:

$$f(y) = \sigma(y) - C(y) \rightarrow \max. \quad (5.33)$$

Функция стимулирования неотрицательна (отрицательное стимулирование – штраф) и ограничена сверху, так как возможности стимулирования (фонд) ЭЭС ограничен $0 \leq \sigma(y) \leq C$. При такой постановке задачи цели ЭЭС и потребителя – максимизации своих целевых функций (5.13) и (5.14). Дополнительное ограничение – обеспечение ПС целевой функции не

меньше, чем $U \geq 0$, где U – доход, получаемый ПС, не участвуя в программе управления электропотреблением.

В рассматриваемых условиях ЭЭС будет стремиться выбрать управляющее воздействие (функцию стимулирования) так, чтобы обеспечить максимум (5.13). Поскольку целевая функция ЭЭС зависит помимо $\sigma(\cdot)$ от действия, выбираемого ПС, потребитель, в свою очередь, будет выбирать действие, максимизирующее (5.14) при заданной системе стимулирования. При выработке договорных условий устанавливается следующий порядок взаимодействия ЭЭС и ПС:

1) ЭЭС на множестве N допустимых в аварийных ситуациях режимов определяет функцию (механизм) стимулирования и сообщает её потребителю $\sigma(\cdot)$;

2) потребитель, зная $\sigma(\cdot)$, выбирает действие y , сопровождающееся изменением электропотребления на множестве T возможных режимов функционирования с учётом особенностей технологического процесса, максимизирующее его целевую функцию (5.14). При этом оговаривается, что потребитель должен приложить усилия по выбору целевой функции (стратегии поведения) $f(y)$ и состояния $\tilde{y}$, являющегося допустимым как по условиям, предложенным ЭЭС, так и по условиям, связанным с функционированием своего технологического оборудования в разных режимах электроснабжения;

3) определяются значения целевых функций ЭЭС $\Phi(y)$ и ПС $f(y)$ путём расчёта $C(y)$ и $H(y)$.

На момент заключения договора и принятия решения о характере управления нагрузкой ЭЭС имеет информацию о (5.32) и (5.33), ограничениях C и U , а ПС «знает» ещё и выбранное ЭЭС по отношению к нему управление $\sigma(y)$.

Таким образом, формулируется задача стимулирования:

$$H(y^*) - \sigma(y^*) \rightarrow \max, \quad 0 \geq \sigma(y) \geq C, \quad (5.34)$$

$$\sigma(y^*) - C(y^*) \geq \sigma(y) - C(y), \quad \forall y \geq 0, \quad (5.35)$$

$$\sigma(y^*) - C(y^*) \geq U, \quad (5.36)$$

Если ЭЭС не использует стимулирования и выбирает $\sigma(y) \equiv 0$, то по (5.35) потребитель выберет действие $y = 0$, минимизирующее его затраты, то есть, предпочтёт не производить никаких действий. Максимальное действие $y_{\max}$, которое ЭЭС может побудить выбрать потребителя, определится как разность

$$C(y_{\max}) = C - U. \quad (5.37)$$

Однако ЭЭС может побудить потребителя выбрать любое действие $\tilde{y} < y_{\max}$, используя систему стимулирования

$$\sigma(y) = \begin{cases} C(\tilde{y}) + U, & y = \tilde{y} \\ 0, & y \neq \tilde{y} \end{cases}, \quad 0 \leq \tilde{y} \leq y_{\max} \quad (5.38)$$

На основании (5.31), подставив (5.36) в (5.33), получим

$$\Phi(\tilde{y}) = H(\tilde{y}) - C(\tilde{y}) - U, \quad 0 \leq \tilde{y} \leq y_{\max}. \quad (5.39)$$

Если стимулирование не производится $H(0) = 0$, ЭЭС использует систему (5.38), выбирая $\tilde{y}$, максимизирующий (5.39).

Рассмотрим упрощенный пример, иллюстрирующий предлагаемую модель стимулирования. Предположим, что затраты потребителя на управление нагрузкой при выборе действия y определяются степенной функцией $C(y) = y^2$. «Доход» ЭЭС от этих действий потребителя $H(y) = y$. Предельно возможные затраты на переналадку технологического процесса в условных единицах – $C = 4$. «Доход» при отказе от программы управления нагрузкой – $U = 0$.

Тогда из условия (5.35) получаем $y_{\max} = 2$, а из (5.38):

$$\sigma(y) = \begin{cases} y^2, & y = \tilde{y} \\ 0, & y \neq \tilde{y} \end{cases} \quad 0 \leq \tilde{y} \leq 2. \quad (5.40)$$

В соответствии с (5.20) целевая функция ЭЭС

$$\Phi(\tilde{y}) = \tilde{y} - \tilde{y}^2. \quad (5.41)$$

Она достигает максимума при $\tilde{y} = y^* = 1/2 \in [0, 2]$. Следовательно, оптимальная система стимулирования для рассматриваемых условий в соответствии с (5.40) имеет вид:

$$\sigma^*(y) = \begin{cases} 1/4, & y = 1/2; \\ 0, & y \neq 1/2. \end{cases} \quad (5.42)$$

Максимум целевой функции (5.14) достигается в двух точках: $y = 0$ и $y = 1/2$, так как $f(0) = f(1/2) = 0$. В соответствии с принципом благожелательности, из двух действий одинаково выгодных для ПС выбирается то, которое является наилучшим, то есть, $y^* = 1/2$.

Анализ функций стимулирования (5.38) или (5.42) показывает, что:

- с ростом дохода ЭЭС растут затраты на стимулирование, и ЭЭС выгодно побуждать потребителя выбирать действия в пределах $y_{\max}$;
- с ростом затрат потребителя уменьшаются возможности управления нагрузкой;
- увеличение фонда стимулирования не всегда может приводить к увеличению эффективности механизма стимулирования.

Отметим, что процессы функционирования ЭЭС и потребителей подвержены воздействию большого числа случайных и неопределённых факторов. Последствия их могут выходить и за рамки договорных условий. Обстоятельства могут оказаться чрезвычайно неблагоприятными, и защитой от них могут быть только механизмы страхования.

Поэтому одной из возможностей тарифного стимулирования является введение скидок некоторым категориям потребителей, желающим:

- увеличить мощности по производству дефицитной и (или) более дешевой по сравнению с другими регионами продукции за счёт введения дополнительных и (или) реконструкции существующих производственных мощностей;

- активно использовать имеющиеся организационные и технологические резервы управления электропотреблением с целью снижения или смещения максимума нагрузки, перехода в категорию с более низкой надёжностью;

- эффективно реализовать затратные проекты энергосбережения;

- показать реальные уровни аварийной и технологической брони.

Решение этих задач позволит:

- уменьшить удельные и абсолютные затраты на топливо в ЭЭС;

- снизить удельные затраты и себестоимость выпускаемой продукции;

- расширить рынки сбыта продукции, производимой в данном регионе;

- увеличить приток денежных средств в регион;

- обеспечить рост отчислений в бюджеты и внебюджетные фонды;

- формировать эффективные социальные и инвестиционные программы;

- увеличить число рабочих мест и сократить выплаты по безработице;

- повысить платежеспособность потребителей;

- перейти на высокоэффективное энергосберегающее оборудование;

- провести технико-экономическое обоснование уровня аварийной и технологической брони.

Тарифное стимулирование электропотребления возможно при обеспечении жёсткого контроля его эффективности. Оно вводится при гарантиях роста объёмов производства на базе неиспользуемых технологических мощностей или путём активного энергосбережения. Тарифное стимулирование может быть распространено и на предприятия, являющиеся либо поставщиками продукции для рассматриваемого региона, либо потребителями продукции за пределами его. Это позволит снизить тариф и увеличить приток денежных средств.

При реализации задач активного энергосбережения (без решения вопросов, связанных с развитием производства и увеличением объёма выпускаемой продукции) подход к тарифному кредитованию изменяется [45, 145]. Оно может предоставляться потребителям на договорной основе по

следующим схемам: 1) безвозвратный кредит из фонда Φ или за счёт дотаций ЭСО; 2) беспроцентный кредит с возвратом договорных сумм через определенный промежуток времени; 3) возвратный процентный кредит.

Ставка кредитного тарифа в этих условиях $T_k = T_э - \Delta T_э$ определяется исходя из ожидаемой величины электропотребления $W_э$ с учётом мероприятий энергосберегающего проекта по договору между субъектами взаимоотношений из условия возврата полученных средств фонда Φ в течение желаемого срока

$$t_{ж} = \frac{\Phi}{W_э(T_э - T_k)}; \quad T_k = T_э \frac{\Phi}{t_{ж} W_э}, \quad (5.43)$$

где $W_э = W - \Delta W_0$; ΔW_0 – ожидаемое снижение электропотребления.

При взаимной заинтересованности ЭСО, инвестора и предприятия, T_k может быть договорным – $T_{кд} < T_k$. При $T_k \leq 0$ тарифный кредит не выделяется.

При использовании схемы 1 фонд Φ за период использования пониженного тарифа $t_{п}$ имеет потери (ущерб)

$$Y_{эс} = t_{п} W_э (T_э - T_k) \quad (5.44)$$

Дополнительная прибыль от уменьшения затрат на первичные энергоносители (топливо) за тот же период определяется как

$$П_{эс} = \Delta W_0 c_T, \quad (5.45)$$

где c_T – удельная стоимость топлива.

Сравнивая значения $Y_{эс}$ и $П_{эс}$ принимается решение о целесообразности безвозвратного тарифного кредитования и снижении тарифа на срок $t_{п}$. После этого тариф может быть восстановлен до среднего или (если за $t_{п}$ не произошло изменения тарифных ставок) до прежней величины, а инвестор будет продолжать получать ежегодную нормативную прибыль.

Реализация схемы 2 предусматривает, что в течение $t_{ж}$ произойдет полный возврат выделенных средств Φ . При этом на периоде $t_{п} < t_{ж}$ вводится тариф T_k . Разностью $Y_{эс}$ и $П_{эс}$ и определяется сумма, подлежащая возврату

$$\Phi_{\text{в03}} = \Phi - (Y_{\text{эс}} - P_{\text{эс}}). \quad (5.46)$$

На периоде $t_{\text{в03}} = t_{\text{ж}} - t_{\text{п}}$ устанавливается возвратный тариф

$$T_{\text{в03}} = T_{\text{к}} + \Delta T_{\text{в03}}, \quad (5.47)$$

где $\Delta T_{\text{в03}} = \frac{\Phi_{\text{в03}}}{(t_{\text{ж}} - t_{\text{п}})W_{\text{э}}}$.

При малых сроках возврата может быть $T_{\text{в03}} > T_{\text{э}}$, но эффективность стимулирования высокая. При больших сроках возврата $\Delta T_{\text{в03}}$ суммируется с тарифной ставкой действующего в период окончания $t_{\text{п}}$ тарифа.

При использовании третьей схемы $\Phi_{\text{в03}}$ определяется с учётом коэффициента возвратного процента $k > 1$, установленного специальным договором.

Изложенная методика применяется к решению ряда других задач, в частности, при обосновании и выделении на отдельные присоединения аварийной и технологической брони. Пользуясь бесконтрольностью, отдельные потребители завышают их объёмы за счёт основных технологических производств, чем обеспечивают близкие к нормальным условия при аварийных ситуациях в ЭЭС. Становится возможным решение задач управления электропотреблением при дефицитах мощности и энергии. Компенсацией затрат потребителя на управление нагрузкой является соглашение о тарифном кредитовании мероприятий, направленных на обеспечение устойчивой работы ЭЭС (СЭС).

Как было отмечено, ставка $T_{\text{к}}$ является функцией трех переменных:

- частоты ограничений (отключений), вводимых ЭЭС на срок действия договора;
- глубины их (величины отключаемой мощности – ΔP , МВт);
- длительности режима, отличного от нормальных условий электроснабжения.

В зависимости от условий функционирования, ЭСО предлагает потребителю тарифное меню, а он выбирает режим электроснабжения с

требуемым уровнем надёжности. Сумма недополученной прибыли $(T_э - T_к)W$ компенсируется из фонда Φ или за счёт пропорционального электропотреблению или мощности распределения её между остальными потребителями ЭЭС путём увеличения тарифных ставок за более высокую надёжность.

Выводы по главе 5

1. Процесс разработки и создания систем управления современными ЭЭС (СЭС) в условиях их интеллектуализации и с учётом развития РГ, ВИЭ и СНЭЭ предлагается рассматривать как с позиций формального (чисто математического), так и неформального (экспертного) походов. Такое сочетание позволяет создать алгоритмическую основу управления объектами ЭЭС (СЭС) в различных режимах их функционирования с получением близкого к максимально эффективному результату.

2. Одна из основных проблем управления электропотреблением связана с большим разнообразием методов. В этой связи необходим анализ и обобщение имеющегося в разных отраслях промышленности, АПК и коммунально-бытовых потребителей опыта прогнозирования спроса и управления им при вероятных изменениях генерируемой и передаваемой мощности и энергии от договорных условий. Для этого требуется разработка и совершенствование методик, оценивающих варианты и параметры управления режимами потребителей всех видов и категорий.

3. Развертывание работ по рациональному управлению режимами и параметрами в ИЭС ААС выдвигает задачу организации специальных служб для проведения исследований технологических особенностей и условий функционирования как отдельных ГУ и их элементов, так и особенностей технологических процессов активных потребителей.

4. Реализация предлагаемых правил формализации и экспертного оценивания возможностей управления режимами и параметрами объектов ЭЭС позволяет существенно сжать множество первоначально обозначенных целей и возможных альтернатив управления.

5. Успешное управление электропотреблением возможно, если связи СЭС с технологическими агрегатами известны и управляющее устройство достаточно быстро реагирует на воздействия со стороны ЭЭС (СЭС). Трудности, связанные с управлением, определяются сложностью объекта, поэтому анализ возможностей управления электропотреблением следует начинать именно с объекта, а не с алгоритмов управления им.

6. Тарифное стимулирование электропотребления возможно при обеспечении жёсткого контроля его эффективности. Оно вводится при гарантиях роста объёмов производства на базе неиспользуемых технологических мощностей или путём проведения активного энергосбережения, что позволит снизить тариф на электроэнергию и увеличить приток денежных средств.

6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вводные замечания

Одна из первых отечественных работ по экономической оценке надёжности электроснабжения потребителей, появилась в середине пятидесятих годов XX в. [6]. Зарубежные исследования [182, 198] заключались в стоимостной оценке перерывов электроснабжения конкретных потребителей и сборе статистических данных для их обобщения по энергосистемам с отличающимся составом генерирующего оборудования и разной формой собственности, анализу договорных тарифных соглашений в зависимости от предоставляемой потребителю надёжности. В соответствии с действующими за рубежом законами разрабатывались принципы оказания услуг, которые обеспечивали:

- эффективность электроснабжения за минимально возможную плату;
- защиту окружающей среды с учётом необходимых и обоснованных издержек процессов управления;
- изменение уровня надёжности по желанию потребителей;
- справедливость – честное взаимодействие субъектов регулирования, инвесторов и клиентов для минимизации последствий управления электроснабжением, распределения прибыли и разработки тарифов.

Однако постановка таких задач практически не позволяла использовать эти результаты в электроэнергетике нашей страны, поскольку условия хозяйствования сильно отличались. Для объективной оценки последствий нарушений электроснабжения наиболее часто требовались сведения о последствиях частичных нарушений электроснабжения потребителей, а также о влиянии нарушений электроснабжения на работу технологических участков

производства, связанных с отключённым единым технологическим процессом.

Установлено, что для определения последствий нарушений электроснабжения необходимо построение экономико-математических моделей срыва производственного процесса с учётом влияния вероятностных факторов и неполноты исходной информации на конечный результат расчёта – ожидаемый ущерб. Проблема исследования ущерба была сформулирована как задача анализа, которая заключалась в определении последствий нарушений электроснабжения и их составляющих, и как задача синтеза, заключающаяся в минимизации ущерба за счет правильной организации работы ПС и территориальной сетевой организации (ТСО). При этом, как правило, рассматривались аварийные ситуации и использовались возможности подбора состава работающего оборудования и средств управления им. Решение этой задачи представляло и представляет большие трудности из-за недостатка исходной информации о параметрах, входящих в расчётные выражения для вычисления составляющих и суммарной величины ожидаемого ущерба. Это связано с многообразием и особенностями технологических процессов производства продукции. Такой подход позволил поставить задачи:

- выработки условий для инвестирования развития СЭС и энергосбережения;
- оценки безопасности производственного процесса ПС при возникновении аварийных ситуаций в ЭЭС (СЭС);
- выявления аварийной и технологической брони и предельных условий функционирования потребителя;
- разработки нормативных показателей надёжности электроснабжения;
- оценки управляемости потребителя при аварийных режимах СЭС и прохождении максимумов нагрузки;

- сравнительной оценки затрат на резервирование в СЭС и у потребителя;
- оценки минимально возможного ущерба при разработке графиков ограничений, отключений, АЧР, САОН, оптимизации размещения автоматических устройств разгрузки в СЭС и у потребителя;
- разработки механизмов стимулирования в системах генерации, распределения и потребления электроэнергии при управлении надёжностью.

6.1 Технико-экономические аспекты управления надёжностью электроснабжения в современных условиях

Полномасштабное использование регулировочной способности потребителей требует изменения существующей системы взаимоотношений между предприятием-поставщиком и предприятием-потребителем электроэнергии на основе рыночных отношений. Решение о степени участия потребителей в регулировании электропотребления должно приниматься добровольно на основе анализа технической возможности и сравнения увеличения издержек производства при регулировании с экономическими льготами, предлагаемыми ЭЭС потребителям. При решении комплексных задач создания, размещения и использования резервов в СЭС прежде, чем говорить о необходимости введения дополнительных резервов, необходимо решить задачу рационального использования имеющихся, включая и резервы потребителей электроэнергии.

В связи с переходом к полноценным рыночным отношениям появились задачи, где требуется объективная оценка последствий возможных изменений как режимов электроснабжения, так и электропотребления. Это задачи:

- разработки условий договоров производителей, продавцов, и потребителей;
- поиска путей и методов энергосбережения на всех уровнях производства, распределения, и потребления электроэнергии;
- заключения договоров со страховыми компаниями;
- разработки дифференцированных по уровням надёжности, сезонам года, дням недели и времени суток тарифов;
- учёта условий функционирования ряда потребителей в качестве субабонентов;
- выбора источника электроснабжения в условиях действующего рынка и создаваемых региональных энергетических рынков (ОРЭМ, РРЭМ);
- разработки организационных мер по изменению режимов электропотребления;
- распределения прибыли между субъектами управления нагрузкой.

При решении этих задач необходима разработка и использование методов технико-экономического прогнозирования с оценкой приоритетов государственных и коммерческих структур, выявление ожидаемого экономического эффекта от управления режимами электропотребления и выработку решений о распределении его между ЭЭС и потребителями.

Дефицит мощности в ЭЭС может быть связан с непредвиденным увеличением спроса или отказом какого-либо производителя электроэнергии работать при номинальной мощности в связи с повреждением, физическим износом элементов основного оборудования или (в системах с ВИЭ) с погодными условиями. Чтобы покрыть назревающий дефицит ЭЭС корректирует тариф, повышая цену на этот период. Производители и потребители откликаются на это предложениями по изменению своих планов производства и потребления электроэнергии. После итерационной увязки производится корректировка договоров. Аналогично, если ЭЭС предвидит перепроизводство электроэнергии (уменьшение спроса при спаде

производства), она снижает цену. Если небаланс возник из-за производителя, то ущерб потребителя списывается на него в соответствии с договором. Штрафы тем выше, чем неожиданнее уведомление об изменении режима потребления. Величина штрафа определяется информацией, имеющейся у работников диспетчерской службы (оператора рынка), на момент заключения договора.

При аварийных ситуациях в ЭЭС диспетчерская служба отдаёт распоряжения, которые производители и потребители безусловно выполняют, если отклонения лежат в оговоренных договором пределах, технически осуществимы (регулируемые возможности; аварийная и технологическая броня). За этот регулировочный процесс субъекты СЭС и потребители получают оговоренную договором компенсацию. Однако техническая осуществимость – величина относительная. Поэтому договор должен предусматривать экономически обоснованную компенсацию за критический режим. Это сблизит производителей, оператора рынка и потребителей при управлении режимами производства и потребления.

Заключение договора должно сопровождаться установлением основных способов (источников) возмещения ущерба, кроме государственной компенсации в случае тяжелых системных аварий и катастроф. Это могут быть коллективный финансовый резерв или договор страхования. При этом устанавливается набор страховых случаев, по которым страховая компания несёт ответственность по выплате ущерба. Регулярные страховые взносы зависят от страхуемых рисков, размеров выплачиваемой страховой суммы, мощности страховых компаний и конъюнктуры рынка страховых услуг. При переходе к рыночной экономике, имеющей склонность жертвовать интересами будущего ради прибыльных, популистских краткосрочных мероприятий, увеличивается опасность рассогласования интересов субъектов рынка с макроэкономическими целями всей системы хозяйствования. Поэтому возрастает роль стратегического планирования экономических последствий надёжного электроснабжения потребителей и прогнозирования

состояния ЭЭС (СЭС), которые должны опираться на комплекс исследований, проводимых на всех уровнях территориальной и временной иерархии. Основная цель здесь – выявление взаимосвязей электроэнергетики, экономики, систем потребления электроэнергии. При этом следует особо учитывать:

- возможность изменения критериев экономической эффективности в альтернативных вариантах управления функционированием и развитием энергетики;
- иерархию управления системами энергетики;
- усиление экономической и социальной независимости субъектов энергорынка;
- возможность несовпадения интересов субъектов рынка.

Решение и даже постановка таких задач невозможна без исследования рыночных тенденций, оценки динамики цен и спроса на электроэнергию [174]. При этом вырабатываются управляющие воздействия, которые определяются законодательными актами, регулируемыми и ограничивающими действие рыночных механизмов (нормативы, регулирование цен, антимонопольные меры) и экономическим воздействием на производителей и потребителей электроэнергии (тарифами, налогами, кредитами, дотированием). Одно из средств регламентации процесса управления надёжностью и эффективностью электроснабжения – его многоэтапная организация. Смысл её состоит в систематической адаптации перспективных планов к постепенно уточняемым условиям развития и эксплуатации. Таким образом, все мероприятия многократно фильтруются с точки зрения влияния на ближайшие решения, пересматриваются по составу и корректируются по срокам реализации по мере уточнения условий их осуществления.

По мере становления и развития рынка электроэнергии становится невозможным принуждение потребителей к поддержанию необходимых режимов использования электроэнергии. Для этой цели (за исключением

катастрофических ситуаций) должны использоваться методы, стимулирующие потребителей к участию в повышении уровня надежности СЭС. Одним из таких стимулов является предоставление льгот по оплате электроэнергии потребителям, дающим согласие на отключение или ограничения нагрузки при возникновении дефицитов мощности в ЭЭС. Задача стимулирования при управлении в системах электроэнергетики сводится к побуждению стимулируемых объектов, имеющих свои интересы, выполнять действия в интересах «центра» – оператора рынка. Решить такую задачу возможно лишь при наличии информации о технико-экономических последствиях, связанных с управлением объектами энергетики в аварийных и нормальных условиях эксплуатации. При этом с каждым потребителем заключается договор с участием производителя и оператора регионального рынка, независимость которого понимается как отсутствие коммерческих интересов и корпоративных связей с субъектами рынка.

Рассматривая задачи управления электропотреблением и условия заключения договорных отношений, отметим, что даже в ряде непрерывных производств АПК коэффициент заполнения суточного графика нагрузки изменяется в пределах 0,7–0,94. Следовательно, существует достаточный потенциал регулировочных возможностей. При максимуме нагрузки до 4 МВт можно, при определенных условиях, уменьшить его на 18 % без образования экономического ущерба. Это дает экономию годовых затрат на электроэнергию до 10 %. Установлено [101, 117, 159], что основными слагающими эффекта от выравнивания графика нагрузки дефицитных ЭЭС являются:

- экономия топлива на собственных электростанциях;
- экономия топлива в смежных ЭЭС за счёт маневра и выбора экономичных ГУ;
- снижение мощности электрических станций, участвующих в покрытии пика нагрузки;

- снижение регулировочного диапазона в структуре генерирующих мощностей;
- снижение максимальных нагрузок в распределительных сетях;
- уменьшение потерь электроэнергии;
- уменьшение объёма закупок электроэнергии;
- увеличение межремонтного периода основного генерирующего оборудования;
- стимулирование энергосбережения, что чрезвычайно важно для решения долгосрочных стратегических задач и проблем экологии.

6.2 Техничко-экономические потери от нарушений электроснабжения в структурно сложных технических системах

Под структурно сложными техническими системами понимаются производственно-технологические комплексы крупных АПК, транспортных, торговых предприятий и системы их электроснабжения, требующие достаточно высокой надёжности функционирования. К методам оценки показателей надёжности электроснабжения таких потребителей предъявляются повышенные требования, и уделяется большое внимание исследователей, проектировщиков, эксплуатационного персонала. Особенно остро эта проблема встаёт в связи с переходом к рыночным условиям хозяйствования в экономике и энергетике, системам РГ и ВИЭ, когда резко усложняется обеспечение надёжности. В этих условиях

- проявляются коммерческие требования к режиму и ограничения на его изменение, что снижает управляемость СЭС и её надёжность;
- разделяются интересы по поддержанию надёжности и по получению прибыли;

- образуются субъекты, существенно влияющие на надёжность и не отвечающие за её обеспечение (торговые операторы);
- происходит давление рынка, с целью экономии издержек, стремления к снижению всех видов резервов и запасов, полноте использования энергетического оборудования и пропускной способности сети;
- увеличивается количество «узких мест» в системе передачи электроэнергии, вследствие изменения распределения и направления потоков мощности, что стимулируется свободной торговлей электроэнергией.

Одна из основных задач этой проблемы требует решения вопросов недопустимости снижения уровня надёжности и качества электроснабжения и обоснованного выбора тарифов за электроэнергию с учётом интересов общества [134]. Закон РФ «Об электроэнергетике» [270] устанавливает основные положения защиты потребителей от непредусмотренных нарушений электроснабжения со стороны рынка при проявлении различных видов его неустойчивости. В соответствии с Концепцией обеспечения надёжности в электроэнергетике [78] надёжность не может быть абсолютной и должна рассматриваться как комплексный ресурс. Требования (запросы) потребителей по обеспечению того или иного уровня надёжности формируют спрос на этот ресурс. При этом потребители сами выбирают необходимый им уровень надёжности из предоставляемого «меню» с соответствующей ценой. Это позволит избежать перекрестного субсидирования за счёт перераспределения оплаты в соответствии с выбранными уровнями надёжности.

Следует отметить, что качество принимаемых решений в значительной степени зависит от полноты, точности и своевременности берущейся за основу информации. Она никогда не бывает абсолютно точной и достаточной даже только по той причине, что для принятия решения, ориентированного на будущее, возможно использование лишь ограниченного объёма ретроспективных данных и учёт только настоящего состояния анализируемого объекта [115]. Но и при полном отсутствии ретроспективной информации о

показателях функционирования высоконадёжных структурно сложных систем в экстремальных условиях очевидна ценность сравнительных расчётов, так, как только они дают возможность получить данные для дальнейшего взаимодействия с ТСО.

Особо отметим, что получаемые результаты практически не могут быть проверены. Возможны расчёты, носящие рекламный или конъюнктурный характер, которые дают заведомо завышенные или заниженные результаты. При этом требуется учёт риска, который тем больше, чем меньше полнота и точность информации, чем больше период прогнозирования. Основными направлениями реализации экономического управления надёжностью электроснабжения являются:

- система дифференцированных по уровню надёжности тарифов;
- экономическая поддержка оперативных мероприятий по регулированию режима в интересах обеспечения надёжности;
- взаимная экономическая ответственность ТСО и потребителей электроэнергии за соблюдение договорных (нормативных) требований по обеспечению надёжного электроснабжения;
- система страхования ущербов, вызванных нерасчётными условиями;
- управление спросом;
- стимулирование инвестиций на повышение надёжности.

В этих условиях существенной оказывается роль нормативного подхода, увеличивающаяся с переходом от надёжности электроснабжения конкретных потребителей к системной надёжности, а также от краткосрочных к долгосрочным задачам. В соответствии с Законом РФ «О техническом регулировании» [269] нормативный подход должен поддерживаться системой экономически обоснованных технических регламентов, соблюдаемых при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов производства и их СЭС. При этом потребители, обязаны выполнять требования ТСО, по обеспечению системной надёжности как в расчётных, так и нерасчётных

(форс-мажорных) условиях, а также, по возможности, обеспечивать максимально устойчивость и живучесть технологического процесса производства при плановых и внезапных возмущениях их СЭС. Кроме того, должен быть предусмотрен независимый аудит предъявляемых потребителю общих требований, установленных технологическими регламентами и стандартами с возможными штрафами и другими санкциями. Это относится к требованиям, которые могут быть проверены в обычных условиях эксплуатации при отсутствии воздействий на СЭС, а также по значениям регламентируемых статистических показателей надёжности на основании имеющихся фактических данных.

Неоднократно отмечалось, что положения Правил устройства электроустановок (ПУЭ) не в полной мере учитывают влияние кратковременных и частичных перерывов питания на надёжность электроснабжения потребителей и не содержат чётких требований к независимости источников питания. Поэтому к потребителям, особенно с непрерывными технологическими процессами, опасными или вредными условиями производства должны быть дополнительно предъявлены требования, соответствующие обеспечению их надёжности, устойчивости и живучести. Выполнение их позволит повысить управляемость, сократить ущерб и облегчить реализацию эффективного управления электропотреблением. Наличие средств дистанционного, в том числе избирательного автоматического управления нагрузкой, даст возможность выполнять аварийные ограничения и отключения потребителей с учётом их ответственности в системе хозяйственных отношений региона. Управляемость узлов нагрузки определяется при такой постановке вопроса организационно-техническими мероприятиями, а рациональный уровень надёжности схемы внешнего электроснабжения конкретного потребителя согласуется с уровнем надёжности его внутренней схемы и уровнем технологического резервирования ПС.

Когда ТСО предлагает потребителю тарифное меню [148, 182], учитывающее надёжность, от потребителя требуется принятие решений с учётом возможной частоты ω и длительности τ отключений объектов производства, величины отключаемой мощности $N_{\text{откл}}$. Последствия управления электропотреблением разных типов ПС при аварийных ситуациях в ЭЭС (СЭС) с учётом этих параметров достаточно подробно проанализированы рядом авторов [70, 100, 117, 234, 237, 246 и др.]. Однако для принятия рациональных решений по выбору ставок тарифного меню ПС требуется информация о вероятности срыва плановых (договорных) обязательств по выпуску продукции из-за внезапных нарушений электроснабжения.

Установлено, что во многих случаях внезапных нарушений электроснабжения объектов ПС опасным является не только сам факт внезапного или преднамеренного отключения потребителей, а его длительность. В первую очередь это справедливо для ПС сложных технологических объектов, обладающих большой функциональной инерционностью (пищевая промышленность, переработка продукции растениеводства и животноводства, сельскохозяйственное машиностроение). Формально это положение справедливо для таких объектов ПС, у которых длительность нарушения электроснабжения, возможного ремонта отказавших при этом элементов, наладки технологического процесса после восстановления электроснабжения и доведения производительности до номинальных параметров не приводит к срыву выпуска конечной продукции. То есть, работоспособность ПС в целом не нарушается. Исходя из конкретных условий работы и характера выполняемых функций каждого участка ПС, можно определить предельно допустимую длительность его простоя τ_d , которая не влияет на нормальное функционирование других, связанных с отключённым, участков ПС.

При длительности простоя отключённого участка ПС $t_{\text{пр}}$ меньше предельной по условиям возможного продолжения их работы в нормальном режиме $t_{\text{пр}} < \tau_d$, последствия данного нарушения электроснабжения не распространяется на другие технологические участки. Очевидно, что не все n нарушений электроснабжения, возникшие за период t , являются реальными отказами ПС. Здесь под отказом ПС понимается отказ СЭС участка ПС, длительность восстановления нормального технологического режима после которого больше, чем допустимое время простоя $t_{\text{пр}} > \tau_d$. Число реальных отказов ПС $n(v)$ определится как:

$$n(v) = n[1 - V(\tau_d)], \quad (6.1)$$

где n – количество нарушений электроснабжения ПС без учёта их продолжительности; $V(\tau_d)$ – вероятность восстановления нормального режима работы ПС после нарушения электроснабжения на время $t_{\text{пр}} < \tau_d$.

При классических законах распределения числа нарушений электроснабжения (распределение Пуассона) и длительности восстановления T_v (экспоненциальное распределение) величина $V(\tau_d)$ вычисляется по формуле

$$V(\tau_d) = 1 - e^{-\frac{\tau_d}{T_v}}, \quad (6.2)$$

где T_v – среднее время восстановления нормального режима работы отключенного из-за нарушения электроснабжения участка ПС.

Среднее время функционирования ПС с учётом реальных отказов, (срыв выпуска продукции), определяется с учётом (6.2) наработкой на отказ:

$$T_m(v) = \frac{T_p}{n(v)} = T_m e^{\frac{\tau_d}{T_v}}, \quad (6.3)$$

где $T_p = nT_m$ – суммарное время работы ПС за календарный срок, в течение которого произошло n отказов; T_m – среднее время нормального функционирования ПС при n нарушениях электроснабжения на m участках.

В результате, вероятность обеспечения планового (договорного) объёма продукции ПС за время t , соответствующее договору с ТСО и учётом того, что не все нарушения электроснабжения приводят к срыву выпуска конечной продукции, вычисляется как [26]:

$$P(t_v) = e^{-\frac{1-V(\tau_d)}{T_m}}. \quad (6.4)$$

Несмотря на относительно субъективный характер этой вероятности, она уже может приниматься во внимание при формировании договорных условий, учитывающих ущерб от внезапных нарушений электроснабжения. Кроме того, она позволяет в первом приближении судить о надёжности как об имеющем цену товаре в системе договорных отношений между хозяйствующими субъектами.

Важным итогом многолетних исследований проблемы оценки технико-экономические потерь потребителей от нарушений электроснабжения (ущерба) стал справочник [107–108] и разработки [134, 143, 144, 157, 160], где даны экономическое содержание и классификация ущербов, модели оценки его методами макро- и микромоделирования, рассмотрены задачи и способы регулирования режимов электропотребления, предложены основы формальных моделей потребителей. Однако в последние 15–20 лет эта проблема существенно усложнилась в связи с вопросами, поставленными рыночной экономикой, развитием систем РГ и ВИЭ. Прежде всего, это управление электропотреблением при аварийных ситуациях и ответственность перед потребителем за нарушение условий обеспечения надёжности и качества электроснабжения.

Поскольку надёжность электроснабжения должна стать товаром с соответствующей ценой и предметом договорных отношений, необходима объективная оценка технико-экономических последствий нарушений электроснабжения для разработки требований и мер ответственности субъектов рынка на границах балансовой принадлежности (ГБП).

В одной из недавно опубликованных монографий [117], приведены удельные ущербы (руб./кВт·ч и долл./кВт·ч) от нарушений электроснабжения более, чем по 30 основным отраслям экономики. При этом минимальные их значения по разным отраслям отличаются в 10, а максимальные в 100 раз; в одной отрасли они изменяться от 2 до 300 раз. Однако не отмечено, что необходим учёт суточной, недельной и сезонной неравномерности энергопотребления; обеспечение возможности ЭЭС увеличить выдачу энергии потребителям после ликвидации аварийного дефицита и восстановления отказавших объектов. Поскольку системы потребления обладают временной, структурной, нагрузочной избыточностью, за счёт которой появляется возможность ликвидации или значительного снижения недовыпуска продукции из-за нарушения нормального режима их работы и недопущения разрыва производственных связей, при решении комплексных задач создания, размещения и использования генерирующих мощностей, необходимо учесть возможность рационального использования имеющихся, включая резервы потребителей. Совместное использование избыточности ЭЭС (СЭС) и ПС основано на рациональном подборе объектов, управление режимом которых приводит к минимуму потерь.

Установлено, что реальные потери (ущерб) конкретных потребителей определяются тремя основными составляющими: от неуправляемого останова объектов ПС вследствие отключения электроприемников; от незапланированных остановов и пусков объектов ПС; от разрушения технологических связей между отключенным и другими объектами ПС. Объективно оценить эти потери по агрегированным на уровне СЭС моделям, построенным для совокупностей потребителей, не представляется возможным, однако анализ имевших место аварий, сопровождающихся отключением нагрузки потребителей, показывает, что такие отключения могут быть реализованы множеством способов, реализация которых определяется выбором состава отключаемых присоединений. Стремление оперативных служб ЭЭС решать задачи отключения присоединений наиболее

удобным способом – отключением минимального числа наиболее доступных присоединений является вполне естественным. Но это может приводить к глубокому разрушению ПС вплоть до возникновения опасности жизнеобеспечения. Одним из условий допустимости ожидаемых (возможных) вариантов отключения потребителей должна быть минимизация вероятности разрыва производственно-технологических связей. Изменение ущерба при сохранении величины отключаемой мощности существенно влияет на экономические потери потребителя, которые могут различаться на порядок и более. Универсальная методика оценки ущерба от нарушений электроснабжения потребителей АПК представлена в Приложении Д. Если к таким ситуациям потребители будут готовы заранее, то возможно сокращение ожидаемых потерь до минимума.

Реализация процесса управления надёжностью и эффективностью электроснабжения должна основываться на его многоэтапности. Смысл её состоит в периодической адаптации перспективных планов к постепенно уточняемым условиям развития и функционирования как СЭС, так и потребителя. Поэтому предлагаемые мероприятия по перспективам развития должны многократно фильтроваться с точки зрения влияния на изменение ПН, пересматриваться по составу, корректироваться по срокам реализации и уточнения условий осуществления.

Одно из таких условий – оценка вида распределения и числовых характеристик положения и разброса показателей ущерба от возможных нарушений электроснабжения потребителей. На примере ОАО «МРСК Северо-Запада» показано [20], что фактическое распределение недоотпуска электроэнергии и экономического ущерба при отключении любого узла нагрузки противоречит нормальному закону и является резко асимметричным. Среднее арифметическое и медиана отличаются более чем в 20 раз, а величина стандартного отклонения существенно превышает пороговые значения, что подтверждает выводы о неоднородности данных и необходимости детального анализа особенностей потребителя.

Объективная оценка ущерба возможна лишь при наличии информации о последствиях частичных нарушений электроснабжения, а также о влиянии их на работу участков производства, связанных с отключенным единством технологического процесса [108, 159]. Управление нагрузкой в этих условиях с целью минимизации возможного ущерба приводит к значительным сложностям из-за многообразия и особенностей технологических процессов, пренебрежения к их современному метрологическому обеспечению.

Если ЭЭС определит условия, при которых имеется возможность обеспечения тех или иных показателей надёжности, то потребитель может осуществить проверку их выполнения с экономической оценкой последствий их реализации. Анализ предельных параметров возможных состояний реальных ПС позволяет выработать требования к надёжности их внешнего энергоснабжения с учётом длительности введения режима регулирования, его периодичности, глубины ограничения. Это послужит основанием для согласованного изменения графика нагрузки с одновременной минимизацией экономических последствий изменения нормального режима электропотребления.

Рациональное управление нагрузкой ставит задачу организации специальных служб для проведения маркетинговых исследований. Знание технологических особенностей ПС и условий функционирования СЭС позволит их специалистам находить взаимосогласованные варианты решений, удовлетворяющие и СЭС, и потребителей. При этом обе стороны будут заинтересованы в их реализации. Естественно, что решать такие задачи возможно лишь при наличии базы данных показателей энергоиспользования, соответствующих различным режимам работы ПС, формируемых на единой методической основе. Это позволяет:

- формировать состав ПН для решения задач контроля и управления режимами энергопотребления;

- обосновать источники, процедуры сбора и обработки информации, формы и средства её представления, методы использования;
- переносить имеющуюся информацию на объекты-аналоги;
- уточнять исходную информацию по мере реализации мероприятий по управлению режимами энергоиспользования;
- рассчитать ожидаемые и (или) фактические последствия режимов управления нагрузкой;
- прогнозировать ПН по ожидаемым последствиям реализаций управления режимами энергопотребления.

Поскольку учёт экономических требований потребителей к надёжности СЭС – одна из важнейших проблем современной энергетики, важный этап её решения – описание связей множества элементов (объектов) ПС. Каждый элемент должен обеспечиваться информацией, позволяющей оценить ущерб при любом составе прекращающих работу производственных механизмов из-за отключений электроприемников. Таким образом, для каждого из выделенных подмножеств на основании анализа возможных последствий и их технико-экономических характеристик выбирается совокупность расчётных выражений оценки составляющих ущерба, возникающего при единичных нарушениях электроснабжения $Y_{эi} = f(t_{эi})$ и единичных нарушениях функциональных связей $Y_{свi} = f(t_{свi})$.

Результаты исследований возможного времени простоя объекта потребителя при нарушении электроснабжения приведены в таблице 3.3. Для их практического использования выполняются линейные (кусочно-линейные) преобразования, в результате которых они примут вид

$$Y_{эi} = (a_i + b_i t_i) \alpha_i, \quad Y_{свi} = c_i + d_{свi} t_{свi}, \quad (6.5)$$

где a, b, c, d – постоянные коэффициенты; α – коэффициент, значение и способ вычисления которого зависит от вида связи между отдельными механизмами и состава отключаемых электроприёмников.

Результирующие функции ущерба (6.5) могут строиться как относительно $t_{\text{э}}$ и $t_{\text{св}}$, так и относительно $t_{\text{пр}}$.

Рассмотрим взаимодействие между элементами ПС на простейшем примере последовательно соединенных элементов, на одном из которых предполагается нарушение электроснабжения (рисунок 6.1).

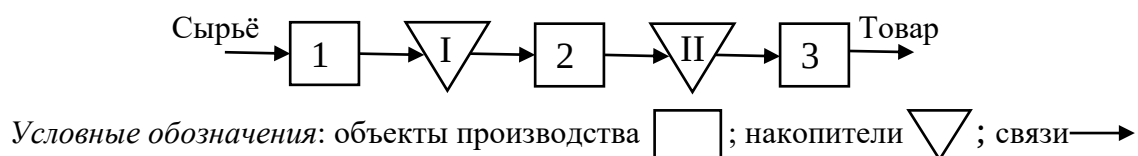


Рисунок 6.1 – Последовательная технологическая схема производства

Допустим, отключение длительностью $t_{\text{э}1}$ произошло на первом (1) элементе. По установленной для него зависимости $t_{\text{пр}1} = f(t_{\text{э}1})$ определяется время простоя $t_{\text{пр}}$, в течение которого продукция на связь между элементами 1 и 2 не поступает.

Если время работы второго (2) элемента за счёт продукции, содержащейся в накопителе (I) в момент прекращения подачи в него продукции от элемента (1) $t_{\text{н}1,2} \geq t_{\text{пр}1}$, то элемент (2) «не почувствует» срыва работы первого: $t_{\text{св}} = 0$.

Если длительность использования накопителя между элементами (1) и (2) $t_{\text{н}1,2} < t_{\text{пр}1}$, то произойдет разрыв связи и нарушится работа элемента (2) на время $t_{\text{св}2} = t_{\text{пр}1} - t_{\text{н}1,2}$. Следовательно, длительность разрыва связи между объектами производства (1) и (2) лежит в пределах $0 \leq t_{\text{св}2} \leq t_{\text{пр}1}$.

Возможное время использования накопителей между элементами может рассматриваться как случайная величина с известной (принятой) плотностью распределения $f(t_{\text{н}})$. Установлено, что изменение объёма накопителя обычно соответствует логарифмически нормальному, равномерному или β -распределению с соответствующими числовыми характеристиками в зависимости от технологических особенностей производства.

Вероятность возникновения ущерба на втором участке от разрыва связей подсчитывается при условии, что длительность нарушения электроснабжения первого участка равна $t_{э1}$:

$$P(t_{св2} > 0 | t_{э1}) = F(t_{н} = t_{пр1}). \quad (6.6)$$

Средняя длительность разрыва связей $\overline{t_{св}}$ оценивается по известному из теории вероятностей правилу [26] определения среднего на участке $(0 \div t_{пр1})$:

$$\overline{t_{св}} = \frac{\int_0^{t_{пр}} t_{н} f(t_{н}) dt}{\int_0^{t_{пр}} f(t_{н}) dt} \quad (6.7)$$

Влияние простоя элемента (2) на возможность нарушения работы третьего (3) определяется аналогично. По значению $\overline{t_{св2}}$ оценивается среднее время простоя второго элемента $\overline{t_{пр2}}$, рассчитывается длительность разрыва связи $t_{св3}$ и вероятность её разрыва. Особенностью данного случая по сравнению с рассмотренным является то, что простой элемента (3) при нарушениях электроснабжения первого (1) возможен только при условии нехватки полуфабриката как в первом (I), так и во втором (II) накопителе. Если заполнение этих накопителей взаимно независимо, то вероятность простоя участка (3) технологической цепи (рисунок 6.1)

$$P\{t_{св} > 0 | t_{э1}\} = F(t_{н1,2} = \overline{t_{пр1}}) F(t_{н2,3} = \overline{t_{пр2}}). \quad (6.8)$$

Из приведенного анализа следует, что для описания связей между элементами в оптимизационных задачах надёжности исходная информация по рассматриваемой ПС должна содержать для каждой связи закон распределения $f(t_{н})$ и его параметры. При её совместном использовании с информацией о $Y_i = \varphi(t_{сви})$ возможно определение любых частных значений ущерба по связанным элементам схемы и оценка вероятности возникновения и среднего ущерба от функционального расстройства работы связанных элементов, что необходимо, в частности, для решения проектных задач, в которых предугадать состояние связей в момент нарушения электроснабжения не представляется возможным.

Вычисление среднего ущерба по элементу (2) при нарушении

электроснабжения элемента (1) длительностью $t_{э1}$ производится по заданной для элемента (1) функции $t_{пр} = f(t_{э})$ и значению $t_{пр1}$. По закону распределения $f(t_{н1,2})$ определяется $P\{t_{св2} > 0 | t_{э1}\}$ и $P\{t_{св2} > 0 | t_{э1}\}$ и $\overline{t_{св2}}$, а затем по заданной для элемента (2) зависимости $Y_2 = \varphi(t_{св2})$ при уже известном $\overline{t_{св2}}$ определяется $Y_2(t_{св2} | t_{э1})$. Средний ущерб по элементу (2) с учётом вероятности его возникновения составит

$$\overline{Y}_2(t_{э1}) = Y_2(\overline{t_{св2}} | t_{э1}) P(t_{св2} > 0 | t_{э1}). \quad (6.9)$$

На предприятиях, где между элементами необходимо создаются специальные ёмкости, нарушение электроснабжения может вызвать срыв не только последующих по ходу технологического процесса элементов, но и предыдущих. Так, при нарушении электроснабжения элемента (2). Разрыв связи происходит не из-за отсутствия в накопителях продукции, а из-за их переполнения. Способы вычисления вероятности разрыва связи и ущерба аналогичны рассмотренным, но меняется содержание, закладываемое в t_n – время использования свободной ёмкости накопителя. Пример последовательности оценки среднего ущерба от нарушения электроснабжения приведён в Приложении Г.

Для каждого элемента структурной схемы известны: суммарная нагрузка N_i (кВт); зависимости $t_{при} = \varphi(t_{эi})$ и $t_{при} = \varphi(t_{сви})$; функции ущерба $Y_{эi} = \varphi(t_{эi})$ и $Y_{сви} = \varphi(t_{сви})$ или $Y_{эi} = \varphi(t_{при})$ и $Y_{сви} = \varphi(t_{при})$. Далее анализируются последствия нарушения их электроснабжения, строятся зависимости $t_{при} = \varphi(t_{эi})$ и вычисляется е ущерб для заданных (требуемых) длительностей $t_{э}$.

Влияние отключенного объекта на работу связанных с ним оценивается максимально возможным временем $t_{ni,j \max}$ использования накопителя между i -м и j -м элементами технологической схемы. Оно определяется отношением максимального объема $V_{\max}$ накопителя к среднечасовому расходу продукции B из него последующими по отношению к отключенному объектами

производства (или пополнению его продукцией предшествующими):

$$t_{\text{нi},j} = \frac{V_{\text{max}}}{B}.$$

Затем выявляются зависимости длительностей простоя выделенных объектов от длительностей разрыва технологических связей $t_{\text{пр}} = \varphi(t_{\text{св}})$.

Обследованием АГП разного технологического профиля установлено, что величина ущерба определяется:

- назначением и производительностью отключенного участка;
- параметрами технологического процесса;
- видом потребляемого сырья;
- длительностью перерыва электроснабжения
- длительностью наладки технологического процесса;
- временем выхода на доаварийную производительность;
- последствиями возможных катастроф (взрыв, пожар) и повреждений технологического оборудования;
- местом отключенного объекта в технологической цепи;
- количеством однотипных объектов, работающих параллельно;
- возможностью увеличения или снижения производительности;
- наличием, объемом и степенью заполнения промежуточных накопителей между объектами последовательной технологической цепи;
- климатическими условиями района расположения объекта;
- количеством и квалификацией обслуживающего персонала;
- временам года и суток нарушения режима электроснабжения.

Существенная особенность вычисления среднего ущерба – учёт составляющей от внезапности нарушения электроснабжения, что связано с возможностью повреждения отдельных видов (элементов) технологического оборудования ПС. Эта составляющая оценивается вероятностью повреждения рассматриваемого оборудования, продолжительностью и стоимостью аварийного ремонта. Средний ущерб по отключившемуся от внезапного

нарушения электроснабжения производству (при частной реализации t_3) определяется как

$$Y_{\text{откл}} = p(Y_1 + Y_{\text{рем}}) + qY_2, \quad (6.10)$$

где $p + q = 1$ – вероятности повреждения p и неповреждения q технологического оборудования; $Y_{\text{рем}}$ – составляющая ущерба, связанная с ремонтно-восстановительными работами; Y_1 – ущерб при $t_{\text{рем}} > 0$; Y_2 – ущерб при $t_{\text{рем}} = 0$.

Необходимость более глубокого анализа поведения участков ПС при частичных нарушениях электроснабжения с учётом разных видов связей и объёмов промежуточных накопителей продукции отмечена в работах [108, 112, 113, 159]. Это позволило представить отдельные объекты ПС в виде четырех сочетаний взаимодействия производственных механизмов (рисунок 6.3). Здесь: а) последовательная (многофазная) схема, состоящая из n технологических механизмов (поточно-транспортные системы, автоматические линии); б) параллельная (многоканальная), состоящая из m механизмов (термические участки, насосные, компрессорные); в) последовательно-параллельная, состоящая из n последовательных и m параллельных (производства кормов и удобрений); г) последовательно-параллельная с изменяющимся числом производственных механизмов в параллельных звеньях (химии, производство искусственных кормов).

Возможны модификации схем в) и г). Это параллельно-последовательные схемы; схемы, когда параллельное звено включено в рассечку последовательной цепи или последовательное звено включено в рассечку параллельных.

Построение структурной схемы связей производственных механизмов осуществляется в соответствии со схемой оценки последствий нарушений их электроснабжения. При этом могут наблюдаться отклонения от реальной технологической схемы ПС. Так, в машиностроении на станочном участке производится обработка деталей на множестве станков разного

функционального назначения. Однако структурная схема будет здесь параллельной, так как отключение любого станка (или группы) сопровождается практически одинаковыми последствиями.

При последовательной (рисунок 6.3, а) схеме нарушение электроснабжения хотя бы одного производственного механизма приводит к останову всего выделенного участка. Фактически отключенная мощность N_0 равна мощности N , потребляемой всем объектом. При этом возможны два состояния: рабочее и нерабочее. Последствия оцениваются линейной (кусочно-линейной) моделью оценки ущерба

$$Y = at + b, \quad (6.11)$$

где a – ущерб от отключения выделенного подмножества производственных механизмов, руб./ч; b – ущерб, определяемый фактором внезапности, руб./откл.

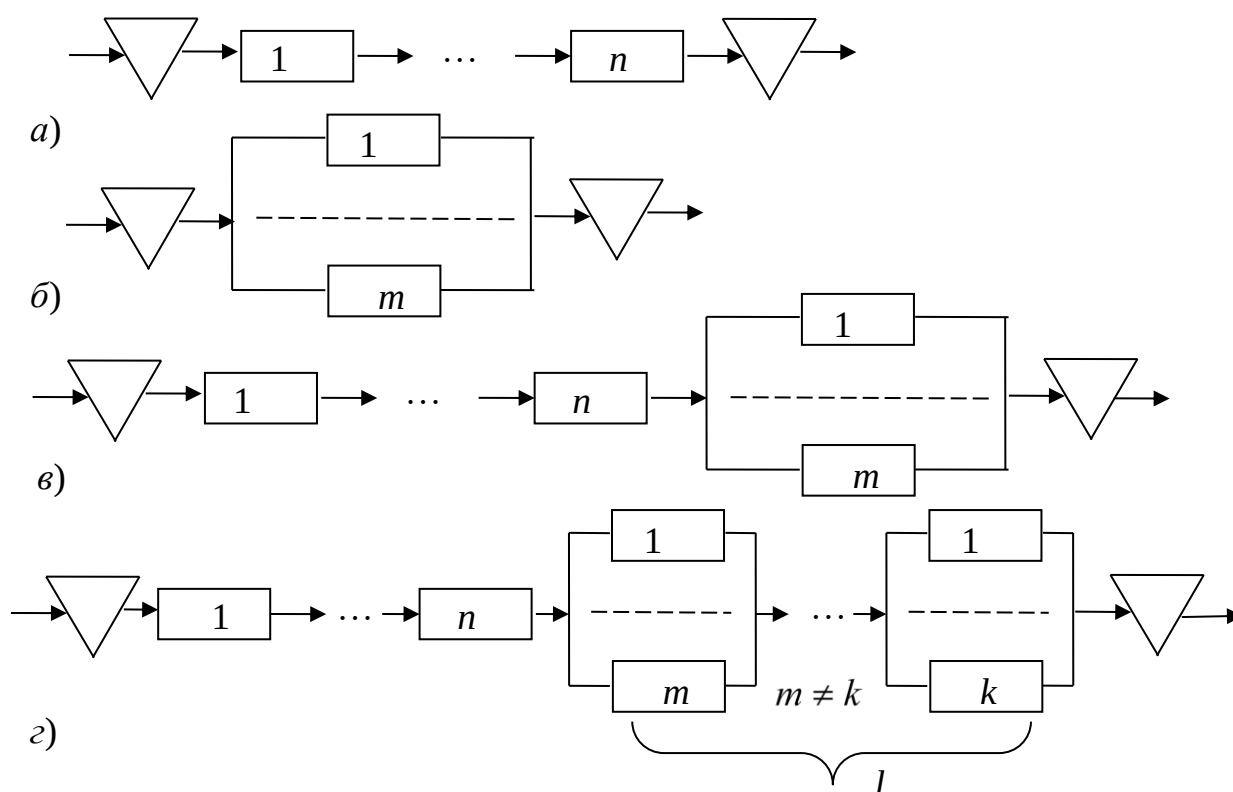


Рисунок 6.3 – Формализованное представление структурных схем ПС

Оценка ущерба, по (6.11) в случае отключения лишь части производственных механизмов $N_0 < N$, может быть несколько завышенной из-за того, что фактор внезапности b учитывается для всей выделенной совокупности. Для отдельных производств это завышение несущественно и может не учитываться. Однако для производств машиностроения, в зависимости от соотношения N_0 и N , возможно некоторое уточнение расчетной величины ущерба за счёт коррекции величины b коэффициентом α , которое при $N_0 < N$ может достигать 10 ... 15 %. Тогда

$$Y = at + \alpha b; \alpha = \frac{N_0}{N}. \quad (6.12)$$

При параллельной схеме (рисунок 6.3, б) нарушение электроснабжения одного из механизмов не приводит к нарушению всего производственного процесса. Поскольку фактор внезапности появляется только на отключенных производственных механизмах выделенной совокупности, ущерб определяется как

$$Y = \alpha(at + b). \quad (6.13)$$

Наличие параллельной схемы позволяет расширить возможности управления нагрузкой, построив схему электроснабжения так, чтобы имелась возможность индивидуального отключения производственных механизмов и их групп.

При последовательно-параллельной схеме (рисунок 6.3, в) имеются два потребляющих электроэнергию множества производственных механизмов: N_1 – в последовательной цепи и N_2 в параллельной $N_1 \cap N_2 = N$. Обозначим N_{01} и N_{02} – множества отключаемых механизмов, причём

$$N_{01} \subset N_1, N_{02} \subset N_2, N_{01} \cap N_{02} = N_0. \quad (6.14)$$

Если нарушение электроснабжения анализируется для $N_{01} \subset N_1$, то расчёт выполняется по последовательной схеме (формулы (6.11), (6.12)). По этим же формулам производится расчёт, если совместно выполняются условия $N_{01} \subset N_1$ и $N_{02} \subset N_2$, или $N_0 \subset (N_1 \cap N_2)$ соответствующие одновременному

отключению механизмов последовательной и параллельной ветвей структурной схемы.

И только в случае, когда $N_0 \subset (N_{02} \subset N_2)$, что соответствует проведению отключений только в параллельной ветви схемы, расчёт выполняется по выражению

$$Y = \alpha at + \beta b; \quad \beta = \frac{N_{02}}{N_2}. \quad (6.15)$$

При $N_{02} \subset N_2$ учитывается снижение производительности механизмов множества N_1 , которое необходимо для обеспечения синхронной работы всего производства. Но если анализируется последовательно-параллельная схема в машиностроении, то снижения производительности, как правило, не происходит ввиду возможности временного складирования продукции, и расчёт последствий выполняется по (6.15). При анализе параллельно-последовательных схем, а также при невозможности временного складирования в последовательно-параллельных схемах снижение производительности механизмов множества N_1 отражается на работе последовательной цепи и требует её снижения, тем большее, чем больше N_{02} .

Следует учесть, что из-за особенностей непрерывных, технологических процессов производительность отдельных механизмов может быть снижена примерно до 50 % номинальной. Тогда при $N_0 \geq 0,5N_2$ последствия определяются также по (6.4). В остальных случаях можно считать, что снижение производительности косвенно учитывается за счёт коррекции величины α , характеризующей всё выделенное подмножество механизмов коэффициентом α .

Оценка последствий нарушения электроснабжения производственных механизмов, работающих по схеме (рисунок 6.3, з), носит более сложный характер, но в итоге сводится к уже рассмотренным случаям:

- если $N_{01} \subset N_1$, то для расчётов используется (6.13) или (6.11), что соответствует полному погашению объекта;

- при отключении в последовательном и одном или нескольких параллельных звеньях одновременно $N_0 \subset (N_1 \cap N_2 \cap \dots \cap N_l)$, анализируемое производство тоже полностью останавливается, и расчет ведётся по (6.11) или (6.13);

- отключения в любом из параллельных звеньев $N_0 \subset N_l$ сопровождаются ущербом, определяемым по (6.14), с учётом того, что β определяется в соответствии со структурной схемой (рисунок 6.3, з) аналогично (6.14).

Наиболее общим является случай, когда производственные механизмы одновременно отключаются в разных звеньях последовательно-параллельной схемы. Ущерб от их отключения при этом составит:

$$Y = \alpha a + \gamma b; \quad \gamma = \frac{\sum_n N_{0n} + \sum_l N_{0l}}{N}. \quad (6.16)$$

Таким образом, оценка последствий нарушений электроснабжения выделенных по рассмотренному принципу производственных механизмов осуществляется введением весовых коэффициентов α , β , γ , зависящих от соотношения величин отключенной N_0 и потребляемой N мощностей. При решении оперативных эксплуатационных задач управления режимами электропотребления возможен выбор режима работы ПС, обеспечивающий снижение нагрузки с минимальными потерями. При этом имеется возможность учёта фактического заполнения накопителей или специальной подготовки производства к ожидаемому изменению режима. Эти мероприятия обеспечивают существенное снижение ущерба от изменения режима электропотребления. Кроме того, возможно определение фактического ущерба потребителя от имевших место конкретных нарушений электроснабжения или изменений режимов электропотребления. Ущерб по связанным с отключенным элементом производства в таких задачах оценивается не на уровне математического ожидания, а по фактически имевшим место длительностям простоя связанных элементов.

6.3 Уточнение исходной информации в задачах оценки надёжности СЭС АПК

При решении задач большой размерности, к которым относится оценка показателей надёжности СЭС первостепенное значение имеет наличие априорной информации, которая в целом ряде случаев представлена:

- 1) математическими моделями (уравнениями разного вида), учитывающими различные режимы СЭС и особенности технологических процессов ПС;
- 2) физическими (или эквивалентными им) моделями, описывающими процессы, происходящие в СЭС и у потребителя;
- 3) данными, полученными на основе ретроспективных наблюдений, идентичных с текущей информацией;
- 4) субъективными оценками (экспертный опрос) показателей и параметров исследуемых, проектируемых и находящихся в эксплуатации СЭС.

Информационное обеспечение задач оценки последствий нарушения нормального режима электроснабжения обеспечивается показателями на основе годовых отчётов, плановых, договорных и проектно-технологических норм, директивных и инструктивных материалов, калькуляций себестоимости продукции. Однако в современных условиях для достоверной оценки надёжности необходимо дополнительно иметь информацию о таких показателях, как:

- вероятность катастрофических последствий при внезапных нарушениях электроснабжения;
- вероятность повреждения технологического оборудования;
- вероятность брака выпускаемой продукции;
- вероятность возникновения отдельных составляющих ущерба;

- безопасность внезапных отключений для технологического персонала;
- максимальная длительность нарушения электроснабжения, не приводящая к срыву технологического процесса производства;
- длительность наладки технологического процесса после восстановления нормального режима электроснабжения;
- длительность выхода на номинальную производительность после наладки технологического процесса;
- значения коэффициентов расхода энергоносителей в разных режимах работы технологического оборудования и ряде других;
- числовые характеристики стратегий технического обслуживания и др.

Информация об этих показателях поступает в систему управления конкретной СЭС или эксплуатации потребителя в виде отдельных сообщений, случайных выборок или реализаций случайного процесса относительно малых объёмов. Расчёт их путём проведения активного эксперимента практически невозможен из-за технических трудностей и больших материальных потерь. Применение аналитических методов ограничено большой размерностью задачи. Классические статистические методы также неприменимы, поскольку однородные массивы необходимой информации недостаточны для достоверной оценки. Относительно малая эффективность методов традиционного статистического анализа при ограниченной первичной информации приводит к необходимости применения других методов её обработки. Одним из путей решения подобного класса задач является метод экспертных оценок [14], но с учётом особенностей задач надёжности СЭС [127, 129, 130]. Однако, когда оцениваются вероятности неблагоприятных событий, у экспертов, как правило, проявляется склонность к преувеличению плохого, что приводит к существенному смещению оценок.

Экспертом i предполагается, что неизвестная количественная характеристика x рассматривается как случайная величина, имеющая непрерывную, часто одномодальную плотность с оптимистической a_i и пессимистической b_i границами распределения. Как правило, выбираются β -распределение, логарифмически нормальное или равномерное распределения с характеристиками [227]:

$$\begin{aligned} M(x_i) &= \frac{3a_i + 2b_i}{5}; \quad D(x_i) = 0,04(b_i - a_i)^2; \\ M(x_i) &= \frac{1,4a_i + 2b_i}{2,4}; \quad D(x_i) = 0,04(b_i - a_i)^2; \\ M(x_i) &= \frac{a_i + b_i}{2}; \quad D(x_i) = 0,08(b_i - a_i)^2. \end{aligned} \quad (6.17)$$

Как показали расчёты, выбор вида распределения на этом этапе практически не влияет на конечный результат, поскольку точность экспертной информации относительно невелика. Максимальное расхождение составило не более 20 %. Так как при использовании экспертных методов такая погрешность допустима, в дальнейшем использовалось наиболее простое равномерное распределение.

Несомненный интерес представляет интервальная оценка полученных числовых характеристик. В соответствии с неравенством Чебышева [26]

$$P[-m\sigma \leq x - M(x) \leq m\sigma] > 1 - \frac{1}{m^2}, \quad (6.18)$$

где $\sigma = \sqrt{D(x)}$, и при $m = 2$, в этот интервал входит не менее 75% наиболее вероятных значений рассматриваемой случайной величины, что также допустимо.

Изложенная методика применялась для определения коэффициентов перерасхода энергоносителей, продолжительности простоя и изменения нормального режима работы технологических агрегатов, длительности ремонтных работ и нарушения электроснабжения, не приводящей к срыву

технологического процесса. При наличии оценок n экспертов с учётом весовых коэффициентов c_i ($i = \overline{1, n}$) их компетентности [14]

$$M(x) = \sum_{i=1}^n c_i M(x_i); \quad D(x) = \sum_{i=1}^n c_i D(x_i); \quad 1 \geq c_i \geq 0; \quad \sum_{i=1}^n c_i = 1. \quad (6.19)$$

Оценка c_i может быть уточнена на основе любой, сколь угодно малой дополнительной (текущей) информации с помощью теоремы гипотез (формулы Байеса) [26, 103]. Это даёт возможность минимизировать средний риск, в качестве которого используется математическое ожидание квадрата ошибки.

Допустим, что n экспертов оценивают условные вероятности возникновения аварийных ситуаций в технологической схеме при нарушениях электроснабжения как $p_{э1}, p_{э2}, \dots, p_{эн}$. Априорно примем, что совпадение искомой вероятности P с каждой из оценок экспертов $p_{эi}$ равновероятно, то есть коэффициенты компетентности всех экспертов равны: $c_{1ap} = c_{2ap} = \dots = c_{nap} = 1/n$. Предположим, что за рассматриваемый период зарегистрировано m нарушений электроснабжения, k из которых привели к срыву производственного процесса. Применяя теорему гипотез [26, 103], определим, как повлияет на принятые априорно c_i информация о фактических результатах m нарушений электроснабжения.

Апостериорные c_{ips} определяются на основе биномиального распределения:

$$c_{ips} = \frac{C_m^k p_{эi}^k (1 - p_{эi})^{m-k} \cdot c_{ap}}{\sum_{i=1}^n C_m^k p_{эi}^k (1 - p_{эi})^{m-k} \cdot c_{ap}}, \quad (6.20)$$

где $C_m^k p_{эi}^k (1 - p_{эi})^{m-k} c_{ap}$ — условная вероятность того, что m нарушений электроснабжения приведут к k аварийным ситуациям при условии, что верна информация, высказанная i -м экспертом.

Расчёты, проведённые для ряда объектов АПК, показали, что учёт даже минимальной дополнительной информации (2–3 значения) существенно (до 20–30 %) изменяет величину групповой априорной оценки экспертов.

При оценке надёжности СЭС ставится задача прямого определения численных значений технико-экономических характеристик технологического процесса. Вычисления проводятся на основе байесовского подхода, включающего два этапа: уточнение распределения вероятностей принятия той или иной оценки из высказанных экспертами, и определение искомого параметра. Формула Байеса, используемая для уточнения распределения вероятностей, имеет вид:

$$f_{ps}(P|k, m) = \frac{f_{ap}(P)L(k, m|P)}{\int_{-\infty}^{+\infty} f_{ap}(P)L(k, m|P) dP}, \quad (6.21)$$

где $f_{ap}(P)$ – априорная плотность распределения той или иной оценки параметра из высказанных экспертами; $f_{ps}(P|k, m)$ – апостериорная плотность, характеризующая то же распределение после того, как к априорной экспертной информации добавилась статистическая информация; $L(k, m|P)$ – функция правдоподобия, характеризующая наиболее вероятное значение параметра для осуществления k ситуаций при m нарушениях электроснабжения.

Далее задача заключается в том, чтобы определить искомый параметр. По условию минимума среднего риска вычисляются:

$$\bar{P} = \int_{-\infty}^{+\infty} P f_{ps}(P|k, m) dP; \quad \overline{D(P)} = \int_{-\infty}^{+\infty} (P - \bar{P})^2 f_{ps}(P|k, m) dP. \quad (6.22)$$

Поскольку количество аварийных ситуаций в технологической схеме соответствует биномиальному закону распределения,

$$L(k, m|P) = C_m^k P^k (1 - P)^{m-k}. \quad (6.23)$$

По [103] параметр биномиального распределения P подчинён бета-распределению, плотность которого

$$f_{ap}(P) = \frac{\Gamma(m_0)}{\Gamma(k_0) + \Gamma(m_0 + k_0)} P^{k_0-1} (1 - P)^{m_0-k_0-1}, \quad (6.24)$$

где m_0, k_0 – параметры распределения гамма-функции Γ , значения которых устанавливаются на основании экспертных данных.

Подстановка (6.23) и (6.24) в (6.21) даёт конкретное выражение $f_{ps}(P|k, m)$, по которому, используя (6.22), получаем

$$\begin{aligned}\bar{P} &= \frac{k_0 + k}{(k_0 + k) + (m_0 - k_0 + m - k)}; \\ \overline{D(P)} &= \\ &= \frac{(k_0 + k)(m_0 - k_0 + m - k)}{[(k_0 + k) + (m_0 - k_0 + m - k)]^2 [(k_0 + k) + (m_0 - k_0 + m - k + 1)]}.\end{aligned}\quad (6.25)$$

Предположим, что по результатам априорного анализа установлена вероятность повреждения технологического оборудования при внезапном нарушении электроснабжения $P(x) = M(x) = 0,3$; $D(x) = 0,015$. По результатам эксплуатации известно, что $m = 21$, $k = 0$. Считаем, что априорное распределение вероятности повреждения оборудования подчиняется β -распределению с параметрами

$$\begin{aligned}\bar{\eta}_0 &= \frac{1 - M(x)}{D(x)} \{M(x)[1 - M(x)] - D(x)\} = 9,1 = m_0; \\ \bar{\gamma}_0 &= \frac{M(x)\bar{\eta}_0}{1 - M(x)} = 3,9 = k_0.\end{aligned}\quad (6.26)$$

Подстановка в (6.25) даёт окончательные, уточнённые результаты, повышающие эффективность принимаемых решений: $\bar{P} = 0,12$; $\overline{D(P)} = 0,03$.

Для уточнения характеристик ущерба от нарушений электроснабжения (изменения режимов электропотребления) требуется информация о времени T , необходимом для восстановления ПС. В большинстве случаев эти времена в резервированных СЭС описываются нормальным законом распределения. При этом закон распределения параметров этого закона также нормальный. Апостериорная плотность $f_{ps}(T|k)$, определённая при этих условиях по (6.21) имеет вид

$$f_{ps}(T|k) = \sqrt{\frac{m}{2\pi\sigma^2}} \sqrt{1 + \frac{\sigma^2}{k\sigma_0^2}} \cdot e^{-a}, \quad (6.27)$$

где

$$a = \frac{k}{2\sigma^2} \left(1 + \frac{\sigma^2}{k\sigma_0^2}\right) \left[T - \frac{1}{1 + \frac{1}{k\sigma_0^2}} \left(\frac{1}{k} \sum_{j=1}^l t_j + \frac{T_0\sigma^2}{m\sigma_0^2} \right) \right]^2, \quad (6.28)$$

где T – параметр апостериорного распределения; T_0 – оценка математического ожидания по результатам обработки оценок экспертов; σ_0^2 – оценка дисперсии, по результатам обработки оценок экспертов; t_j – значения исследуемых показателей по данным статистики; σ^2 – дисперсия исследуемых показателей.

Так как дисперсия σ^2 неизвестна, предположено, что $\sigma^2 = \sigma_0^2$. Тогда:

$$\bar{T} = \frac{T_0 + \sum_{j=1}^l t_j}{k+1}; \quad \overline{D(T)} = \frac{\sigma_0^2}{k+1}. \quad (6.29)$$

Экспертная оценка $t_{\text{ТХН}} = T_0 = 5$ часов с дисперсией $\sigma^2 = 0,5$ ч. При нарушении электроснабжения реальное время $t_{\text{ТХН}}$ составило 4,5 часа. Так как наблюдалось всего одно значение $t_{\text{ТХН}}$, то $k = 1$. По (6.35) имеем: $\bar{T} = 4,75$ ч, $\overline{D(T)} = 0,25$.

6.4 Тарифная политика и надёжность электроснабжения

Переход к развитому рынку электроэнергии связан с комплексом проблем, препятствующих повышению эффективности функционирования как СЭС, так и потребителей. Одной из них является несовершенство тарифной системы. При её обсуждении должны быть учтены следующие положения.

1. Установление тарифов, обеспечивающих безубыточное функционирование предприятий энергетики и отражающих затраты на

производство, передачу и распределение электроэнергии с учётом затрат потребителя на управление режимами электропотребления. При этом должна быть введена глубокая, по сравнению с существующей, дифференциация тарифов, стимулирующих конечных потребителей (КП) к уменьшению нагрузки. Подразумевается приведение тарифов для различных групп потребителей в соответствие с реальными затратами, отмена дотирования населения и других групп потребителей за счёт промышленности. Вводится адресная поддержка малообеспеченных слоев населения на основе объективного (более точного) учёта льгот и гарантий.

2. Совершенствование коммерческого взаимодействия субъектов рынка электроэнергии. Одно из направлений – упразднение промежуточных звеньев в энергоснабжении потребителей и передача функций энергоснабжения от потребителей-перепродавцов региональным ТСО. Другое – приведение тарифных ставок в соответствие с реальными затратами на транспорт электроэнергии и обслуживание электроустановок КП, чем обеспечивается возможность контроля расчётов и мероприятий по снижению затрат на услуги по передаче электроэнергии КП.

3. Учёт в тарифах развивающейся конкуренции. В целях обеспечения надёжного электроснабжения потребителей электростанциям, поставщикам электроэнергии на оптовый рынок, необходимы чёткие рекомендации по расчёту плановых (договорных) показателей рабочей мощности и контролю за несогласованными с диспетчером отклонениями фактической мощности от плановой.

4. Совершенствование инвестиционного механизма. Основной инвестиционный поток направляется на совершенствование структуры сетей и основного оборудования станций, предварительно оплаченных потребителем за предоставление гарантий по требуемым показателям надёжности электроснабжения.

5. Разработка и внедрение новых механизмов и методов планирования, регулирования и контроля со стороны ТСО за режимами электропотребления

КП, что позволяет снизить системные издержки, уменьшить затраты потребителей на покупку электроэнергии, увеличить маневренность ГУ систем РГ, повысить пропускную способность распределительных электрических сетей (гибкость), надёжность электроснабжения и живучесть ПС.

6. Учёт требований надёжности в договорных отношениях между субъектами рынков электроэнергии и мощности. Попытки учёта экономической природы надёжности в централизованной системе с помощью «народнохозяйственного ущерба» терпели неудачу из-за отсутствия равноправия между ТСО и потребителем. Переход на договорные отношения позволяет отразить в них ответственность за надёжное электроснабжение соответствующими сетевыми компаниями.

7. Совершенствование законодательной и нормативной базы.

В основе классического формирования тарифов на электроэнергию лежат затраты (издержки) электростанции на её производство. Они являются объективным показателем, и их фактическое значение определяется в результате хозяйственной деятельности каждой конкретной электростанции. Расчёт экономической эффективности работы ТЭС по тарифам, дифференцированным по времени суток в различных зонах суточного графика нагрузки показал [144–145], что тарифные ставки пиковой $T_{\text{п}}$ и полупиковой зон $T_{\text{пп}}$ могут находиться в соотношении 1:0,25; пиковой $T_{\text{п}}$ и базовой (ночной) $T_{\text{н}}$ – 1:0,2; полупиковой $T_{\text{пп}}$ и ночной $T_{\text{н}}$ – 1:0,8. Даже эта обобщённая информация свидетельствует о достаточном большом потенциале регулирования графика нагрузки. В современных условиях используются три основные концепции формирования тарифных ставок:

- цена на электроэнергию устанавливается на основе долгосрочных предельных затрат, учитывающих сооружение и ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей;

- на основе расчёта краткосрочных предельных (маржинальных) издержек устанавливаются временные переменные тарифы (суточные, сезонные), отражающие колебания в графике нагрузки и связанные с этим затраты энергокомпаний на маневрирование мощностью;

- тариф рассчитывается исходя из полного дохода, достаточного для покрытия издержек за период эксплуатации энергоисточника и образования прибыли. Эта концепция близка к существовавшей в СССР концепции приведенных затрат.

В целом ряде источников отмечается, что при введении дифференцированных по зонам суток тарифов электропотребление предприятий, перешедших на них, снижается примерно на 9 % в пиковой зоне и 5 % в полупиковой, увеличиваясь примерно на 14 % в базовой (ночной). Вместе с тем, переход из дневной в ночную зону не только увеличивает на 3–5 % удельное электропотребление на единицу продукции, но и создает условия для экономии до 30 % топлива. На этом основании утверждается, что выравнивание графика потребления в СЭС связано с дополнительными затратами. Они обусловлены дополнительным расходом ТЭР и переходом на энергосберегающие технологии. Однако в обоих случаях дополнительные затраты потребителя, относящиеся к выравниванию графика суммарного потребления, могут быть оценены на основе анализа тарифов, дифференцированных по времени суток, дням недели и сезонам года. При этом затраты потребителя Z по переносу нагрузки из пиковой в полупиковую и ночную и (или) из полупиковой в ночную зоны суточного графика, определяются как:

$$Z = (T_{\text{п}} - T_{\text{пп}})t_{\text{пп}}P_{\text{п}} + (T_{\text{п}} - T_{\text{н}})t_{\text{н}}P_{\text{п}} + (T_{\text{пп}} - T_{\text{н}})t_{\text{н}}P_{\text{пп}}, \quad (6.30)$$

где $T_{\text{п}}, T_{\text{пп}}, T_{\text{н}}$ – тарифы в пиковой, полупиковой и ночной зонах суточного графика СЭС; $t_{\text{пп}}, t_{\text{н}}$ – длительность использования перенесённой пиковой нагрузки в соответствующих зонах; $P_{\text{п}}, P_{\text{пп}}$ – мощность, которую потребитель может перенести в смежную зону, МВт.

В зависимости от принятого в СЭС соотношения тарифных ставок $T_{\text{п}}:T_{\text{пп}}:T_{\text{н}}$ оценивается допустимая для потребителя величина затрат при требуемом ТСО или желаемом (возможным) для потребителя снижении нагрузки. Таким образом, определяется цель регулирования нагрузки потребителя, заключающаяся и в получении дополнительной прибыли. Она возникает за счёт загрузки более экономичного и разгрузки менее экономичного оборудования электрических станций и сетей. Разгружающаяся СЭС получает долю прибыли, предусматриваемую планом или договором при отпуске каждого кВт·ч, а система, получившая дополнительную нагрузку, имеет прибыль за счёт экономии условно-постоянных затрат и, как минимум, разницы по топливной составляющей себестоимости.

Уход потребителя из максимума нагрузки СЭС обеспечивает экономический эффект от уменьшения потребности в мощности пиковых электростанций и затрат на их сооружение и эксплуатацию. Одновременно достигается экономия затрат на топливо, так как сокращается производство пиковой энергии на дорогом топливе с высоким удельным расходом, хотя и увеличивается выработка электроэнергии во внепиковые часы, но с меньшими удельными расходами и ценой. Перенос нагрузки из пиковой в другие зоны необходим для ЭЭС и в случаях возникновения аварийных ситуаций в СЭС, связанных с дефицитами мощности, когда может быть нарушен баланс между потребляемой и генерируемой мощностью $P_{\text{н}} > P_{\text{Г}}$. Таким образом, введение дифференцированных по времени тарифов – комплексное мероприятие, изменяющим взаимоотношения ТСО с потребителями как в технологической, так и в финансово-экономической сфере.

Основу рыночных отношений поставщиков и потребителей составляет договор на пользование электроэнергией, который должен учитывать следующие обстоятельства. Потребитель несёт ущерб независимо от причин, по которым произошло изменение графика нагрузки со стороны СЭС, поскольку при этом нарушается технологический процесс. Поэтому СЭС (ТСО) должна компенсировать ему именно этот ущерб, а не только потери,

определяемые общим объёмом недоотпущенной СЭС (недополученной) электроэнергии. В случаях нарушения графика нагрузки по вине поставщиков топлива этот ущерб и ущерб, возникающий непосредственно в СЭС, должен компенсироваться ими. Штрафные санкции к поставщикам топлива применяются и при отклонении от расчётных норм по качеству топлива в размере, компенсирующем ущерб, который несут электростанции. Ответственность за нарушение графика электропотребления обеспечивается системой штрафных санкций, одинаковой для всех субъектов рынка. Если потребитель должен платить штраф за превышение заявленной им (договорной) мощности в часы максимума нагрузки, то и СЭС должна оплачивать такой же штраф за нарушение режима электроснабжения в эти же часы.

В условиях прогнозируемых дефицитов мощности и (или) энергии как в часы максимальных нагрузок, так и других зонах графика СЭС должна быть заинтересована не только в соблюдении договорных параметров, но и в наиболее эффективном использовании резервов мощности – своих, и потребителя. Тариф, по которому учитывается реализация электроэнергии в зоне возможного дефицита, должен устанавливаться с учётом ожидаемых технико-экономических потерь потребителей, которые попадают под отключение (ограничение) в этот временной период. Такой подход позволит потребителю заранее выработать стратегию поведения по оптимизации управления нагрузкой объектов основного производства, а СЭС ввести имеющиеся резервы. Прибыль от реализации электроэнергии по повышенному тарифу должна распределяться между потребителем, вкладывающим средства в систему управления электропотреблением, и СЭС, повышающей надёжность и экономичность работы электрических станций и сетей.

Очевидно, что потребитель должен иметь право получать от СЭС компенсацию за отклонение параметров получаемой электроэнергии от договорных (нормативных). Из этого следует, что должны быть четко

сформулированы, детально проанализированы и научно обоснованы требования к формированию тарифов в области надёжности электроснабжения. Первоочередная задача – формирование стратегии тарифообразования, включающая расчёт вариантов преysкуранта тарифных ставок, чтобы на основе конкретных результатов обосновать значения тарифов, дифференцированных по соответствующим показателям.

Западноевропейские и американские энергокомпании [182, 198] предоставляют потребителям условия участия в программах управления электропотреблением. Потребитель выбирает частоту возможных отключений и снижений нагрузки при разной заблаговременности предупреждения со стороны ТСО о введении соответствующих режимов и их продолжительности (таблица 6.1).

Особо оговаривается время начала регулировочных мероприятий и учитываются: прогноз роста производства и электроёмкости продукции; резервы экономии электроэнергии; перспективные режимы электропотребления.

Таблица 6.1 – Возможные варианты введения режимов отключений и снижений нагрузки при разной заблаговременности предупреждения

Частота отключений нагрузки, 1/мес	1 – 4
Частота снижения нагрузки	а) ежедневно, но не более, чем 320 часов в год; б) 40 раз в год, но одно нарушение режима не более 8 часов
Объем отключений нагрузки, %	10, 20, 50, 100
Продолжительность отключения, ч	0,5; 1,0; 4,0; 8,0
Заблаговременность предупреждения о введении режима отключения или снижения нагрузки, ч	0,0; 1,0; 4,0; 8,0; 24,0

Примеры снижения тарифных ставок в США и ФРГ при условии участия потребителей в программах управления электропотреблением приведены в таблице 6.2 [198].

Таблица 6.2 – Примеры снижения тарифных ставок в США и ФРГ при участии потребителей в программах управления электропотреблением

Компания	Отключаемая мощность	Частота отключений	Длительность отключений	Скидка с тарифа
Дельмарва Пауэр энд Лайт	250 кВт и более	20 раз в год	6 ч. каждое 12 ч. каждое	1,5 \$/кВт 3,2 \$/кВт
Коннектикут Лайт энд Пауэр	250 кВт и более		55 часов/месяц 8 часов/день	2,3 \$/кВт
Джерси Сентрал Пауэр энд Лайт	500 кВт		при прохождении максимума	1 \$/кВт 20 \$/кВт
Energie AG	Каждое внезапное отключение			2500 €
Limburg GmbH	Полная компенсация недоотпущенной электроэнергии			50%

При выработке тарифной шкалы возможно решение следующих задач:

- плата за пользование электроэнергией возрастает с ростом требований потребителя к надёжности его электроснабжения;
- плата снижается, если потребитель дает согласие на управление нагрузкой в заранее оговоренных пределах;
- оптимизация тарифа при одновременном росте требований потребителя и его согласия на управление нагрузкой.

В зависимости от длительности использования резервов ЛЭП цена определяется уровнем напряжения (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Зависимость длительности использования резервов ЛЭП от цены резерва

Число часов использования резерва	Цена резерва передающей способности ЛЭП, €/кВт.мес.	
	Среднее напряжение	Низкое напряжение
0 – 200	22,80	40,70
200 – 400	27,41	48,83
400 – 600	31,96	56,96

Следовательно, можно идти либо от минимальной надёжности для всех потребителей, увеличивая тарифную ставку при повышении требований потребителя, либо – от максимальной, снижая ставку, если потребитель согласен на принудительное регулирование со стороны ЭЭС. При решении вопроса о скидках и надбавках за предоставляемый уровень надёжности потребитель должен предварительно изучить свои регулировочные

возможности и сопоставить выигрыш $\Delta_{\text{п}}$ от повышения надёжности (или потери от снижения) со скидками или надбавками к тарифу (рисунок 6.3).



Рисунок 6.3 – Переходы к выбору оптимального по надёжности уровня тарифов

Предположим, что мощность потребителя составляет P кВт, а годовое электропотребление W кВт·ч. Среднее количество нарушений нормального режима электроснабжения со стороны ТСО – n год⁻¹ при средней длительности каждого $t_{\text{э}}$. Тариф при этом определён величиной T руб/кВт·ч. Ущерб от нарушения нормального режима электроснабжения – U руб/кВт·ч.

Потребитель принимает решение о повышении надёжности R схемы внешнего электроснабжения с уровня R_1 до R_2 ($R_2 > R_1$). При этом тариф для потребителя возрастает $T_2 > T_1$, но может быть снижена величина отключаемой при аварийных ситуациях в ЭЭС мощности $\Delta P_{\text{откл}2} < \Delta P_{\text{откл}1}$, количество нарушений режима электроснабжения $n_2 < n_1$, сократится длительность вынужденного режима электроснабжения $t_{\text{э вын}2} < t_{\text{э вын}1}$ и уменьшится величина ожидаемого при нарушении режима электроснабжения ущерба $U_2 < U_1$.

Дополнительные годовые затраты потребителя определяются увеличением платы за электроэнергию:

$$\Delta \mathcal{E}_W = (T_2 - T_1)W, \quad (6.31)$$

а его прибыль образуется за счёт уменьшения среднегодового ожидаемого ущерба

$$\Delta \Pi_y = (Y_1 - Y_2)t_2 n_2 W. \quad (6.32)$$

Сравнение (6.31) и (6.32) позволяет потребителю принять оптимальное решение по требуемому ему уровню надёжности внешнего электроснабжения.

Необходимо отметить отличие выбора решений потребителя от предоставляемых ЭЭС возможностей выбора управляющих воздействий по составу, частоте, длительности и глубине отключений от самостоятельно реализуемого им управления нагрузкой. Поскольку момент отключений нагрузки заранее неизвестен, реальная внутренняя избыточность, располагаемая потребителем, также неизвестна. Значит потребитель должен либо поддерживать эту избыточность на уровне не ниже обеспечивающего стабильность производственного процесса, либо на уровне, гарантирующем отсутствие срыва выпуска продукции и других нежелательных последствий с вероятностью не ниже приемлемой для его деятельности. Ущерб определяется действиями управляющего органа и дифференцируется по причинам и видам нарушения электроснабжения (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Дифференциация ущерба

Причины	Вид нарушения электроснабжения		
	С предупреждением	Без предупреждения	
		Управляемый	Неуправляемый
Дефицит энергии	Лимитирование		
Дефицит мощности	Ограничение электропотребления	Отключения, предусматривающие управление электропотреблением; АЧР; САОН	Оперативные отключения, проводимые персоналом
Недостаточная пропускная способность сети			Внезапное нарушение электроснабжения или глубокая посадка напряжения

Введением тарифных надбавок и скидок осуществляется долевое участие потребителя в финансировании повышения надёжности и возможно

полное возмещение заявленного ущерба при нарушениях ТСО договорных обязательств. При переходе потребителя на более низкую категорию ему предоставляются льготы, но повышается приоритетность участия в графиках ограничений, отключений, программах АЧР и САОН. Так тарифные ставки сдерживают потребителя в заявках на максимальную мощность до предела, обеспечивающего покрытие суммарного максимума располагаемой СЭС мощности.

Таким образом СЭС реализует ограничения в соответствии с договорными условиями. Это позволяет максимально использовать располагаемую СЭС мощность, что выгодно обеим сторонам. Реализация рассмотренной концепции предполагает совместное выполнение ТСО и потребителем следующих организационно-технических мероприятий:

- прогноз среднего по системе уровня надёжности электроснабжения;
- оценку суммы возможных компенсационных выплат за нарушение договорных обязательств как со стороны ТСО, так и со стороны потребителя;
- оценку фактического уровня надёжности электроснабжения конкретного потребителя;
- анализ причин, вызвавших нарушение ТСО договорных обязательств перед потребителем;
- оценку возможностей реализации мероприятий, обеспечивающих достаточно высокую вероятность выполнения взаимных договорных обязательств;
- расчёт скидок и надбавок к среднему тарифу.

Одной из задач тарифной политики является оптимизация расходов сельскохозяйственных потребителей на оплату электрической энергии. Их экономическая эффективность функционирования зависит от себестоимости производимой продукции, в которую включается оплата за электроэнергию, необходимую для обеспечения технологического процесса. Все предприятия АПК оплачивают электроэнергию по нерегулируемым тарифам согласно

договору энергоснабжения, заключенному с энергосбытовой организацией (ТСО). Согласно действующему законодательству в области тарифообразования [293], потребители могут самостоятельно выбирать вид тарифа и поставщика электроэнергии (ТСО). При этом ставка тарифа включает: плату за услуги инфраструктурных организаций – субъектов рынка электроэнергии и мощности; сбытовую надбавку – плату за услуги ТСО; стоимость покупки электроэнергии ТСО у генерирующих компаний; стоимость услуг территориальных сетевых организаций (ТСО) по передаче электроэнергии.

Рассмотрим возможные пути снижения затрат на оплату электроэнергии и определим экономический эффект внедрения мероприятий по оптимизации тарифов. Плата за услуги инфраструктурных организаций не зависит от выбранной ТСО и возможность изменить ее величину у потребителя отсутствует. Сбытовая надбавка на каждый кВт·ч проданной электроэнергии определяется ежегодно, для каждой ТСО индивидуально, в соответствии с решением региональной службы по тарифам (РСТ). Снизить ее величину потребитель не может, однако имеет право выбрать другую ТСО с меньшей сбытовой надбавкой.

Среди четырех составляющих тарифа наибольшую величину имеет стоимость покупки электроэнергии у генерирующих компаний, которая определяется для каждой ТСО индивидуально за каждый месяц и зависит от того, насколько эффективно она сумеет организовать деятельность по планированию объемов закупки и выбору производителя электроэнергии. При этом все ТСО делятся на две группы: 1) ТСО – субъекты оптового рынка электроэнергии; 2) ТСО – субъекты розничного рынка электроэнергии. ТСО первой группы являются наиболее крупными, осуществляют покупку электроэнергии в больших объемах, имеют развитую группу точек поставки, оборудованную современными системами коммерческого учета, и обслуживают, в том числе, потребителей с присоединенной мощностью более 20 МВА [294]. Также к первой группе относятся гарантирующие поставщики

– ТСО, обязанные заключать договор энергоснабжения с любым обратившимся к ним потребителем. Таким образом, наличие у ТСО статуса субъекта оптового рынка является для потребителя гарантом финансовой стабильности поставщика электроэнергии и, как показывает практика, приводит к снижению стоимости ее покупки у генерирующих компаний, а соответственно и ставки тарифа в целом.

Ко второй группе относятся прочие ТСО, закупающие электроэнергию на розничном рынке у мелких производителей мощностью менее 5 МВт (стоимость покупки оказывается выше за счет более дорогого технологического процесса производства), либо у ТСО – субъектов оптового рынка (в этом случае потребитель оплачивает двойную сбытовую надбавку). Анализ ставок, предлагаемых ТСО Нижегородской области нерегулируемых тарифов показывает, что при одинаковых условиях потребления и видах тарифа разница в стоимости покупки 1 кВт·ч электроэнергии достигает 5 %.

Поэтому для снижения величины оплаты рекомендуется заключать договор энергоснабжения с ТСО – субъектом оптового рынка электроэнергии. Для выбора конкретной организации необходимо отобрать ТСО, имеющих точки поставки в территориальных границах расположения электроустановок потребителя, получить для них информацию о ставках тарифов за предыдущие месяцы календарного года, рассчитать среднегодовую ставку за 1 кВт·ч и выбрать ТСО с наименьшей.

Еще одной весомой составляющей тарифа является оплата услуг по передаче электроэнергии, определяемая напряжением присоединения потребителя, которое может отличаться от фактического напряжения электроустановок. В [295] Выделяется четыре уровня напряжения, по которым производится дифференциация ставок тарифа: высокое напряжение (ВН, 110 кВ и выше), среднее первое напряжение (СНІ, 35 кВ), среднее второе напряжение (СНІІ, 1-20 кВ) и низкое напряжение (НН, 0,4 кВ и ниже).

В п.45 [295] отмечается: «При расчете тарифа на услуги по передаче электроэнергии за уровень напряжения принимается питающее напряжение

центра питания независимо от уровня напряжения, на котором подключены электрические сети потребителя при условии, что граница балансовой принадлежности (г.б.п.) электрических сетей рассматриваемой организации и потребителя устанавливается следующим образом: 1) на выводах проводов из натяжного зажима portalной оттяжки гирлянды изоляторов воздушных линий (ВЛ); 2) на контактах присоединения аппаратных зажимов спусков ВЛ; 3) на зажимах выводов силовых трансформаторов со стороны вторичной обмотки; 4) на присоединении наконечников кабельных линий (КЛ); 5) в ячейках распределительного устройства (РУ); 6) на выводах линейных коммутационных аппаратов; 7) на проходных изоляторах линейных ячеек; 8) на линейных разъединителях.

Проиллюстрируем рассмотренные положения [295] на примере, рисунок 6.4, где приведен типовой участок сельских электрических сетей.

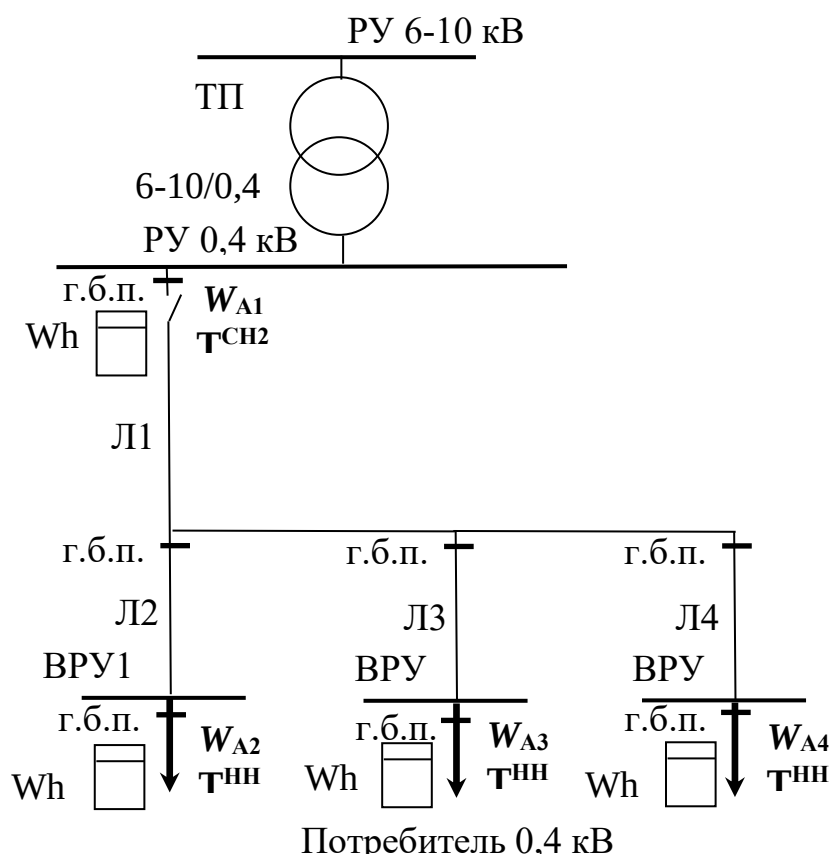


Рисунок 6.4 – Типовая схема электроснабжения сельскохозяйственного потребителя

Если г.б.п. установлена согласно [290] п. 45 Методики (г.б.п.1, рисунок 6.4), то потребитель оплачивает электроэнергию по тарифу T^{CH2} в объеме потребления в точке г.б.п.1 (счетчик Wh1, рисунок 6.4). Однако если г.б.п. устанавливается в местах присоединения электроприемников потребителя (г.б.п.2, г.б.п.3, г.б.п.4, рисунок 6.4), оплата производится по тарифу T^{HH} , хотя фактическое напряжение электроустановок и схема подключения к сети неизменны. При этом расчет за электроэнергию производится согласно сумме показаний счетчиков Wh2, Wh3 и Wh4 (рисунок 6.4). Таким образом, потери в питающей сети 0,4 кВ включены в тариф и оплачиваются пропорционально объему потребления, а не по счетчику (разность показаний счетчика Wh1 и суммой показаний счетчиков Wh2, Wh3 и Wh4).

Однако для большинства сельскохозяйственных потребителей характерна смешанная ситуация, когда магистральная линия Л1 на рисунке 6.4 находится на балансе ТСО, а отпайки к точкам присоединения электроприемников (Л2, Л3 и Л4) на балансе потребителя (г.б.п.5, г.б.п.6, г.б.п.7, рисунок 6.4). В то же время расчет с ТСО производится согласно показаниям счетчика, установленного на головном участке магистрали (Wh1). Таким образом, потери электроэнергии в магистральной линии Л1, уже включенные в ставку тарифа, еще раз оплачиваются согласно показаниям расчетного счетчика, что приводит к необоснованным затратам потребителя.

Анализ действующей нормативно правовой базы позволяет определить следующий путь решения возникшей неблагоприятной для потребителя ситуации. В п. 52 [296] отмечается: «Потребители услуг обязаны оплачивать в составе тарифа за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сети сетевой организацией, с которой соответствующими лицами заключен договор, за исключением потерь, включенных в цену (тариф) электрической энергии, в целях избежания их двойного учета». Кроме того, согласно п. 73 [293] в состав тарифа на электроэнергию для договора энергоснабжения входит стоимость

услуг по передаче единицы электрической энергии (мощности). Применительно к рассматриваемой ситуации на рисунке 6.4, это означает, что при выставлении ТСО счета на оплату электроэнергии показания счетчика $Wh1$ должны уменьшаться на величину потерь в магистральной линии, определяемую расчетным путем. В зависимости от протяженности линии, нагрузки потребителя и уровня напряжения потери могут достигать до 7–14 % от общего объема отпущенной в сеть электроэнергии. Поэтому реализация данного мероприятия становится основным направлением оптимизации расходов на оплату электроэнергии для сельскохозяйственных потребителей. Другим вариантом решения возникшей ситуации является выкуп находящейся на балансе ТСО магистральной линии потребителем либо передача отпаяк на баланс ТСО.

Рассмотрим расчет эффекта от реализации предложенных мероприятий на примере сельскохозяйственного предприятия Нижегородской области, условно названного «Трансколхоз». Все электроприемники предприятия получают питание на напряжении 0,22–0,4 кВ. Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 году составило 697,7 тыс. кВт·ч.

Согласно показаниям расчетного счетчика потребление за 2013 год составляет $W_1=224,5$ тыс. кВт·ч. Средний тариф на электроэнергию за 2013 год на напряжении НН – $T^{НН}=4,74$ руб/кВт·ч, на напряжении СН2 – $T^{СН2}=4,16$ руб/кВт·ч. При действующих условиях договора энергоснабжения, когда расчет производится согласно показаниям счетчика $Wh1$ по тарифу НН, объем платы за электроэнергию по рассматриваемому участку сети $C_{ЭЭ1}=W_1 \cdot T^{НН}=224,5 \cdot 4,74=1064,13$ тыс. руб. В случае, если питающая линия будет находиться на балансе предприятия, то есть г.б.п. будет определена в месте установки счетчика $Wh1$ (рисунок 6.5), расчет за электроэнергию будет в том же объеме, однако уже по тарифу $T^{СН2}$ и составит $C_{ЭЭ2}=W_1 \cdot T^{СН2}=224,5 \cdot 4,16=933,92$ тыс. руб. Эффект от мероприятия составит $\Delta_1=$

$C_{\text{ЭЭ1}} - C_{\text{ЭЭ2}} = 1064,13 - 933,92 = 130,21$ тыс. руб или 12,2 % от первоначальной величины стоимости электроэнергии.

Типовой участок электрической сети предприятия приведен на рисунке 6.5.

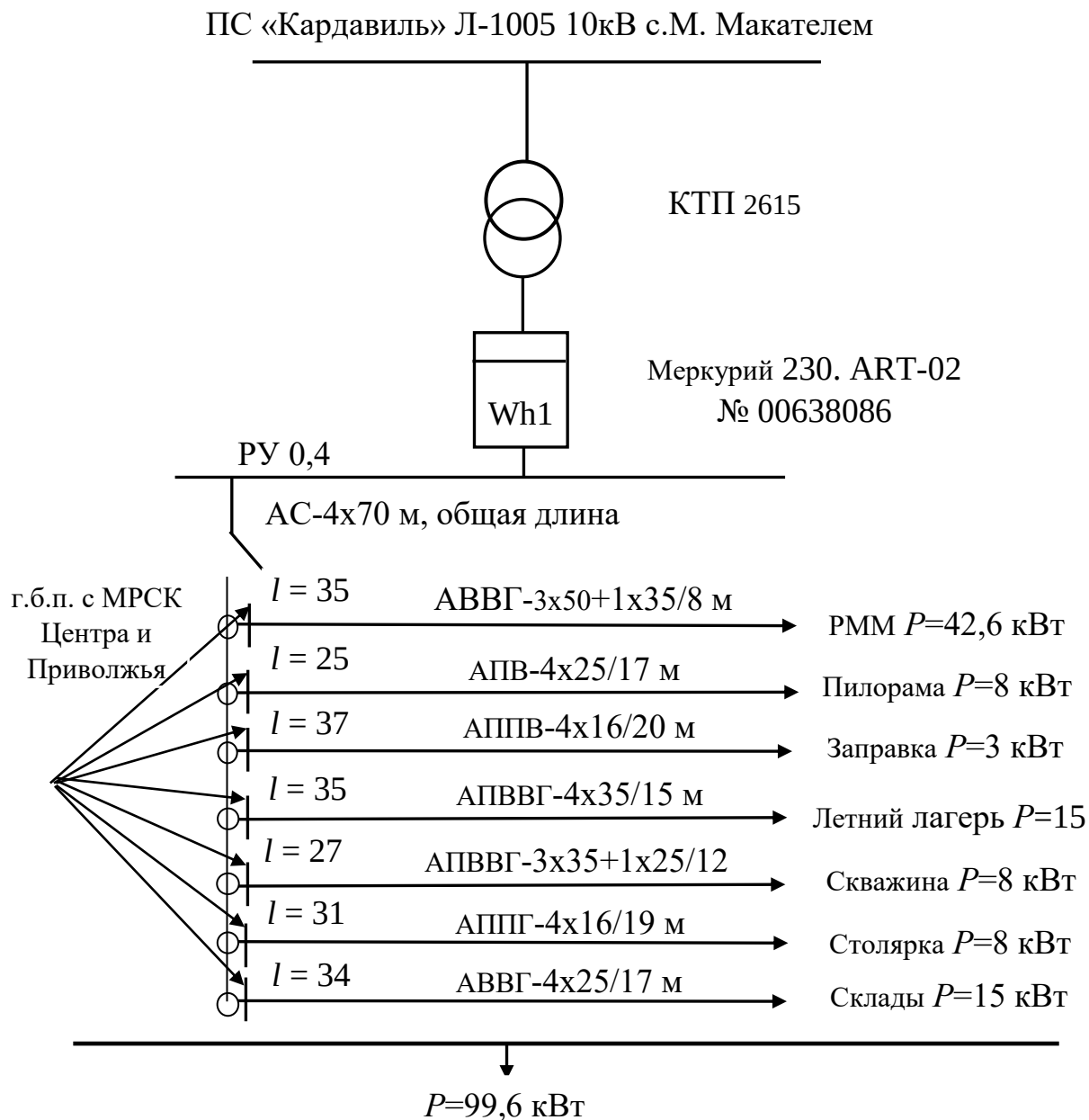


Рисунок 6.5. – Типовой участок сельской электрической сети

Если реализовать данное мероприятие не удалось (в случае отказа ТСО в передаче участков сетей на баланс потребителя), то при расчете за электроэнергию оплачиваемый объем должен быть приведен к точке поставки,

то есть к г.б.п. (рисунок 6.5), установленным на отпайках к линиям потребителя.

Основные потребителями электроэнергии представлены в таблице 6.5

Таблица 6.5 – Основные потребители электроэнергии

Тип	%		
Внутреннее освещение	17,6	Навозоуборочные транспортеры	7,3
Насосное оборудование	14,7	Водонагреватели	6,5
Кормораздатчики	12	Вентиляторы	5,3
Нагреватели	9,3	Наружное освещение	4,2
Доильные установки	9,9	Станочное оборудование	2,7
Холодильные машины	8,5	Бытовая оргтехника	2

Для этого необходимо либо установить новые приборы учета непосредственно в точках поставки (г.б.п. с МРСК «Центра и Приволжья»), что является весьма затратным мероприятием и не всегда реализуемым на практике (если г.б.п. находится на отпайке линии, то установка счетчика в этом месте не представляется возможной), либо прописать в договоре энергоснабжения с ТСО алгоритм определения расчетной величины потребления электроэнергии, согласно которому показания счетчика Wh1 должны быть уменьшены на величину потерь в магистральной линии, находящейся на балансе ТСО.

Для рассматриваемой схемы потери в магистральной линии, выполненной проводом АС-70/11, длиной 224 м составляют $\Delta P\% = 2,7\%$. Таким образом, оплата за электроэнергию должна производиться в объеме

$$W_2 = W_1 \cdot \left(\frac{1 - \Delta P\%}{100} \right) = 224,5 \cdot \left(\frac{1 - 2,7}{100} \right) = 218,44 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Эффект от реализации мероприятия составит

$$\mathcal{E}_2 = (W_2 - W_1) \cdot T^{\text{НН}} = (224,5 - 218,44) \cdot 4,74 = 28,724 \text{ тыс. руб.}$$

Предлагаемые мероприятия позволяют решить вопрос повышения эффективности электроснабжения электроустановок сельскохозяйственных

потребителей без привлечения дополнительных инвестиций и увеличения затрат на их содержание.

6.5 *Организация мониторинга последствий управления надёжностью электроснабжения*

Как отмечалось, изменение технологических режимов ПС при ограничениях в электроэнергии и мощности со стороны ЭЭС, прохождениях суточных и сезонных максимумов нагрузки, изменениях режимов работы систем РГ и ВИЭ, нормировании и комплексной оценке надёжности, обосновании договорных условий по тарифным ставкам за получаемую электроэнергию невозможно без оценки последствий изменения режимов электроснабжения и электропотребления. Сложность поставленных задач обуславливается необходимостью учёта и периодической коррекции множества различных факторов технологического, энергетического, экономического, экологического и социального характера. Однако технико-экономическая информация о фактических последствиях нарушений электроснабжения, а также последствиях возможного принудительного управления электропотреблением объектов ПС официально нигде не регистрируется, а поэтому не накапливается и статистически не обрабатывается. Практически отсутствует и объективная информация о последствиях изменения режимов электропотребления для обоснований уровня необходимой надёжности при заключении договоров с ТСО на пользование электрической энергией. На подавляющем большинстве промышленных предприятий до сих пор фактически нет ни соответствующих предписаний, ни систем сбора и обработки информации о параметрах функционирования объектов ПС в условиях, отличающихся от нормальных. Очень мало и реально функционирующих автоматизированных систем

управления нагрузкой. До сих пор режимы ПС в условиях чрезвычайных и близких к ним ситуаций не обеспечены методиками анализа и оценки информации о параметрах функционирования, организации информационной поддержки принятия решений; обеспечения устойчивости ПС, обучения операторов.

Поэтому предпринята попытка разработки мониторинга последствий управления надёжностью электроснабжения для решения задач перспективного и оперативного управления электропотреблением на основе базы данных параметров ПС, используемых при решении задач минимизации последствий возможных чрезвычайных ситуаций. Основные трудности заключаются в характеристике предметной области, связанной с получением объективных оценок некоторых технико-экономических и временных параметров функционирования ПС. Неопределенность, недостаток и качественный характер информации о последствиях изменения режимов электроснабжения ПС, скоротечность современных технологических процессов, низкая квалификация энергетического персонала и ограниченность времени на принятие решений в связи с возможностью нарушения устойчивости как агрегатов ЭЭС, так и технологических объектов производства, затрудняют её непосредственное получение и формализацию для представления при разработке и внедрении подсистем и звеньев АСУЭ. Необходимо подчеркнуть, что в условиях поставленной задачи, нас интересуют не параметры нормального хода производственного процесса, а все возможные отклонения, которые могут возникнуть при изменениях режима электропотребления. Такая информация представляет репрезентативные оценки параметров показателей, которые можно использовать в моделях оптимизации электроснабжения, выработке и принятии решений в области управления электропотреблением и энергосбережения. Поскольку имеющиеся данные разнородны, несопоставимы и часто представлены в виде, не позволяющем их использование при решении оптимизационных задач управления

надёжностью ПС, разработана универсальная методика обследования промышленных потребителей с целью сбора исходной информации. Полученная при её использовании информация рассматривается как прототип базы данных для решения как оперативных задач в составе АРМ технолога и энергодиспетчера предприятия АПК, так и перспективных задач оценки параметров возможных чрезвычайных ситуаций в СЭС. Основными направлениями разработанного методического подхода явились:

- выявление особенностей технологического процесса ПС;
- исследование структурно-технологической схемы объекта потребителя;
- установление связей между элементами ПС и СЭС;
- выявление последствий внезапных нарушений электроснабжения;
- выявление последствий преднамеренных отключений и управления нагрузкой;
- оценка параметров восстановления нормальной работы объектов ПС;
- получение технико-экономической информации об элементах ПС;
- выявление возможностей энергосбережения;
- анализ мероприятий по изменению режимов электропотребления.

Проведенное обследование ряда предприятий АПК позволило установить основную предметную область базы исходной информации, которая на основе совмещения с действующими или проектируемыми АСУЭ послужит основанием для создания системы мониторинга оценки последствий изменения режимов ПС.

Основной задачей первого этапа разработки базы является получение количественных показателей исходной информации (знаний) об объекте. В качестве источников информации использовались:

- схемы электроснабжения производств и их участков;
- данные калькуляции себестоимости продукции и договоров со смежниками,

- данные бухгалтерского учета;
- документация регистрации аварийных ситуаций отделами главного энергетика, главного механика и главного технолога, энергетическими службами цехов.

В условиях, плохо определенных, задач управления режимами электроснабжения ПС выявилась необходимость широкого использования методов экспертных оценок. С учётом этих особенностей накопление информации в разрабатываемой базе происходит в соответствии со схемой, показанной на рисунке 6.6.

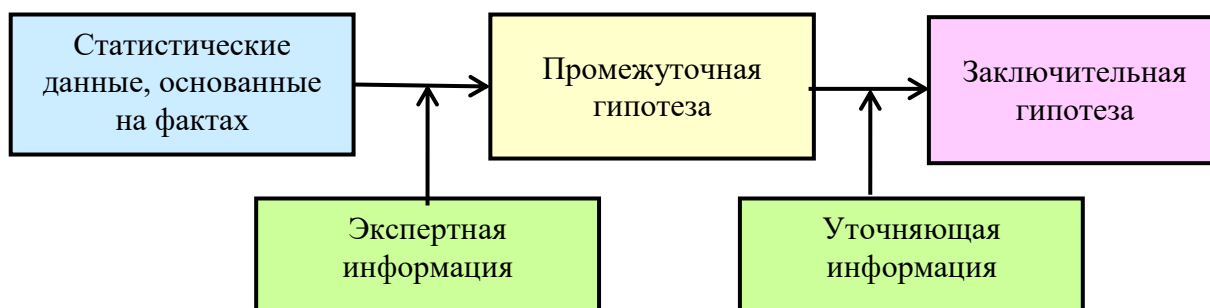


Рисунок 6.6 – Получение элементов базы данных первичной информации

На основании анализа возможных составляющих последствий изменения нормальных режимов электроснабжения выявлены показатели, сведения о которых можно получить лишь экспертным путем. Среди них:

- вероятная заблаговременность предупреждения потребителя об изменении нормального режима электропотребления $t_{пр}$;
- вероятная длительность режима пониженного электропотребления при заблаговременном предупреждении о необходимости его снижения $t_{э\ пон}$;
- длительность перерыва электроснабжения, не приводящая к срыву технологического процесса t_0 ;
- вероятная длительность нарушения электроснабжения $t_э$;
- вероятности катастрофических последствий внезапных нарушений электроснабжения $p_{кат}$;

- вероятности повреждения элементов определённого вида основного технологического оборудования $P_{i\text{то}}$;
- длительность возможных ремонтных работ $t_{\text{рем}}$;
- возможность брака выпускаемой продукции и его объёмы $B_{\text{бр}}$;
- возможность, длительность и величина максимального снижения производительности Q %;
- длительность наладки технологического процесса после восстановления нормального режима электроснабжения $t_{\text{тхн}}$;
- максимальная продолжительность наладки технологического процесса, соизмеримая или равная его наладке после длительного останова $t_{\text{тхн max}}$;
- начальная производительность ПС после наладки технологического процесса $Q_{\text{нач}}$ в % от номинальной;
- длительность восстановления номинальной производительности $t_{\text{пуск}}$;
- общая длительность простоя ПС $t_{\text{пр}}$;
- $k_{\text{э}}, k_{\text{вд}}, k_{\text{вз}}, k_{\text{х}}, k_{\text{т}}, k_{\text{п}}$ – коэффициенты непроизводительного расхода энергоносителей (электроэнергии, воды, сжатого воздуха холода, тепла, пара), за $t_{\text{э}}, t_{\text{тхн}}, t_{\text{пуск}}, t_{\text{рем}}$;
- количество простаивающего производственно-технического персонала;
- относительное снижение ресурса элементов ПС $\Delta t_{\text{рес}}$;
- трудо- и энергозатраты, расходуемые непроизводительно при простое, наладке и доведении технологического процесса до номинального режима;
- длительность возможного простоя предприятий непроизводственной сферы $t_{\text{пр.непр.сф}}$, находящихся в непосредственной зависимости от режима электроснабжения основного производства;
- степень технологической важности отключаемых объектов ПС;

- степень удобства эксплуатации ПС и СЭС;
- возможность влияния изменения режимов электроснабжения и технологии производства на окружающую среду.

Таким образом, на основании детального анализа особенностей технологии ПС и экспертных сведений о ней, установлены основные величины, требующие представления в базе данных исходной информации рассматриваемого класса задач. Каждый модуль разрабатываемой базы данных включает описание параметра, связанного с нормальной работой или с функционированием при пониженной эффективности, простым или наладкой технологического процесса после изменения режима электроснабжения ПС.

К настоящему времени разработано множество мероприятий по управлению уровнем надёжности электроснабжения потребителей, но их массовое внедрение затруднено в силу следующих причин:

- нет организационных механизмов взаимодействия потребителей и энергокомпаний для управления надёжностью электроснабжения;
- не в полной степени разработаны практические методы принятия решений по управлению надёжностью электроснабжения;
- практически отсутствует полноценное информационное обеспечение принятия решений по оптимизации надёжности электроснабжения.

Для снабжения сельскохозяйственных потребителей электроэнергией в требуемом количестве при надлежащем ее качестве необходимо обеспечение надёжности электрической сети, к которой подключены их электроустановки. При заключении договора на технологическое присоединение с территориальной сетевой организацией (ТСО) или при изменении его условий потребитель с целью повышения своей надёжности может выбрать более высокую согласно ПУЭ категорию надёжности, обеспечив компенсацию затрат на сооружение дополнительных источников питания. В современных

условиях возникает необходимость перестройки системы договорных отношений «потребитель – ТСО» так, чтобы потребитель за дополнительную тарифную ставку с одной стороны, а ТСО, мотивированная получением дополнительной прибыли с другой, имели возможность закрепить технологическое присоединение и, в дальнейшем, в договоре на транспорт электроэнергии корректировать требуемый потребителем уровень надежности электроснабжения [41].

В случае присоединения потребителя в соответствии с требованиями первой или второй категории он имеет право указать в договоре с ТСО интересующие его величины допустимой суммарной длительности внезапных и преднамеренных отключений в год и сроки восстановления электроснабжения, меньшие предусмотренных ПУЭ. Выполнение этих требований возможно лишь при согласии ТСО и наличии соответствующей технологической возможности, что приводит к возникновению ситуаций, в которых заинтересованный в повышении уровня надежности потребитель не может добиться желаемых результатов. Поэтому целесообразно рассмотрение вопросов повышения надежности и эффективности функционирования потребителей как на этапе подключения к электрической сети, так и в условиях действующего договора на передачу электроэнергии, заключенного с ТСО. Разграничение ответственности за надежность электрических сетей между потребителем и ТСО решается согласно акту об установлении границ балансовой принадлежности (г.б.п.) и эксплуатационной ответственности, заключаемому на этапе технологического присоединения к сети.

Анализ схем присоединения к электрической сети электроустановок ряда потребителей Нижегородской области позволяет выделить три основных варианта электроснабжения: 1) г.б.п. устанавливается на вводном распределительном устройстве (ВРУ) потребителя (рисунок 6.7 а, г.б.п. 2); 2) г.б.п. устанавливается в РУ подстанций ТСО (рисунок 6.7 а, г.б.п. 1); 3) г.б.п. устанавливается на опорах отходящей к потребителю линии электропередачи в местах присоединения отпаяк (рисунок 6.7 б, г.б.п. 1, 2, 3).

Все перечисленные варианты разграничения г.б.п. полностью соответствуют действующему законодательству РФ в области тарифообразования [293] и могут использоваться на любом уровне напряжения присоединения. Ключевым моментом в задаче обеспечения надежности электроснабжения потребителей является повышение надежности питающих линий, проложенных от шин подстанций до ВРУ. Сети более высокого напряжения, как правило, резервированы и оборудованы устройствами автоматического управления, поэтому их показатели долговечности и ремонтпригодности выше.

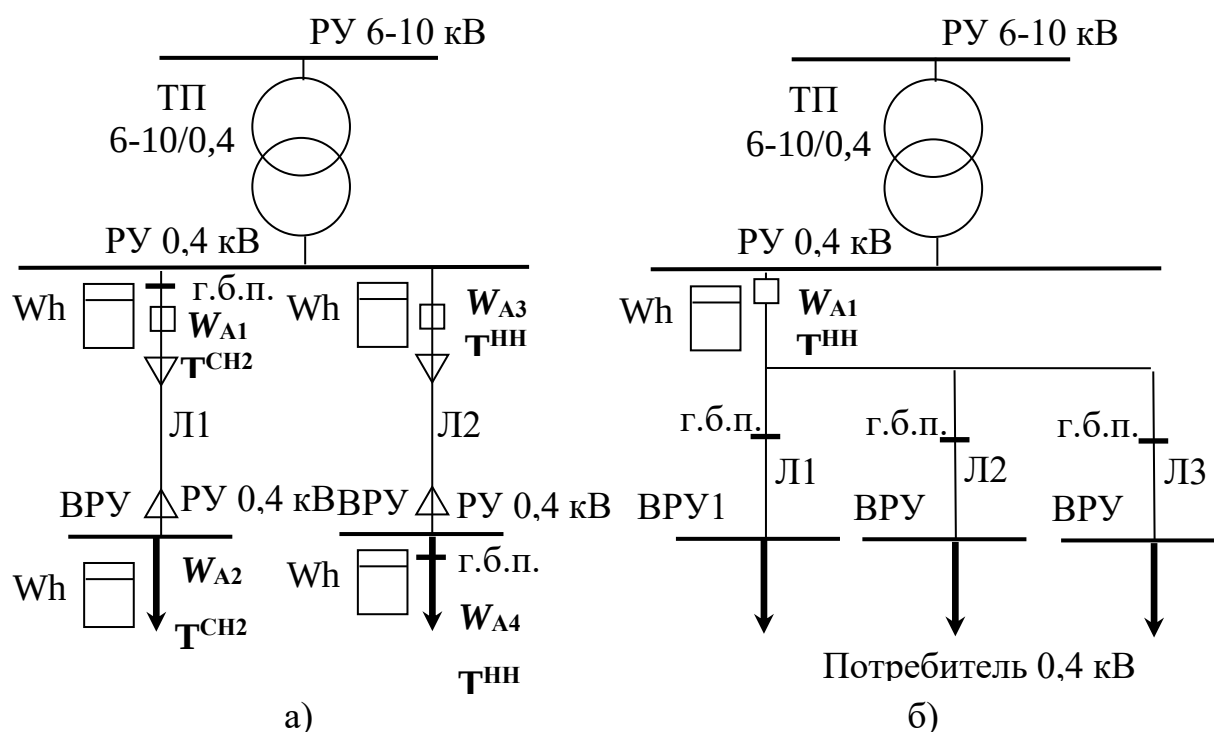


Рисунок 6.7 – Возможные варианты разграничения границ балансовой принадлежности между потребителем и ТСО

В зависимости от типа потребителей, места установки расчетного счетчика и точки г.б.п. возникает ряд технических и экономических рисков, приводящих к снижению надежности и эффективности электроснабжения. Рассмотрим каждую ситуацию более подробно.

г.б.п. устанавливается на ВРУ потребителя

Такой вариант является предпочтительным для сетевых организаций, поскольку помимо обслуживания питающих сетей потребителя тариф на

передачу электрической энергии для ТСО определяется в соответствии с фактическим напряжением электроустановок потребителя, а не напряжением присоединения [41]. Тем самым обеспечивается совпадение технического и экономического балансов по уровням напряжения. При этом управление уровнем надежности электроснабжения и его обеспечение осуществляется исключительно на уровне ТСО, поскольку на балансе потребителя находятся только внутрицеховые или внутридомовые сети. Несмотря на то, что при новом строительстве проект подключения электроприемников к шинам питающей подстанции и все строительно-монтажные работы производятся на средства потребителя, дальнейшее обслуживание и использование сети осуществляется только ТСО.

Основной риск для потребителя – невозможность влиять на режим работы питающих линий и, соответственно, на основные показатели надежности этого участка сети. Тариф на электроэнергию при этом относится к максимальной стоимостной категории, однако расчет будет осуществляться согласно показаниям счетчика потребителя (Wh_4 , рисунок 6.7 а) и величина оплаты потерь во всех участках питающей сети включена в ставку тарифа.

Основной риск для ТСО – необходимость обеспечения обслуживания и своевременного ремонта электрической сети непосредственно до точек подключения электроустановок потребителя. В рассматриваемой ситуации отдельные участки линий могут быть проложены на территории частной собственности потребителя, что затрудняет своевременное проведение аварийно-ремонтных работ и приводит к увеличению времени восстановления при неизменной ответственности ТСО за уровень надежности.

г.б.п. устанавливается в РУ подстанций ТСО

В этом случае питающие линии (Л1, рисунок 6.7 а) находятся на балансе потребителя, который своими силами или путем привлечения сторонних организаций проводит работы по плановому и аварийному обслуживанию электрооборудования. ТСО в таком случае не несет ответственности за содержание потребительских сетей и в случае выхода их строя имеет убыток

только в виде недополученной прибыли за счет недоотпуска электроэнергии [42]. В случае первой или второй категорий надежности по ПУЭ питание осуществляется по нескольким линиям, однако все они также находятся на балансе потребителя, который оплачивает полученную электроэнергию по тарифу T^{CH2} согласно показаниям счетчиков расчетного учета, поскольку не использует транспортную электрическую сеть низкого напряжения (НН). Возможны два варианта установки расчетного счетчика: 1) Счетчик устанавливается в РУ НН подстанции ТСО (Wh2, рисунок 6.7 а); 2) Счетчик устанавливается в ВРУ потребителя (Wh2, рисунок 6.7 а). В первом случае оплата за электроэнергию производится непосредственно согласно показаниям счетчика, поскольку он расположен на г.б.п. Однако возникает трудность снятия показаний, поскольку приборы учета расположены в подстанции ТСО, а показания снимает потребитель. Во втором случае, к показаниям счетчика необходимо прибавить потери электроэнергии в питающих линиях, которые тоже должен оплачивать потребитель, поскольку этот участок сети находится на его балансе.

Расчет потерь производится согласно договору энергоснабжения, заключаемому между потребителем и сбытовой организацией по формуле:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{S \cdot \cos \varphi} \cdot 100 \quad (6.33)$$

где $\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R$ – потери мощности в линии, кВт; S – присоединенная мощность, кВА; $R = r_0 \cdot l$ – сопротивление линии, Ом; r_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линии, км; I – ток в линии, А.

Потери электроэнергии за период времени T , ч определяются по известной величине потерь мощности:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot T \quad (6.34)$$

При определении тока в линии возможны два варианта расчета:

1) Ток определяется по формуле $I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$, где U – линейное напряжение линии;

2) Ток определяется по максимальной пропускной способности кабельной (КЛ) или воздушной (ВЛ) линии, которыми выполнено питающее присоединение.

При этом в обоих случаях режим работы потребителя определяется как круглосуточный в течение всего календарного года. Поэтому для первого варианта $T_m = 8760$ ч, для второго $T_m > 8760$ ч, что противоречит физическому смыслу работы электроустановок и приводит к завышению потерь в 4–5 раз по сравнению с фактическими.

Для определения потерь электроэнергии целесообразно использовать метод средних нагрузок, который рекомендован к применению в сетях любых уровней напряжений действующей Инструкцией по расчету потерь [294], имеет высокую точность и позволяет учесть неравномерность графика нагрузки потребителя на годовом и суточном интервалах.

Преимуществом рассмотренного варианта установления г.б.п. для потребителя является более низкая тарифная ставка. При этом рекомендуется устанавливать счетчик расчетного учета на г.б.п., иначе возникают финансовые риски, связанные с оплатой потерь электроэнергии в питающих линиях сверх фактической величины.

Основным недостатком является возникновение технических рисков, связанных с обеспечением надежности электроснабжения в случае повреждения на питающих линиях. Для максимально быстрого восстановления электроснабжения потребителю необходимо иметь собственный эксплуатационно-ремонтный персонал, обладающий достаточной квалификацией, а также соответствующую пуско-наладочную аппаратуру и резервы по запасным частям. Обеспечение таких условий возможно только для крупных промышленных предприятий с развитой электрической сетью и сложным технологическим процессом.

Для малых предприятий наличие эксплуатационно-технического персонала в штате экономически нецелесообразно, поэтому необходимо привлечение сторонних организаций для проведения работ по планово-предупредительным ремонтам (ППР) и аварийному восстановлению оборудования. В такой ситуации возникают экономические риски, связанные с возможным ремонтом или заменой питающих линий в случае повреждения. Заключение договора на обслуживание необходимо производить до аварийного повреждения. Иначе, в силу организационных и юридических причин в случае повреждения время восстановления может занять несколько суток (выбор подрядчика, проведение тендера, заключение договора, производство оплаты за услуги, ремонт и включение оборудования), что приведет к полной остановке производственного процесса и возникновению значительного ущерба.

Таким образом, установление г.б.п. при присоединении к сети на шинах НН питающей подстанции эффективно только для крупных сельскохозяйственных предприятий. Для малых предприятий необходимо произвести сопоставление возможной величины ущерба в случае нарушения электроснабжения со снижением затрат за счет более низкого тарифа.

Описанные принципы обеспечения эффективности электроснабжения действительны только в условиях свободного ценообразования на электроэнергию. Однако население, а также приравненные к нему категории, производят оплату по полностью регулируемым тарифам. Поэтому система взаиморасчетов бытовых потребителей с энергоснабжающими организациями, характерная для товариществ собственников жилья (ТСЖ) или домоуправляющих компаний (ДУКов) требует более детального рассмотрения.

г.б.п. устанавливается на опорах отходящей к потребителю линии электропередачи в местах присоединения отпаяк

Такой вариант наиболее характерен для крупных сельскохозяйственных потребителей (колхозы, фермерские хозяйства), которые характеризуются

низкой плотностью нагрузок и небольшой единичной мощностью электроустановок. Как правило, электрооборудование расположено на нескольких территориально обособленных участках, каждый из которых получает питание от шин ТП напряжением 0,4 кВ (рисунок 6.7 б). Коммерческий учет потребления электроэнергии осуществляется с помощью счетчиков электроэнергии, установленных в ТП (Wh1, рисунок 6.7 б), а питающие линии поделены на несколько зон ответственности между ТСО и потребителем (магистральный участок линии на балансе ТСО, отпайки на балансе потребителя, рисунок 6.7 б).

Рассматриваемый вариант г.б.п. крайне нежелателен для потребителя, поскольку показания расчетного счетчика учитывают потери в сетях ТСО, а расчет за электроэнергию производится по более высокому тарифу T^{HH} . С точки зрения повышения надежности электроснабжения эта ситуация также неэффективна, поскольку для обеспечения функционирования отпаяк необходимо создание эксплуатационно-ремонтной службы, обеспеченной необходимым оборудованием для проведения планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных работ, либо заключение договоров на обслуживание с ТСО [295]. При этом потребитель не может влиять на эксплуатацию магистральных участков и, соответственно, не может обеспечить требуемый уровень надежности питающих линий, а вместе с тем и конечных электроприемников.

Основным направлением повышения эффективности для крупных потребителей является перенесение г.б.п. на шины питающей подстанции (г.б.п.1, рисунок 6.7 а). В этом случае при неизменном объеме потребления по расчетному счетчику ставка тарифа будет ниже (T^{CH2}), что позволит сократить плату за электроэнергию до 20 %. Ответственность за надежность питающих линий в этом случае полностью возлагается на потребителя, что для крупных предприятий позволяет решить задачу управления ее уровнем и привлечения дополнительных инвестиций для реконструкции и развития сети.

Для малых аграрных предприятий с небольшим объемом потребления (до 100 кВт) целесообразно рассмотрение вопроса о переносе г.б.п. непосредственно в места подключения электроприемников (ВРУ1, ВРУ2 и ВРУ3, рисунок 6.7 б) и оборудование их индивидуальными приборами учета. Такой вариант подключения к сетям ТСО позволит избежать оплаты потерь в питающих линиях при неизменном тарифе на электроэнергию (T^{HH}), при этом ответственность за их содержание будет полностью закреплена за ТСО [296].

Выводы по главе 6

1. При решении задач управления надёжностью электроснабжения требуется технико-экономическая оценка последствий плановых и внезапных, полных и частичных нарушений электроснабжения. Изменение технологических режимов ПС при ограничениях в электроэнергии и мощности со стороны СЭС, прохождениях суточных и сезонных максимумов нагрузки, изменениях режимов работы систем РГ и ВИЭ, нормировании и комплексной оценке надёжности, обосновании договорных условий по тарифным ставкам за получаемую электроэнергию также невозможно без оценки последствий изменения режимов электроснабжения и электропотребления.

2. Для определения последствий нарушений электроснабжения необходимо построение экономико-математических моделей срыва производственного процесса с учётом влияния вероятностных факторов и неполноты исходной информации на конечный результат расчёта – величину ожидаемого ущерба.

3. Исследование режимов работы предприятий АПК и структуру имеющихся договорных отношений, позволило определить от каких

характеристик режима работы в каждом конкретном случае зависит стоимость потребленной электроэнергии, выбор оптимального для потребителя тарифа и мер для его снижения.

4. При решении задач перехода к полноценным рыночным отношениям требуется объективная оценка последствий возможных изменений как режимов электроснабжения, так и электропотребления; необходима разработка и использование методов технико-экономического прогнозирования с оценкой приоритетов государственных и коммерческих структур, выявление ожидаемого экономического эффекта от управления режимами электропотребления и выработку решений о распределении его между СЭС и потребителями.

5. Выявлена необходимость чёткого обоснования ответственности за несоблюдение условий договора и определение порядка финансовых взаимоотношений между заинтересованными сторонами (СЭС, ТСО, потребитель).

7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вводные замечания

Результаты большинства теоретических исследований, связанных с решениями в условиях риска и практическая реализация их относится в основном к задачам, инвестиций, страхования, оценки экономической или экологической безопасности хозяйствующих субъектов [243, 247]. Из-за особенностей электроэнергетики они не могут быть использованы напрямую [239]. Прежде всего, это связано:

- с определяющей ролью энергетики в экономике и безопасностью жизнедеятельности;
- особенностями электроэнергетической продукции как товара;
- технологическими особенностями функционирования отрасли;
- особенностью управления энергетическими объектами;
- отсутствием полной информации о технологических, экономических и финансовых режимах работы субъектов рыночных отношений;
- наличием противоборствующих (конкурентных) тенденций;
- неопределённостью будущих условий работы;
- возможными ошибочными решениями на разных уровнях технического, экономического и организационного управления производственными системами и субъектами электроэнергетического рынка.

В быстро меняющейся обстановке конкуренции на первый план выходят вопросы устойчивости, адаптации к новым условиям и обеспечения перспективной надёжности и безопасности ЭЭС (СЭС). Это проявляется в росте роли управления рисками, пристальном внимании к нему всех субъектов

рынка. В область интересов менеджмента электроэнергетических компаний попадают такие составляющие рискового профиля, как:

- масштабные реорганизации и перемещения активов, увеличивающие корпоративные риски;
- неопределенность условий деятельности энергетических компаний;
- нестабильность регулирования многих технологических параметров;
- частые и существенные изменения «правил игры» на рынке электроэнергии;
- увеличение ценовых рисков при переходе от стабильных тарифов к рыночному механизму ценообразования;
- снижение качества ремонтов всех видов электрооборудования;
- риски кибератак на объекты электроэнергетики и их инфраструктуру;
- исчезновение административного ресурса, контролирующего взаимоотношения генерирующих и сбытовых компаний, квалифицированных и розничных потребителей, что увеличивает риски, связанные с оплатой электроэнергии и услуг;
- неоднозначное восприятие преобразований рядом потребителей, региональных властей и другими субъектами рынка.

Проблема оценки и учёта всех видов рисков – важнейших элементов хозяйственной деятельности – приобретает самостоятельное теоретическое и прикладное значение. При политической и экономической нестабильности степень риска значительно возрастает так как обеспечивает как экономическую, так и энергетическую безопасность. В таких условиях возникает неясность и неуверенность в получении конечного результата управления, повышается вероятность дополнительных затрат и потерь, срыва обязательств поставок договорных объёмов энергетической продукции или услуг по её транспорту, нарушения нормальной работы энергетических объектов и потребителей электроэнергии.

7.1 Формирование риска в задачах управления режимами электроснабжения потребителей

В силу сложности современных СЭС и происходящих в них процессов возникают риски развития каскадных аварий, определяющихся множеством факторов [60, 208]. Снижение их требует действий, направленных на минимизацию влияния с целью не допустить нежелательного развития аварийных процессов. В условиях поставленных задач для СЭС приходится учитывать аксиому неповторяемости: любой риск изменяется во времени, не повторяясь даже для близких ситуаций и аналогичных структур систем независимо от их идентичности. Для решения такой задачи необходима разработка сбалансированной системы управления рисками (риск-менеджмент) – комплекс мероприятий, направленных на:

- выявление риска, как вероятности неблагоприятного события;
- уменьшение (нейтрализацию) негативных последствий проявившихся рисков;
- использование потенциала субъекта рынка для ликвидации причин проявившихся рисков;
- использование положительных аспектов риска для адаптации и (или) сохранения субъектов рыночных отношений к изменившимся условиям функционирования;
- формирование условий, альтернативных монополизации отдельных сегментов электроэнергетического рынка, обеспечивающих селективный отбор субъектов рынка, наилучшим образом вписывающихся в сложившуюся структуру разделения труда и использования ресурсов.

Выполнение комплекса мероприятий по управлению рисками определяет задачи риск-менеджера. Они связаны с преодолением неопределенности в ситуации, когда оценивается вероятность достижения

предполагаемого результата, неудач и отклонений от поставленной цели, а также с формированием норм и правил, базирующихся на количественных оценках риска. При таком подходе возможно определение способности противостоять неблагоприятным ситуациям и обеспечению стабильности. Для решения таких задач требуется проведение фундаментальных исследований, связанных с

- выявлением максимально полного перечня возможных рисков, их систематизацией и анализом связей;
- определением вероятностей их возникновения;
- оценкой приемлемых уровней риска по отдельным факторам и выделением областей повышенного риска;
- оценкой возможных технико-экономических, финансовых, социальных, экологических и других последствий возникновения неблагоприятных ситуаций;
- разработкой и принятием перечня административных, организационных экономических или других мер, предупреждающих и (или) минимизирующих риск.

Поскольку конечным результатом работы энергоменеджера является обоснованность риска, выделим задачи, требующие решения для его минимизации:

- прогнозирование тенденций развития рыночной конъюнктуры, спроса на энергетическую продукцию или услугу;
- проработка вариантов структур рынка и производственной деятельности субъектов рыночных отношений;
- справедливое распределение риска между соисполнителями хозяйственной деятельности;
- страхование риска;
- создание специальных фондов и резервирование средств на покрытие возможных непредвиденных расходов.

Риск наиболее существенных потерь (ущерба) связан с рыночными силами внешней, по отношению к ЭЭС (СЭС), среды отраслевой риск. Источники его – кардинальные изменения покупательских предпочтений; изменения в стратегии конкурентов; слияния; поглощения; возникновение стратегических отраслевых альянсов; совершенствование технологии; реконструкция и (или) ввод мощностей; повышение влияния производителей или потребителей; изменения в государственном законодательстве или региональных законах об электроэнергетике. Очевидно, что одной из основных задач риск-менеджмента является разработка классификации рисков субъектов рынка и качественная оценка возможных путей их минимизации. Для СЭС выделяются риски, связанные в основном с опасностью для жизни; природные; экологические; социально-политические; финансово-экономические; правовые; информационные; киберриски; коммерческие; производственно-технологические.

Сложность классификации рисков заключается в их многообразии и наличии множества связей как внутри отдельных групп, так и между ними.

Одним из актуальных вопросов риск-менеджмента является получение достоверной информации о технико-экономическом состоянии и финансовом положении субъектов энергорынка. Наряду с анализом традиционных информационных потоков возможна конкурентная разведка – программа по сбору, анализу и управлению внешней, по отношению к субъекту рынка, информацией, которая затрагивает планы, решения и всю деятельность энергокомпаний. Внедрение программы конкурентной разведки возможно при условии поддержки со стороны высшего руководства отрасли (фирмы) и предполагает следующие мероприятия:

- выявление информации о внешней относительно анализируемой энергокомпании среде;

- презентация руководству и сотрудникам содержания программы конкурентной разведки, её ожидаемых результатов, требований по предотвращению утечки собственной коммерческой информации;
- установление ключевых информационных потребностей руководителей для принятия соответствующих технико-экономических и финансовых решений;
- создание сети источников конкурентной информации, оценка их качества, отсеивание избыточных и недостоверных;
- мониторинг и уведомление руководства о выявлении признаков структурных сдвигов у субъектов рынка, в энергокомпании и отрасли.

Главным критерием результативности функции конкурентной разведки является адекватность изменениям внешней среды принимаемых руководством решений на основе предоставляемой информации. Полученная количественная и качественная информация – основа создания «реестра фактов», на основании которого разрабатываются общая последовательность выбора возможных реакций субъектов электроэнергетического рынка на возможные риски и база данных предполагаемых потерь. Масштабность решаемых задач, сжатые сроки проведения преобразований и недостаточная нормативно-правовая база объективно повышают вероятность сбоев в работе СЭС. В процессе реформирования, при разделении имущества, создании новых рыночных структур возникают негативные процессы, связанные с разделением балансовой принадлежности электрооборудования, зон его обслуживания, перераспределения персонала, а также вопросов управления и вёдения. Возможны попытки создания параллельных структур управления, что неизбежно приведет к усложнению взаимодействия оперативного персонала, несогласованности действий с потерей управляемости, нарушения устойчивости и другим технико-экономическим последствиям. Всё это может сопровождаться нарушением условий параллельной работы ГУ как в составе СЭС, так и в системах РГ, нарушением целостности системы управления,

снижением надёжности и оперативности их функционирования, а также другими тяжёлыми последствиями из-за рисков на региональном уровне, связанными с:

- несоответствием организационной структуры оперативно-технологического управления регионального уровня выполняемым задачам и функциям;
- трудностями формирования единой технической политики энергокомпаний по реализации задач оперативно-технологического управления;
- потерей эксплуатационного контроля и оперативно-технологического взаимодействия между участниками оперативно-технологического управления;
- несоответствием процесса управления коммерческим и технологическим правилам оптового и розничного рынка электроэнергии;
- потерей контроля за размещением, объёмами, настройкой и состоянием автоматических средств управления (РЗА, ПА, АЧР);
- потерей наблюдаемости в районе управления и нарушением информационной инфраструктуры оперативно-технологического управления (утрата каналов связи, отсутствие (недостаточность оперативной и отчетной информации));
- рассогласованностью действий регионального технологического управления, системного оператора, администратора торговой системы и другими субъектами рынка, что определяет запуск или отмену торгов на рынке электроэнергии;
- неопределённостью источников финансирования основного оборудования и системы оперативно-технологического управления;
- потерей квалифицированного оперативного и ремонтного персонала.

С постоянным увеличением сложности систем производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической

энергии, а также в связи с появлением систем РГ, ВИЭ и СНЭЭ, множества разнотипных альтернативных источников, усложнением систем РЗА, контроля и управления режимами СЭС возрастает угроза кибератак и, соответственно, киберрисков. При этом все возникающие физические, технологические и информационные риски должны быть более понятными для долгосрочных инвестиционных решений, обеспечивающих надёжность, безопасность и эффективность электроснабжения потребителей. Подобные решения должны быть надёжными и в отношении возможных вариантов будущих структур и состояния СЭС, контроля, управляемости и защиты технологических инноваций, возникающих рисков. Тем не менее очевидно, что все энергетические активы становятся более уязвимыми для кибератак за счет интеллектуализации элементов и систем электроэнергетического комплекса. Для выявления и оценки киберрисков по всей цепи энергоснабжения необходим системный подход, результатом которого может быть предотвращение возможности каскадного развития аварии [154] после несанкционированного воздействия на конкретные элементы ЭЭС (СЭС) или их инфраструктуру.

7.2 Формальная постановка задачи оценки рисков

Формальная математическая модель принятия решения в условиях неопределённости и наиболее простой однокритериальной задачи, формализующей понятие гарантированного по риску решения, представляется [60, 166, 179] как

$$X, Y, f(x, y), \quad (7.1)$$

где выбор решения (альтернативы) $x \in X$ из множества $x \subset \Omega$, находится в распоряжении ЛПР, цель которого – обеспечить возможно большее значение критерия $f(x, y)$. При этом ЛПР должен учитывать действия помех, ошибки и

другие виды неопределённостей $y \in Y$, о которых известно, что они принимают значения из множества $x \in \Omega$. Для каждого ЛПР определены возможные действия и альтернативы – правила, по которым каждому состоянию информированности ЛПР ставится в соответствие то или иное его действие (поведение) из допустимых при данной информации. Задание множества X , элементами x определяет альтернативы ЛПР. Например, альтернативы:

- диспетчера СЭС – оценка параметров режима, величины перетоков мощности, объёмов ремонтных работ;
- руководителя предприятия (потребителя) – объёмы сырья, оборудования, материалов, готовой продукции, внедрение новых технологий, премии, штрафы;
- продавца – установление цены единицы товара (тариф, руб/кВт·ч).

Однако, как правило, конкретное решение неоднозначно определяет исход для ЛПР. Неизбежны помехи, возмущения, ошибки измерений, недостаток информации и другие неопределённости. В ряде случаев известны лишь границы возможных изменений параметров, а статистические характеристики либо отсутствуют, либо их получение затруднено. Процесс принятия решения может происходить на принципе максимина (гарантированного результата А. Вальда). ЛПР выбирает и использует своё решение $x \in X$. Одновременно и независимо от его выбора реализуется некоторая конкретная неопределённость $y \in Y$. Решения x и неопределённости y образуют декартово произведение множеств $X \times Y$.

На полученной паре $(x, y) \in X \times Y$ критерий $f(x, y)$ принимает конкретное значение – «исход». Обычно считают, что ЛПР стремится к возможно большему исходу. Но если выбранный критерий $f_1(x, y)$ оценивает ущерб, то $f(x, y) = -f_1(x, y)$, так как

$$\max_{x \in X} f(x, y) = \max_{x \in X} [-f_1(x, y)] = -\min_{x \in X} f_1(x, y). \quad (7.2)$$

В качестве неувлучшаемого решения $x^* \in X$ здесь выбирается

максиминная стратегия, определяемая как

$$\max_{x \in X} \min_{y \in Y} f(x, y) = \min_{y \in Y} f(x^*, y) = f^*. \quad (7.3)$$

Смысл принципа максимина заключается в том, что если ЛПР выбрал и использовал какое-либо произвольное решение $x \in X$, то он гарантирует значение критерия $\min_{y \in Y} f(x, y) = f[x]$ при любой неопределённости $y \in Y$:

$$f[x] = \min_{y \in Y} f(x, y) \leq f(x, y), \quad \forall y \in Y. \quad (7.4)$$

Естественно стремление ЛПР к наибольшей гарантии такого результата. Он реализуется на решении $x^* \in X$, так как $f(x^*, y) \geq f^*$, $\forall y \in Y$ и

$$f[x] = \min_{y \in Y} f(x, y) \leq f^* = \min_{y \in Y} f_1(x^*, y), \quad \forall x \in X. \quad (7.5)$$

Таким образом, применение ЛПР принципа максимина приводит к гарантированному результату (исходу) $f(x^*, y)$, который при реализации любой неопределённости $y \in Y$ не может стать меньше гарантированного значения f^* – наибольшего (максимального) из всех возможных гарантий $f[x]$.

В качестве усовершенствования максиминного критерия предложен принцип минимаксного риска (минимаксного сожаления Л. Д. Сэвиджа). Здесь каждой неопределённости ставится в соответствие число $\max_{x \in X} f(x, y^*)$, где y^* – фиксированная неопределенность. Тогда ЛПР определяет для себя наибольшее значение критерия при каждой возможной неопределённости $y^* \in Y$. Далее строится разность между указанным наибольшим значением критерия $f(x, y^*)$ и значением этого же критерия при любом решении $x \in X$, то есть

$$\max_{x^* \in X} f(x^*, y^*) - f(x, y^*), \quad (7.6)$$

которая и составляет риск ЛПР.

Тем самым численно оценивается сожаление о том, что используется значение x . Естественно стремление ЛПР к выбору такого решения, при котором риск был бы возможно меньшим, гарантированным Φ^* . Тогда

$$\Phi^* = \min_{x \in X} \max_{y \in Y} \Phi(x, y) = \max_{y \in Y} \Phi(x^*, y), \quad (7.7)$$

где $\Phi(x, y) = \max_{x^* \in X} f(x^*, y) - f(x, y)$ – функция риска (сожаления) ЛПР на паре

$(x, y) \in (X \times Y)$ при использовании им альтернативы $x \in X$ и реализации неопределённости $y \in Y$.

Таким образом, с помощью функции $\Phi(x, y)$ ЛПР оценивает свой риск как разность «самого хорошего» значения критерия $f(x, y)$ и значением, реализованным в действительности, который при реализации любой неопределённости $y \in Y$ не может стать больше его гарантированного результата Φ^* .

Естественно формализовать решение задачи принятия решения при неопределённости в виде пары – «альтернатива – гарантия». Альтернативу $x \in X$ ЛПР выбирает, а гарантия – результат, который он обеспечивает подходящим выбором альтернативы. Использование ЛПР принципа максимина – ориентация на реализацию «самой плохой» для него неопределённости. Использование принципа максиминного сожаления – ориентация на «самую хорошую» реализацию неопределённости. Фактически, это разница между оптимизмом и пессимизмом. Такая реализация маловероятна, но применение максиминного критерия оправдано, если: о появлении неопределённостей ничего не известно, но необходимо учесть их влияние; решение реализуется один раз; ни при каких условиях получать исход больший, чем f^* , недопустимо.

Критерий минимаксного риска имеет смысл использовать, если: о неопределённости известна лишь область возможных значений, а статистические данные отсутствуют или получение их слишком дорого; «благоприятность исхода» ЛПР оценивает величиной потерь, вызванных своим же действием.

Известно, что необоснованные риски оказывают отрицательное влияние на деятельность субъектов рынка, что ведёт, к убыточности. Предельные случаи решений, сопряжённых с риском: преувеличение негативных последствий (перестраховка) – область риска, где он практически сводится к нулю, и авантюризм – область недопустимых и катастрофических рисков.

Перестраховка приводит к занижению эффекта принимаемых решений, а полный уход от риска – к отказу от реализации связанного с риском мероприятия (проекта). Однако избыточный авантюризм тоже может привести к неожиданным результатам, банкротству, нарушению стабильности, надёжности, безопасности, устойчивости СЭС.

В то же время, обоснованный риск практически всегда повышает эффективность конечного результата, а его оптимальная величина C_{opt} лежит внутри диапазона предельных изменений, в котором СЭС любого уровня устойчиво и надёжно функционирует в стабильном и квазистабильном режимах

$$C_{\min} < C_{opt} < C_{\max} \quad (7.8)$$

Однако надо учитывать, что субъект либо интуитивно, либо на базе имеющейся информации устанавливает свои представления о границах $C_{\min}$ и $C_{\max}$ на момент t принятия конкретного решения. В общем случае они на интервале $[0, t]$ относительно C_{opt} могут быть постоянными, симметричными, расходящимися, сходящимися, пульсирующими, с переменным увеличением или уменьшением и разновременностью максимумов и минимумов [161].

Поскольку не только в отечественных, но и в зарубежных исследованиях недостаточно полно формализована задача, позволяющая корректно исчислять обобщенный показатель риска, отметим, что теоретически риск $C = C(s, y)$ некоторого действия субъекта рынка есть функция от состояния среды s , представленного m -мерной случайной величиной $s \equiv (s_1, s_2, \dots, s_m)$ и решения y , представленного r -мерной величиной $y \equiv (y_1, y_2, \dots, y_m)$.

При более строгом подходе, для произвольного момента времени t состояние субъектов рынка определяется еще и множеством их внутренних состояний, но они зависят и от состояния среды. Поэтому при функциональной зависимости состояния субъекта рынка от состояния среды возможно использование двумерного распределения случайных величин. Решение y принимается на основе информации x , представленной n -мерной случайной

величиной $x \equiv (x_1, x_2, \dots, x_m)$, которая связана с состоянием среды s через совместное распределение $f(s, x)$.

Функция риска C совместно с распределением $f(s, x)$ представляет действие каждого субъекта рынка для любой комбинации состояния среды s и решения y . Таким образом практическая задача сводится к минимизации ожидаемого риска

$$C = C(s, y) \rightarrow \min \quad (7.9)$$

путём оптимального выбора решающей функции $y(x)$.

Сложность внешних связей энергетики с другими отраслями и внутренних между субъектами рынка не позволяет корректно и быстро оценить, какая из конкретных причин привела к росту риска. Конкретизация начинается с информации о заинтересованных субъектах рынка электроэнергии, оказывающих наибольшее влияние друг на друга и на нормальное функционирование отрасли в целом. При этом определяется матрица $\|C_{it} = \varphi(\Pi_i)\|$ – поле рисков системно организованной информации, где C_{it} – риск, зависящий от показателя фактора риска Π_i , на основании данных x в момент t . Становится возможным анализ номенклатуры и величин рисков с учётом динамики изменения информации.

Вместе с тем, в условиях поставленных задач для СЭС, приходится учитывать аксиому неповторяемости, в соответствии с которой любое поле рисков изменяется во времени, не повторяясь даже для близких ситуаций и аналогичных структур анализируемых систем независимо от их идентичности. Логическая схема исследования поля рисков включает: выбор объекта исследования, определение целей (прогнозных расчётов) и подходов к принятию решений (рисунок 7.1).

Поле поиска причин неопределённости – определение направлений поиска и выбор методов анализа среды. Источником неопределённости в большинстве случаев является среда объекта, поэтому начальным этапом изучения неопределённости является исследование среды. Практически

единственный путь поиска – экспертные методы. Поле анализа факторов рисков – определение значимости факторов неопределённости различными, также преимущественно экспертными методами. Поле оценки рисков связано с мерой риска, определением его границ, принятием решений на основе оценок риска.

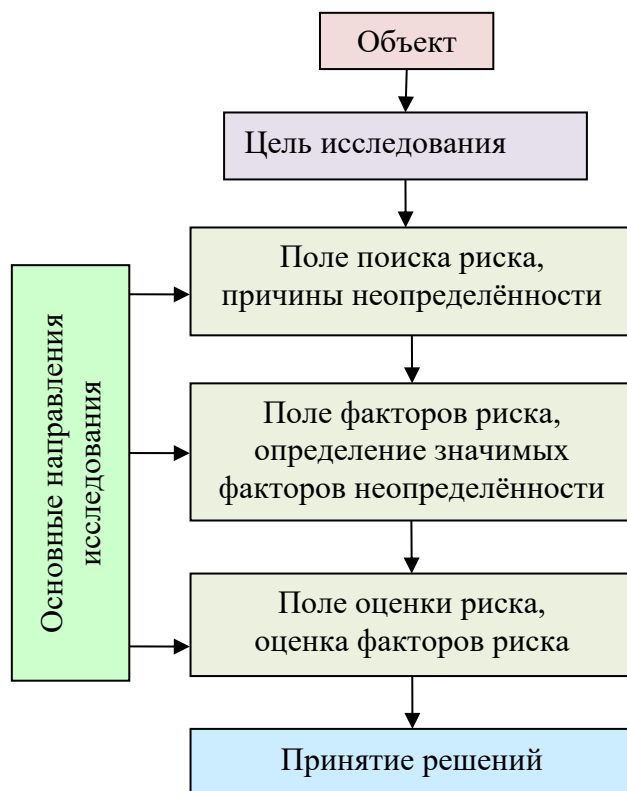


Рисунок 7.1 – Схема исследования полей категории риск

Переход от целей исследования к принятию решения – это разработка прогноза и выбор наилучшего варианта. Естественно, что вариантов прогноза может быть несколько, что приводит к необходимости введения критерия выбора прогноза, и одним из критериев может быть риск.

Информационное поле рисков на каждом временном уровне прогнозирования различно. На относительно небольшом периоде (до 1 года) характерны операционные или текущие риски. Поскольку ближайшее будущее существенно зависит от прошлого, при достаточном количестве статистической информации можно получить приемлемую достоверность краткосрочных прогнозов. Здесь используется ретроспективная информация о технических сбоях, финансовых потерях, неплатежах, срывах поставок и т. п. (рисунок 7.2).

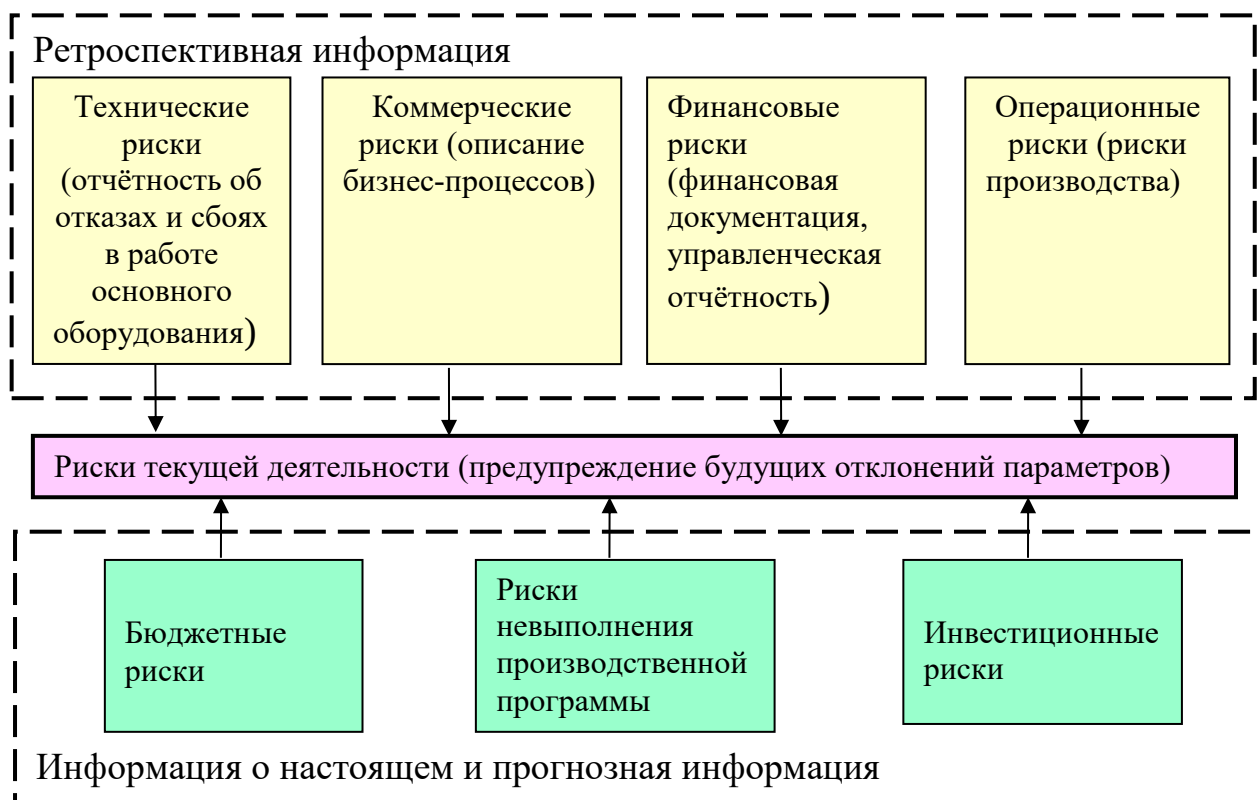


Рисунок 7.2 – Информационное поле рисков текущей деятельности энергокомпании

При среднесрочном прогнозировании (до 5 лет) образуется группа рисков, связанная с реализацией программ развития. Здесь предполагается постоянный контроль и корректировка планов последующих лет для достижения намеченного результата (рисунок 7.3).

При долгосрочном (стратегическом) прогнозировании на 10–20 лет, принимаются решения о будущем отрасли, отдельной компании, создании новых энергообъектов, вложении средств и т. д. Риск прогноза C при этом может иметь две составляющих: риск модели прогноза $C_{мп}$ и риск погрешностей ΔC : $C = C_{мп} \pm \Delta C$.

Для этих рисков наиболее важным фактором является политика государства в отношении развития отрасли [166]. Отдельная компания выстроить стратегию на период 20 лет не в состоянии, так как общие тенденции развития могут быть только обозначены. Но чем более изученными являются эти риски, тем более привлекательной становится эта компания для

инвесторов.

Отметим, что часть перечисленных рисков зависит от действий потребителей и поставщиков электроэнергии, в то время как другая – полностью или частично ими определяется. Это влияет на степень управляемости рисков и выбор механизмов их снижения. Отдельно рассматриваются риски перспективных прогнозов. На первом этапе производится выбор объекта исследования. На втором – определяются цели и оценивается эффективность деятельности энергокомпании.

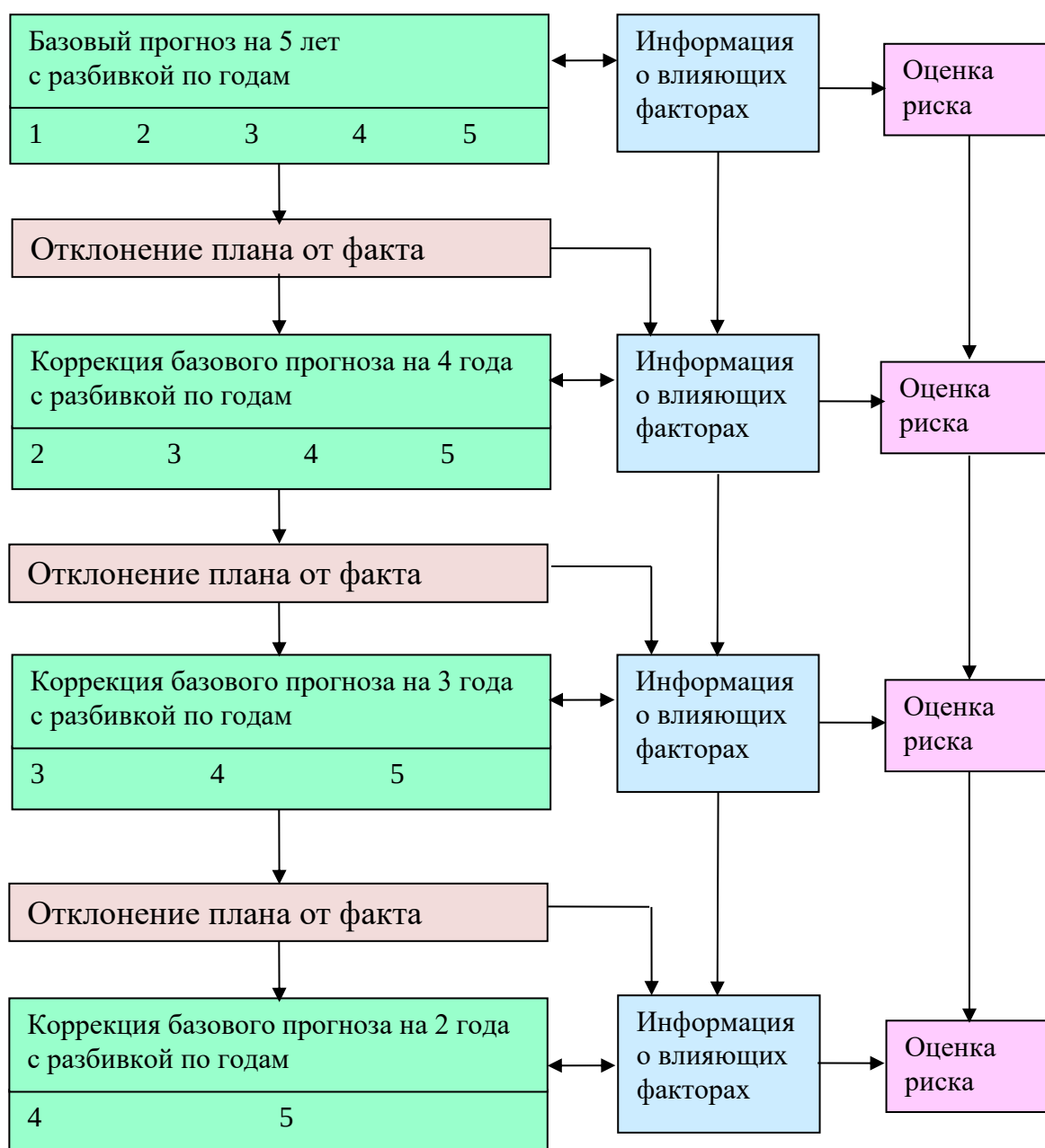


Рисунок 7.3 – Информационное поле рисков прогноза на 5 лет

Поскольку прогнозы развития имеют различную целевую направленность, риски классифицируются соответственно целям и периоду прогнозирования. В зависимости от прогнозного периода структура и величина риска меняются. Количество учитываемых факторов риска обычно обратно пропорционально длительности прогнозного периода, но при этом они становятся более весомыми, что увеличивает неопределенность прогноза.

Для оценки риска используются известные методы анализа экспертной информации, среди которых наиболее распространенным и наглядным является оценка важности каждого фактора по шкале относительной значимости в диапазоне 1–10, когда можно выбирать не только целые, но и дробные числа. Тогда коллективная экспертная оценка риска C_j , произведенная n экспертами, от воздействия конкретного фактора P_j оценивается как

$$C_j = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ij}}, \quad (7.10)$$

$$P_{ij} = \frac{P_{ij}}{\sum_{j=1}^m P_{ij}}, \quad (7.11)$$

где P_{ij} – оценка весомости j -го фактора i -м экспертом.

Для оценки степени согласованности мнений экспертов используются классические методы ранговой корреляции и коэффициент конкордации, что позволяет судить об их неслучайном совпадении [14].

При всестороннем анализе риска целесообразна оценка численных значений зон рискованных ситуаций. Однако здесь приходится ограничиваться упрощенными подходами, оценивая риск по одному показателю, представляющему его обобщенную характеристику, наиболее важную для суждения о его приемлемости. При этом выделяются зоны риска, зависящие от потерь (рисунок. 7.4).

Область, в которой потери не ожидаются, называется безрисковой; ей соответствуют нулевые или отрицательные потери (прибыль). В зоне допустимого риска деятельность субъекта рынка сохраняет свою экономическую целесообразность.

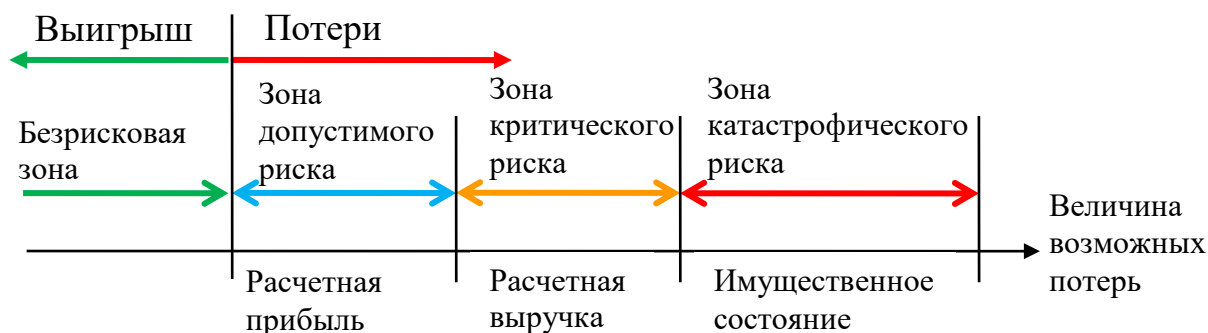


Рисунок 7.4 – Зоны риска

Граница зоны соответствует уровню потерь, равному расчётной прибыли от соответствующей его деятельности. Зона критического риска – сфера, характеризующаяся возможностью потерь, превышающих величину ожидаемой прибыли вплоть до полной расчётной выручки, представляющей сумму затрат и прибыли. Зона катастрофического риска – область потерь, которые по своей величине превосходят критический уровень и в максимуме могут достигать имущественного состояния, краха, банкротства.

Принятие решений с большим риском зависит от склонности к нему ЛПР. Это возможно, если исход не приведёт к банкротству, катастрофе, другим критическим последствиям [74–76, 166]. Если в качестве критерия риска используется среднее значение $\bar{X}$ и среднее квадратическое отклонение σ_X , для оценки приемлемости отклонения применяется «правило трёх сигма» [26] и, соответственно, коэффициент вариации $\gamma = \sigma_X / \bar{X}$. При этом считают, что при $\gamma \leq 0,1$ возможные отклонения (колеблемость) слабые, при $0,1 \leq \gamma \leq 0,25$ – умеренные, а если $0,1 \leq \gamma \leq 0,25$ – высокие. Отметим, что точечные оценки риска обладают свойствами транзитивности и аддитивности. Если ситуация A_1 меньше рисковая, чем A_2 , а вторая A_2 меньше, чем третья A_3 , то A_1 менее рискованная, чем A_3 , то есть выполняется свойство транзитивности, что соответствует отношению предпочтения: $A_1 > A_2 > A_3$. Если риск первого вида деятельности R_1 , второго – R_2 и обе деятельности совершаются одновременно, то общий риск – сумма рисков:

$R_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n R_i$, чем подтверждается свойство аддитивности.

Субъективность и недостаточная точность анализа рисков в сочетании с большой долей непредсказуемых факторов ведут к тому, что управление рисками ограничивается их диагностикой, а выбор в рамках операционной деятельности энергокомпании происходит не между двумя вариантами действия, а между действием и бездействием, поэтому оценки рисков должны ложиться в основу определения факта и момента совершения действия.

Проблема определения интегрального риска вытекает из ситуаций, связанных с опасностью возникновения неблагоприятных событий, имеющих случайную природу. Уровни или степени риска – вероятностные меры неблагоприятных событий, имеющих самые нежелательные исходы (СНИ). Мера риска – числовая оценка (показатель, функционал), характеризующая последствия возникновения неблагоприятного события или СНИ. При оценке и регламентации выбранного множества СНИ и соответствующих уровней риска для исследуемого потребителя строится множественно-параметрический базис, соответствующий оценке интегрального риска потребителя R . Он, в соответствии с рисунком 7.2, определяется:

- множеством нечётких мер реализации предпосылок опасности исхода c_i из множества C самых нежелательных исходов;
- множеством $Y[C, V(V_1, V_2)]$ ущербов, с учётом:
 - множества параметров опасных и вредных факторов (ОВФ), влияющих на ПОО и его РЗА – V_1 ,
 - множества параметров аварийных воздействий факторов окружающей среды (ФОС) на ПОО и (или) человека и ПОО и (или) человека на ФОС – V_2 ,
 - множества стоимостных S , временных t и режимных (P, W) ограничений.

Мера интегрального риска – числовая оценка (показатель, функционал), характеризующая последствия возникновения неблагоприятного события из-

за действия ФОС, ОВФ и (или) неудовлетворительного функционирования РЗА. При этом одной из наиболее распространённых мер риска является математическое ожидание возможного ущерба U . Проблема оценки показателей интегрального риска связана с необходимостью решения ряда задач:

1. Классификация возможных и вредных факторов, влияющих на потребителя и его СЭС на всех этапах жизненного цикла.
2. Полнота множественно-параметрического и лингвистического описания свойства «безопасность – опасность».
3. Оценка вероятностей наступления рассматриваемых событий в СЭС потребителя.
4. Получение хотя бы нечёткой, но по возможности полной информации о технико-экономических и других видах последствий нарушений нормального режима электроснабжения анализируемого объекта.

Технико-экономический риск, возникает при эксплуатации СЭС в условиях, отличающихся от регламента. Он связан как с возникновением «элементарных» событий (отказы элементов СЭС, частичное нарушение электроснабжения потребителя), так и с возникновением «основного» (полного нарушения электроснабжения и (или) прекращение процесса производства). В первом случае мера риска определяется затратами на восстановление отказавших элементов СЭС или на принятие мер по локализации влияния аварийных ситуаций в СЭС на отдельные участки производственного процесса. При возникновении «основного» события – аварийной ситуации в СЭС, связанной, например, с дефицитом мощности или отказом всех центров питания потребителя, помимо указанных потерь мера риска определяется рядом составляющих затрат на ликвидацию последствий и восстановление процесса производства. Для минимизации рисков можно рассмотреть варианты совместного функционирования СЭС и ПС с различными наборами организационно-технических мероприятий и технологических режимов с различной стоимостью и показателями рисков.

Принятие решений в условиях неопределённости и риска сводится к выбору «наилучшего вероятностного распределения» анализируемых показателей на множестве достижимых распределений. Формализация понятия наилучшего распределения достигается посредством задания отношения предпочтения на их множестве. Предпочтения на множестве распределений субъективны, поэтому в каждой конкретной задаче необходимо использовать предпочтения индивидуума, в интересах которого принимается данное решение. Точное описание даже одного предпочтения представляется достаточно сложной задачей, поэтому необходим инструментарий для приближённого описания предпочтений, например, в терминах макрохарактеристик отношения. Одной из них на множестве вероятностных распределений является индивидуальное отношение к риску, в частности, неприятие риска, которое неформально представляется как нежелание индивидуума заменять детерминированную сумму S на случайное количество со средним значением $\bar{S}$ или математическим ожиданием $M(S)$.

Мероприятия по минимизации рискованных ситуаций связаны с необходимостью формирования предложений, реализация которых позволит перейти к разработке рациональной системы управления рисками. Любое мероприятие – элемент подмножества, заданный каким-либо действительным числом или числом, поставить ему в соответствие. Сложность в том, что для СЭС подавляющее число мероприятий является по своим последствиям вероятностными, нечёткими или неопределёнными. Поэтому границы соотношений мероприятий, показанные для подмножеств мероприятий, подлежащих анализу, на диаграмме рисунка 7.3 также следует рассматривать как расплывчатые, нечёткие [126, 159].

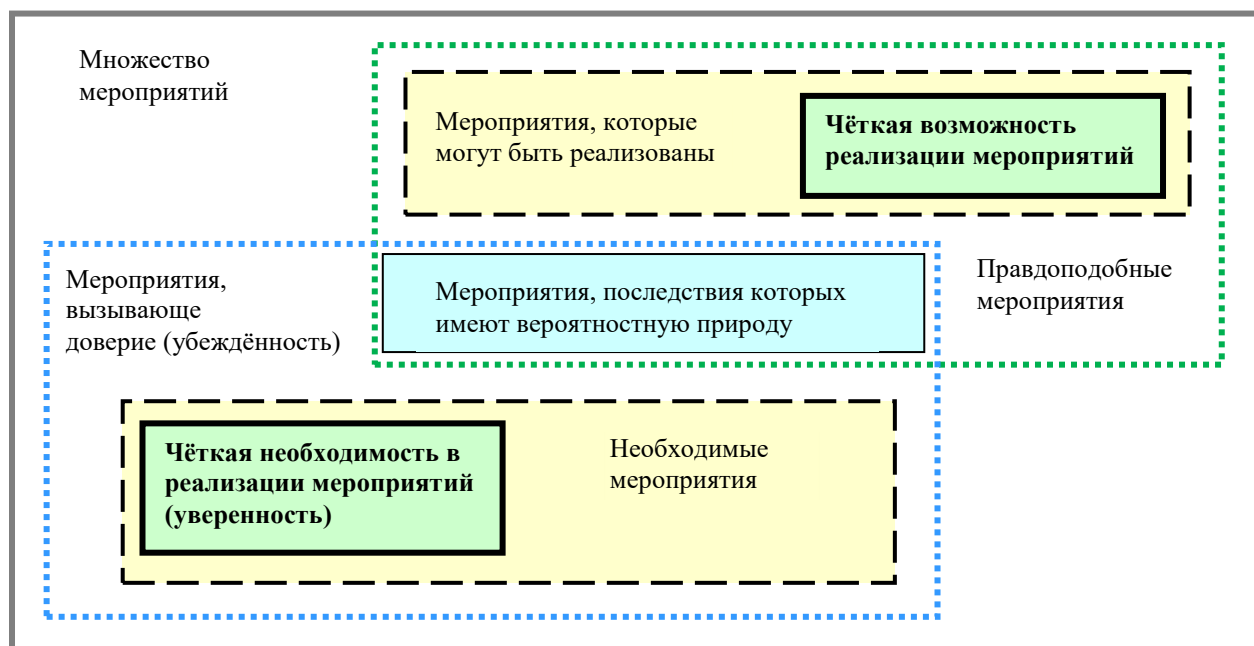


Рисунок 7.3 – Соотношения подмножеств мероприятий по минимизации рискованных ситуаций в СЭС

Основной задачей исследователя, проектировщика, руководителя службы эксплуатации СЭС, административно-управленческого персонала (менеджеров разных уровней) является работа по определению двух основных областей множества мероприятий управления рискованными ситуациями: «чёткой возможности» и «чёткой необходимости» реализации мероприятий, минимизирующих последствия рискованных ситуаций в СЭС. Только при этом обеспечивается рациональный для соответствующего этапа жизненного цикла СЭС уровень надёжности.

7.3 Управление рисками при обеспечении надёжности и безопасности электроснабжения

В изменившихся и усложнившихся условиях развития и функционирования СЭС на всех иерархических уровнях анализ принципиальных особенностей исследования рискованных ситуаций стал связан со следующими аспектами [208]:

- расширение области координации управления режимами во временном разрезе (проектирование систем управления; реализация диспетчерскими и автоматическими средствами) и в ситуационном плане (координация диспетчерского и автоматического противоаварийного управления (ПУ));
- расширение номенклатуры средств координированного управления режимами, как традиционных (системы управления возбуждением синхронных машин, РПН, ПА), так и новых (FACTS, SCADA, PMU, СНЭЭ);
- согласование коммерческих интересов субъектов рынка электроэнергии, мощности, системных услуг и необходимости обеспечения системной надёжности и живучести СЭС в существенно усложнившихся условиях их функционирования;
- использование математических методов теории управления, системных и информационных технологий для решения усложнившихся задач координированного управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами для обеспечения надёжности электроснабжения и безопасности потребителей.

Всё это требует проведения комплексных междисциплинарных фундаментальных исследований с целью решения проблем перехода к ИЭС ААС, включая рациональное управление режимами электропотребления.

При постановке и решении задач риск-менеджмента в СЭС возникают три основные задачи: минимизация вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций; стремление предотвратить или уменьшить их последствия; объединение в понятии «риск» вероятности и последствий.

Решение их производится при следующих исходных условиях.

1. Имеется одно или несколько приводящих к аварии объекта событий, последствия которых рассматриваются как тяжелые. Оценка их в натуральных и денежных показателях либо не очевидна, либо весьма трудоемка и не определяется простыми методами. В качестве риска здесь – вероятность

реализации рассматриваемого события. Все усилия направляются на снижение вероятности его возникновения или исключение.

2. Постулируется одно или несколько исходных событий, приводящих к определённым последствиям. Решается задача их минимизации. Показателем риска служит масштаб последствий при конкретно заданных событиях.

3. На рассматриваемом объекте происходят события, приводящие к определённым последствиям. Разные события происходят с разной вероятностью, и соответствующие им последствия отличаются по масштабу. Оценка риска здесь – произведение вероятности на последствие и суммирование таких произведений по всем учитываемым ситуациям.

К числу методов риск-менеджмента относятся:

1. Элиминация. Отказ от проекта, если риски его реализации велики и экономическая эффективность оказывается неприемлемо низка.

2. Уменьшение (устранение). Энергокомпания или потребитель могут инвестировать средства в устранение «узких мест» подведомственной им части СЭС, если это экономически обоснованно.

3. Принятие на себя. Часть потерь, вызванных нарушением электроснабжения, покрывается за счёт доходов пострадавшего или специально созданных резервов.

4. Передача. Возможно страхование рисков от нарушений электроснабжения.

Выбор конкретной комбинации способов управления рисками индивидуален и для потребителей, и для энергокомпаний. Время предъявления страхового случая (момент предъявления претензии страховщику, выплаты страхового возмещения, урегулирования претензии), моделируется пуассоновским процессом с интенсивностью λ . Если $N(t)$ – число страховых убытков, появившихся за период $[0, t]$, то эта величина имеет распределение Пуассона:

$$P[N(t) = k] = \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t} \quad (7.12)$$

с числовыми характеристиками математического ожидания и дисперсии

$$M[N(t)] = \lambda t, \quad D[N(t)] = \lambda t. \quad (7.13)$$

Суммарный убыток (ущерб) за период $[0, t]$ обозначим $\mathcal{Y}_t = \sum_{i=1}^{N(t)} \mathcal{Y}_i$ и предположим, что при постоянной интенсивности поступления страховых взносов c за период t сумма их составит $C = ct$. Тогда процесс риска разорения резервного фонда страховщика V_t имеет вид

$$V_t = V_0 + C - \mathcal{Y}_t \quad (7.14)$$

где V_0 – начальный резерв страхового фонда.

Ущерб появляется в случайные моменты времени $t_1, t_2, \dots, t_i$. В каждый из моментов t_i размер V_t уменьшается на величину $\mathcal{Y}_i$, а в промежутках $[t_i, t_{i+1}]$ линейно возрастает в соответствии с постоянной (в общем случае переменной) интенсивностью c поступления страховых взносов. Распределение времени между моментами двух выплат страховых возмещений для пуассоновского процесса – экспоненциальное, с параметром λ . Поэтому среднее время ожидания очередного страхового случая – $T_{\text{ср}} = 1/\lambda$. Вид траекторий представлен на рисунке 7.4.

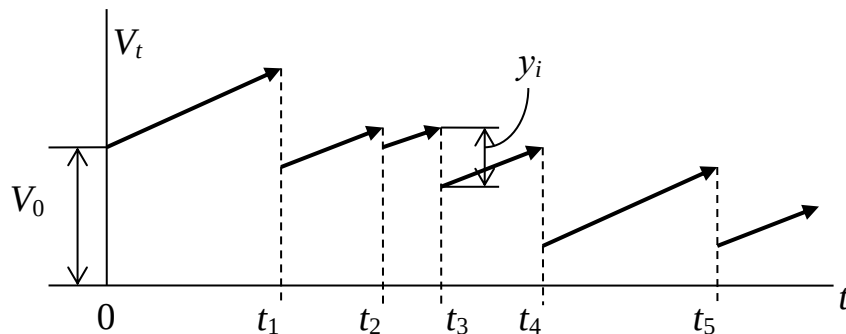


Рисунок 7.4 – Случайный процесс использования фонда страховщика

Рассмотрим один из подходов учёта различных требований потребителей к надёжности электроснабжения. Для модели распределительной сети, от которой получает питание анализируемый

потребитель, даётся оценка нормы прибыли, исследуются последствия управления электропотреблением и оцениваются возможные штрафы, выплачиваемые энергоснабжающей компанией этому потребителю при непреднамеренном изменении режимов его электропотребления.

Далее вводятся начальные условия, включаемые в договор на пользование электроэнергией в течение базового (расчетного) периода при фиксировании ожидаемого объёма недополученной электроэнергии. Если потребитель ограничивается в электропотреблении, ему выплачивается компенсация, удельная величина которой (руб./МВт·ч.) фиксирована договором базового периода. Размер штрафных санкций регулярно корректируется с учётом инфляционных процессов, ожидаемых изменений в технологии производства конечной продукции и ее номенклатуры. Средства, получаемые потребителем в результате наложения штрафных санкций на ЭСО идут на строительство новых и реконструкцию существующих распределительных сетей, увеличения эффективности их работы (перехода ее от радиальной сети к кольцевой), введение в эксплуатацию нового оборудования, что улучшает существующие показатели надёжности.

Начальными условиями первого шага решения задачи допускается, например, что количество нарушений электроснабжения потребителей может составлять до 10 при суммарной длительности простоев 10 часов за базовый период. Эффект увеличения надёжности моделируется как параметр, связанный с длительностью простоев потребителя. Предполагается, что система управления электропотреблением позволяет сокращать длительность нарушения нормального режима электроснабжения без срыва параметров технологического процесса. Средняя длительность возможных простоев потребителя изменяется в соответствии с инвестициями, направленными им на увеличение надёжности [117, 242]. Так, в этом примере, если потребитель не вкладывает средств в увеличение надёжности и не предпринимает мер по управлению режимом электропотребления, договорная длительность каждого отключения (ограничения) составляет 2 часа. При реализации системы

управления нагрузкой – 1 час. При вложении средств в надёжность системы его электроснабжения – 0,5 часа. Одновременное выполнение программ вложения инвестиций и управление нагрузкой сокращает договорную длительность нарушений электроснабжения до 0,1 часа. На основании анализа результатов моделирования потребителю может быть рекомендовано вкладывать средства в изменение топологии сети (увеличение надёжности) с целью минимизации или предотвращения потерь в результате воздействий со стороны ЭСО или те же средства вкладывать в новое технологическое оборудование процесса собственного производства для максимизации прибыли независимо (в допустимых пределах) от режимов электропотребления, устанавливаемых ЭСО.

Для усреднённого показателя надёжности существующей сети ЭСО устанавливает среднее предложение по его стоимости. При этом все потребители находятся в одинаковых условиях. Если потребитель желает получить более высокий (низкий) по отношению к среднему показатель, он может быть установлен ему при соответствующей оплате услуги. Эффективное ценообразование страхования надёжности основано на следующем принципе: потребители выбирают контракт, обеспечивающий нейтральный риск, предусматривающий возмещения, равные величине предоставляемой услуги. Для минимизации оплачиваемых простоев, приоритеты услуг ранжируются, поскольку для потребителей с высоким уровнем надёжности потребуется и самое большое возмещение ущерба (потерь). Следовательно, надёжность поставки есть возрастающая функция возмещения потерь потребителя. Кроме того, плата за надёжность связана готовностью ЭСО оплачивать недостаточную для потребителя надёжность.

Следует учитывать, что страхование обеспечивает только будущие изменения в уровне надёжности электроснабжения, а длительность контрактов предусматривается такой, чтобы они учитывали инерционность инвестиций, и не имелось преимуществ перед потребителями, выбирающими первоначально высокие показатели надёжности. Наиболее эффективная

страховая защита обеспечивается благодаря детальному учёту специфики рисков. При этом выделяются два типа объектов, в наибольшей степени подверженных рискам: генерирующие и сетевые комплексы. Естественно, что каждая производственная единица отличается спецификой потенциальных рисков и возможным ущербом. Например, причины повреждения трансформаторов и ЛЭП могут быть разными, а ущерб, связанный с их отказами – сопоставимый.

Принимая решение о страховании, менеджменту энергопредприятия требуется не только оценить параметры вероятных рисков, но и определить, какое именно оборудование нуждается в защите. Составление перечня подобных объектов в соответствии с данными бухгалтерской отчётности – длительный и трудоемкий процесс. Причём не исключено, что при непредвиденных событиях пострадает и объект, не внесенный в список.

Известно, что наиболее подвержены повреждениям электросетевые комплексы. Анализ рисков их отказов даёт возможность заключить, что наиболее распространенными причинами повреждения ЛЭП являются метеорологические явления: прохождение грозового фронта; сильный ветер; налипание мокрого снега. Большой ущерб связан с кражей проводов и сопутствующим ущербом, причины которого классифицируются в соответствии с уголовным кодексом как противоправные действия третьих лиц. Для трансформаторных подстанций наиболее характерные причины возникновения ущерба – пожар, дефекты вводов, перегрузка, повреждение обмоток и переключательных устройств. Генерирующие производственные комплексы, с точки зрения страхования, отличает концентрация рисков: на ограниченной территории расположено технологически и конструктивно связанное разнородное оборудование, что объясняет высокий уровень ущерба. Для генерирующих компаний наиболее существенными рисками являются: пожар, взрыв, поломка машин и оборудования, природные риски, терроризм.

Для страхователя на первый план выходит вопрос оперативного урегулирования ущерба и получения страхового возмещения в полном объёме.

Но полное покрытие ущербов требует длительного времени, так как страхователь сумеет указать точный размер подлежащего возмещению ущерба только после завершения восстановительных работ. Ущерб, наносимый при реализации страхового риска, складывается из затрат на восстановление поврежденного актива и упущенной выгоды в период простоя. В отношении крупных ущербов период такого урегулирования точно неопределим. С учётом того, что изготовление турбины, включая поставку, монтаж, пуск и наладку, занимает в среднем от 6 месяцев до 2 лет, у страховщика нет возможности оперативно выполнить свои обязательства. Поэтому в договоре страхования предусматривается условие урегулирования крупных ущербов путем предварительных выплат в соответствии с графиком финансирования ремонтно-восстановительных работ.

В настоящее время достаточно широко используется система *BI* (Business Interruption). В момент возникновения имущественного ущерба срабатывает так называемый *trigger BI*. Заканчивается *BI*, когда оборудование технически готово к продолжению застрахованной деятельности и предприятие энергетики достигает экономических показателей, существовавших непосредственно перед отказом. Максимальный период возмещения ущерба лимитируется предельно возможным сроком восстановления наиболее важного оборудования или системы в целом (6–24 месяца). Картина *BI* представлена на рисунке 7.5.

Рассмотрим один из подходов учёта требований потребителей к надёжности электроснабжения. Для модели распределительной электрической сети, от которой получает питание анализируемый потребитель, дается оценка нормы прибыли, исследуются последствия управления электропотреблением и оценивается величина возможных штрафов, выплачиваемых ЭСО потребителю при непреднамеренном изменении режимов его электропотребления, а, следовательно – снижении надёжности электроснабжения и срыве договорных условий. В первоначальном, упрощенном варианте расчётов штрафная функция за отключённую мощность

и недополученную электроэнергию может быть принята линейной. Далее вводятся условия, включаемые в договор с ЭСО на пользование электрической энергией в течение базового (расчетного) периода. При этом фиксируется ожидаемый общий объём недополученной в течение его электроэнергии.

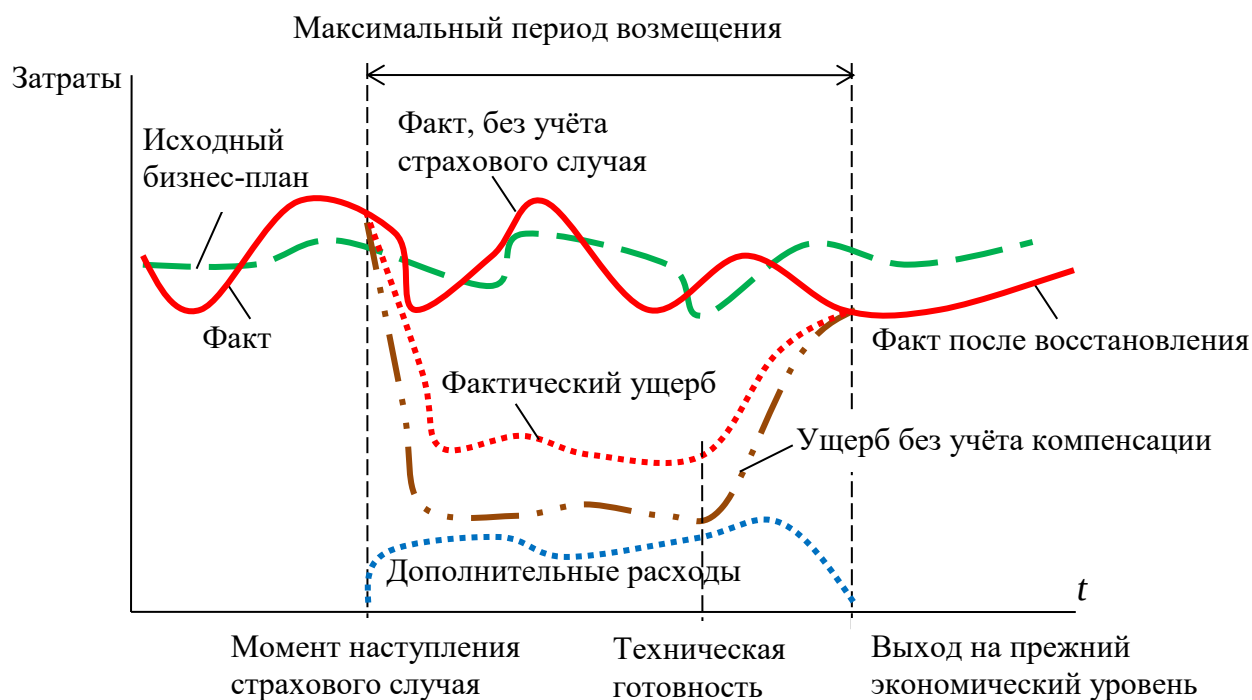


Рисунок 7.5 – Иллюстрация системы *BI* страхования рисков

Если потребитель ограничивается в электропотреблении ЭСО, ему выплачивается штраф, удельная величина которого (руб./МВт·ч.) также фиксирована договором базового периода. Размер штрафных санкций должен регулярно корректироваться с учётом инфляционных процессов, ожидаемых изменений в технологии производства конечной продукции и её номенклатуры. Средства, получаемые потребителем в результате наложения штрафных санкций на ЭСО идут на строительство новых и реконструкцию существующих распределительных сетей для увеличения эффективности их работы (перехода от радиальной сети к кольцевой), введение в эксплуатацию нового оборудования, что существенно увеличивает надёжность. Наиболее прогрессивным здесь представляется предложение по введению страховой

схемы с обратной связью для услуги «надёжность электроснабжения», которая для распределительных сетей ПС еще не предлагалась.

Под надёжностью здесь понимается электроснабжение потребителя с требуемыми ему параметрами электроснабжения технологического процесса основного производства в течение базового (расчётного) периода. Количественно она определяется числом отключений (ограничений) в течение базового периода и средней их длительностью. В то же время должна фиксироваться общая длительность простоев основных технологических объектов. При этом неважно, является ли нарушение электроснабжения следствием отключения питающих ЛЭП; их перегрузки; отключения части генерирующих мощностей, недопустимого по условиям технологического процесса потребителя; падения напряжения в сети.

Предусматривается и возможность страхования уровня надёжности электроснабжения, полностью или частично, возмещающее потребителям потери от недополученной в договорном объёме электроэнергии на основе договора страхования. При этом потребители платят страховой взнос, определяемый соответствующими страховыми случаями. Эти средства используются и для покрытия издержек на увеличение надёжности.

Страхование надёжности позволяет сформировать соответствующие услуги и определяет риск, который должен учитывать потребитель на момент заключения договора. При этом страхование рассматривается как форма дифференцирования услуги и (или) поставляемого продукта. Потребителям, желающим платить более высокую цену, даётся более высокий приоритет в получении услуги. То есть, они получают продукт с другими характеристиками качества. Страхование надёжности может быть использовано для разработки приоритетных схем восстановления питающей и распределительной сети, совершенствования планов эксплуатации, нормирования параметров для сокращения повышенного спроса. В каждом случае принимается конкретное решение, и назначаются приоритеты согласно потребительской оценке услуги. Для усредненного показателя надёжности

существующей сети ЭСО устанавливает среднее предложение по его стоимости. В большинстве случаев потребителям предлагается три варианта: 1) сохранить существующий уровень надёжности; 2) достичь уровня надёжности выше существующего; 3) сделать уровень надёжности ниже существующего. В таблице 7.1 приведен пример такого тарифного меню.

Таблица 7.1 – Пример тарифного меню с учётом надёжности электроснабжения потребителей

Уровень надёжности электроснабжения	Величина, %	Относительная стоимость 1МВт·ч	Страховой взнос, % от стоимости 1 МВт·ч
Высокий	99,95	5	0,5
Базовый	99,90	2	0,2
Низкий	99,80	1	0,1

Потребители выбирают наиболее подходящий договор страхования в зависимости от цены предоставляемой услуги и получают в случае нарушения условий договора возмещение потерь, соответствующее оценке ущерба от нарушения договорного режима электроснабжения.

В заключение рассмотрим условный пример страхования рисков нарушения энергоснабжения. Этот вид страхования предусматривает возмещение потерь при тех же условиях, которые применяются к недвижимости и личной собственности страхователя, а также компенсацию выпавшего дохода и дополнительных издержек в случае ущерба или разрушения собственности вследствие страхового случая. Как правило, полисы страхования от перерывов в работе включают временную франшизу (освобождение страховщика от возмещения части убытков, не превышающих установленного процента страховой оценки, либо возникших в течение определенного периода времени с момента возникновения страхового случая), обычно от 24 до 48 часов.

При определенных обстоятельствах (когда запрещён доступ страхователя к его или близлежащей собственности собственности из-за повреждения или катастрофы,) возможна выплата специальной дотации. Однако страхование не

предназначено для компенсации умышленных действий, в том числе при временном отключении какой-либо части ЭЭС системным оператором (СО) в ходе развития аварии. Можно оговорить возмещение ущерба от перерыва в работе коммунальных предприятий (любое изменение режима электропотребления или перерыв электроснабжения), если происшествие имело место в радиусе, например, 300 м от застрахованного владения. Полис страхования оборудования от поломки позволяет страхователю защититься от ущерба, вызванного коротким замыканием, скачком напряжения либо механическим разрушением, включая услуги технического освидетельствования, и компенсировать соответствующие потери.

Однако возмещение потерь, как правило, не распространяется на ситуации, связанные с нарушением энергоснабжения непосредственно из-за повреждения надземных ЛЭП, принадлежащих коммунальному предприятию. Снежный буран или ураган может причинить значительный ущерб передающей сети, вызывая длительное отключение услуг, но потери ЭСО компенсироваться не будут. Неспособность ЭСО или другого источника энергии обеспечить договор энергоснабжения из-за недостатка первичных энергоносителей также не возмещается. Следовательно, ущерб, понесенный в результате отключения электроэнергии, которое инициировано системным оператором, рекомендовавшим ЭСО обесточить часть своей сети во время веерного отключения, компенсироваться не будет.

Следует особо отметить, что отключение электроэнергии способно заставить её потребителя отказаться от некоторых действий, оговоренных в контрактах, если он не в состоянии отменить ранее запланированные события. Стандартная форма страхования общей ответственности в этом случае предусматривает возмещение только телесных повреждений или ущерба имуществу, за которые может нести ответственность страхователь, но не полного экономического ущерба.

7.4 Риски территориальных сетевых организаций

Интеллектуализация электрических сетей привела к появлению рисков, связанных с возможностью кибератак на компьютерные системы управления и контроля, используемые территориальными сетевыми организациями (ТСО). Применительно к ТСО выделяются следующие основные виды рисков [42, 149]: 1) хозяйственные; 2) организационные; 3) экономические; 4) внешние. Риск при этом рассматривается как вероятностная мера, в результате которой может возникнуть появление дополнительных потерь электроэнергии, оплачиваемых за счёт ТСО.

Среди хозяйственных рисков ТСО наиболее характерными являются риски, связанные с недобросовестной деятельностью потребителей электроэнергии, а именно намеренное искажение показателей потребления и незаконное подключение к сетям ТСО, сопровождаемое бездоговорным и (или) безучётным потреблением. Наличие таких рисков приводит к увеличению коммерческих потерь, что отрицательно отражается на результатах финансовой деятельности и вызывает дополнительные некомпенсируемые затраты ТСО.

Для минимизации хозяйственных рисков наиболее эффективны: 1) легитимизация бесхозных потребителей и оснащение их соответствующими приборами коммерческого учёта точек присоединения к сетям ТСО; 2) отключение потребителей от поставки электроэнергии за неоплату стоимости сетевых услуг; 3) выявление хищений электроэнергии в результате проведения рейдов.

Основным экономическим риском ТСО любого уровня является риск неплатежей за оказанные услуги. На основе модели «котел сверху-вниз» [40–42] появляются сложности с распределением тарифных поступлений между субъектами рынка, поскольку вышестоящие ТСО будут удовлетворять, в первую очередь, свои потребности теми средствами, которые удастся в

установленный срок получить от потребителя. А ТСО более низкого иерархического уровня будут ожидать, пока клиент не погасит задолженность, что в ряде случаев приводит к отказу ТСО от участия в «котле» и последующему банкротству. При этом возрастает риск возникновения бесхозных сетей и, соответственно, снижается надёжность и безопасность электроснабжения потребителей.

В случае использования модели «котел снизу-вверх» возникает риск непоступления полученных от потребителя средств в установленные сроки держателю котла, что порождает увеличение рисков выполнения обязательств перед Федеральной сетевой компанией (ФСК). Таким образом, может возникнуть опасность нарушения параметров нормального режима и структуры работы ЕЭС России. Кроме того, существуют экономические риски, связанные с работой сетей ТСО в неоптимизированном режиме по потерям в соответствии с выполнением требований системного оператора.

Для минимизации экономических рисков необходимы: 1) разработка, введение и использование механизмов обеспечения финансовых гарантий оплаты электроэнергии потребителями; 2) контроль со стороны государства за деятельностью региональных диспетчерских управлений.

Анализируя организационно-экономические риски ТСО, особое внимание следует уделить недостаточному покрытию затрат на осуществление деятельности по передаче электроэнергии. Одна из причин появления риска связана с возможностью использования различных методов расчёта нагрузочных потерь. Все используемые на практике методы расчёта потерь установлены Инструкцией [287] и разделяются в зависимости от класса напряжения сети.

Так, в современных условиях при расчёте потерь в сетях напряжением выше 1 кВ, для любой ТСО не составляет проблемы собрать необходимый объём исходной схемотехнической информации для расчёта потерь каким-либо одним из пяти установленных [287] алгоритмов. Иная картина возникает для сетей напряжением ниже 1 кВ. Расчёт потерь электроэнергии в них

является одним из наиболее трудоемких. Поэтому возникает риск некомпенсации потерь в сетях низшего напряжения в виду сложности, а иногда и невозможности сбора исходной информации для проведения расчётов. Такая ситуация в последствии приводит к банкротству ТСО и появлению бесхозных сетей.

Еще один возможный организационно-экономический риск – недостаточность величины прибыли ТСО, закладываемой в тариф для развития сетей. Для борьбы с этим видом рисков рекомендуются следующие мероприятия:

- 1) разработка и утверждение федеральными органами государственного регулирования единой методики установления платы за услуги по передаче электрической энергии, включающей жесткие требования по оборудованию сетей современными системами учёта и измерения параметров режима;
- 2) совершенствование существующих и разработка новых подходов к расчёту нормативов потерь электроэнергии;
- 3) совершенствование программного обеспечения расчётов потерь;
- 4) обеспечение защиты информации в целях минимизации рисков несанкционированного доступа.

Среди внешних рисков выделяется уменьшение или потеря клиентской базы в результате сооружения или ввода в эксплуатацию альтернативной сети другой ТСО, а также нарушение целостности сетей из-за сооружения участков сети, принадлежащих другой компании, внутри сетей ТСО. С целью сохранения клиентской базы ТСО должны надёжно обеспечивать прописанные в договоре услуги по передаче электроэнергии условия обслуживания потребителей. Для минимизации внешних рисков наиболее эффективны: 1) государственный контроль над деятельностью сетевых организаций; 2) квалификационная сертификация ТСО.

Всё возрастающий рост количества электрооборудования, подошедшего к пределу или выработавшего свой ресурс, а также и отсутствие в целом ряде

случаев его своевременного восстановления или замены вводит энергетику в зону повышенного риска сбоев, технологических отказов и аварий. Эта категория рисков относится не только к основному оборудованию ЭЭС (СЭС), но и к системам автоматического контроля и управления, РЗ и ПА. При этом необходимо иметь в виду, что износ оборудования происходит на фоне ожидаемого роста энергопотребления, что в перспективе может привести к нарастанию объёмов оборудования, выработавшего свой ресурс.

С учётом перечисленных факторов, финансовую устойчивость и минимизацию рисков ТСО обеспечит так называемый «эффект масштаба». После слияния ТСО низших иерархических уровней появится возможность расширить спектр источников финансирования долговых обязательств компании, а значительному снижению затрат будет способствовать централизация управленческих функций и закупочной деятельности, а также оптимизация кадрового потенциала.

7.5 Методика элементарной оценки технологического риска

Поскольку риск – многомерный вектор с количественными и качественными компонентами, основными доминирующими показателями его являются вероятность события и его последствия. Работоспособность технических систем, в том числе элементов и систем электроэнергетики (генераторов, трансформаторов, ЛЭП, двигателей, электротехнологических установок и др.), характеризуется рядом показателей надёжности. Расчёт их сводится к сопоставлению расчётных параметров с их предельными (допустимыми) по условиям эксплуатации величинами, такими как: вероятность отказа, ВБР, ресурс, предельная нагрузка, устойчивость и др. Их выбирают по нормативным или справочным данным, устанавливают на основе ретроспективной информации.

Работоспособность системы обеспечивается, если расчетный параметр X не превышает своего предельного значения X^* :

$$X \leq X^*/n \quad (7.15)$$

где n – коэффициент безопасности, задаваемый из условий работоспособности.

Величины X и X^* часто рассматриваются как детерминированные, хотя на самом деле они случайные. При этом мерой работоспособности P , и, соответственно, неработоспособности $Q = 1 - P$, становятся вероятности выполнения условий:

$$P = p\left(X \leq \frac{X^*}{n}\right); \quad Q = 1 - P = p\left(X > \frac{X^*}{n}\right). \quad (7.16)$$

Переход СЭС (или любого её элемента) в состояние неработоспособности приводит к ущербу или даже полной потере работоспособности.

Пусть c – максимально возможный ущерб при превышении расчётным показателем X величины X^*/n . Значение фактических потерь представляет собой величину, которая может принимать два значения: 0 или 1 с вероятностями P и Q . Тогда средние потери или средний риск R СЭС (или элемента СЭС): $R = cQ$. В предположении о нормальном законе распределения случайных величин X и X^* с параметрами математического ожидания и среднеквадратического отклонения m, σ и m^*, σ^* соответственно, величина Q определяется как:

$$Q = 0,5 + \Phi_0\left(\frac{m - \frac{m^*}{n}}{\sqrt{\sigma^2 + \frac{\sigma^{*2}}{n^2}}}\right); \quad \Phi_0 = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx, \quad (7.17)$$

где Φ_0 табулированная функция Лапласа [26, 150].

Если расчетный параметр X и его предельное значение X^* зависят от времени t , то вероятность неблагоприятного события (средний риск) также являются функциями времени:

$$Q(t) = p\left(X(t) > \frac{X^*(t)}{n}\right); \quad R(t) = cQ(t). \quad (7.18)$$

Таким образом, средний риск СЭС – произведение потерь при наступлении неблагоприятного события на вероятность этого события.

Реальное множество возможных состояний любой системы энергетики $E = \{S_j\}$, $j = 1, 2, \dots, m$ можно разбить на два непересекающихся подмножества $E = E_+ \cup E_-$, где E_+ – множество благоприятных и E_- – неблагоприятных состояний. Обозначим: $p_j(t)$ – вероятность пребывания системы в состоянии S_j . В соответствии с постановкой задачи оценки риска допустим, что возможны переходы только из E_+ в E_- . Переход из E_+ в $S_j \in E_-$ сопровождается потерями (ущербом) c_j .

Предположим, что процесс функционирования СЭС состоит из случайных времён пребывания её в некоторых состояниях и мгновенных переходов из одного состояния в другое. Случайное время пребывания в состоянии i характеризуется вероятностью $p_i(t)$, а переход из состояния i в состояние j – параметром перехода $\omega_{i,j}(t)$, который при фиксированном времени t – случайная величина, принимающая целочисленные значения.

Между вероятностями пребывания СЭС в различных состояниях и средним числом переходов $M_{i,j}(t)$ между состояниями существует зависимость:

$$p_j(t) = \sum_{S_i \rightarrow S_j} M_{i,j}(t) - \sum_{S_j \rightarrow S_i} M_{j,i}(t), \quad (7.19)$$

где $M_{i,j}(t) = \omega_{i,j}(t)$, $M_{j,i}(t) = \omega_{i,j}(t)$.

Следовательно, вероятность $p_j(t)$ состояния S_j системы равна общему числу переходов $M_{i,j}(t)$ из всех состояний S_i в данное состояние S_j за исключением общего числа переходов из данного состояния S_j во все другие S_i . Если система работает до первого попадания в неблагоприятное состояние,

то, попав в любое из неблагоприятных состояний S_j , она навсегда в нём остается (поглощающее состояние). Вероятность этого состояния

$$p_j(t) = \sum_{S_i \rightarrow S_j} M_{i,j}(t) = \sum_{S_i \in E_+} M_{i,j}(t). \quad (7.20)$$

Здесь суммирование производится по всем благоприятным состояниям $S_i = E_+$, из которых имеется непосредственный переход в состояние $S_j = E_-$.

В результате проведенных рассуждений, очевидно, что выражение для вычисления технологического риска принимает вид:

$$R(t) = \sum_{S_j \in E_-} c_j \sum_{S_i \in E_+} M_{i,j}(t). \quad (7.21)$$

Таким образом, средний риск системы равен сумме произведений потерь от перехода в каждое неблагоприятное состояние, умноженных на общее среднее число переходов в него. В ряде случаев, попав в какое-либо из неблагоприятных состояний S_j , СЭС может перейти в другие, более тяжёлые неблагоприятные состояния, оставаясь в E_- и не переходя, по условиям, оговоренным выше, в множество E_+ . Такая ситуация характерна для каскадного развития аварий в ЭЭС. Величина риска при таких условиях определяется как

$$R(t) = \sum_{S_j \in E_-} c_j \sum_{S_i \in E_+} M_{i,j}(t) + \sum_{S_k \in E_-} \sum_{S_j \in E_-} (c_j - c_k) M_{k,j}(t). \quad (7.22)$$

Второе слагаемое в этом выражении обусловлено переходными процессами в множестве неблагоприятных состояний E_- . Оно обращается в нуль, если ущерб (потери) для каждого неблагоприятного состояния одинаковы: $c_j = c_k$ для любых $S_k, S_j \in E_-$. При допущении экспоненциального распределения времени до перехода СЭС, состоящей из m элементов в неблагоприятное состояние, величина риска определяется как

$$R(t) = \sum_{i=1}^m \omega_i c_i \frac{1 - e^{-\omega_c t}}{\omega_c}; \quad \omega_c = \sum_{i=1}^m \omega_i, \quad (7.23)$$

где ω_c – частота перехода СЭС в неблагоприятное состояние.

Одна из особенностей рынка электроэнергии состоит в изменяющейся в течение суток цене, что создает дополнительные стимулы рассмотрения риск-менеджмента как одного из основных звеньев в функционировании субъекта рыночных отношений. В условиях полного информационного обеспечения предположим, что имеются несколько вариантов n инвестирования различных энергосберегающих мероприятий при известных вероятностях p_i получения прибыли Π_i в каждом варианте. Тогда ожидаемое получение средней прибыли $\overline{\Pi}_i$ для каждого из вариантов от вложения капитала K_i будет равно

$$\overline{\Pi}_i = \Pi_i p_i. \quad (7.24)$$

Вероятность наступления события может быть определена объективным или субъективным методом. Объективный – основан на вычислении вероятности, с которой происходит данное событие

$$p_i^* \approx p_i = \frac{m}{N}, \quad (7.25)$$

где m – количество зафиксированных случаев наступления желаемого события; N – общее количество случаев (измерений); при $N \rightarrow \infty$ частота события p_i^* , стремится к своей вероятности p_i .

Субъективный – основан на использовании субъективных критериев, которые основываются на различных предположениях экспертов и (или) лиц, принимающих решение (ЛПР). К ним могут относиться суждение оценивающего, его личный опыт, оценка эксперта, мнение консультанта и т.п. Естественно, что при таком подходе разные ЛПР могут устанавливать разное значение p_i^* для одного и того же события и, таким образом, делать различный выбор.

О риске можно говорить тогда, когда существует возможность отклонения между априорным и апостериорным (плановым и фактическим) результатами. Это отклонение случайно и может принимать как положительные, так и отрицательные значения. Реализация отрицательного значения соответствует неблагоприятному исходу. Опасность

неблагоприятного исхода на одно ожидаемое явление и есть риск определенных потерь.

Субъект рыночных отношений принимает на себя риск, связанный с неопределённостью режимной (хозяйственной) ситуации, условий политической и экономической обстановки, режимов и параметров технологического процесса производства и системы его электроснабжения, перспектив изменения этих условий. Неопределённость даже конкретной ситуации определяется отсутствием полной или частичной информации, случайностью, противодействием внешних и внутренних факторов.

Поэтому в реальных условиях риск вложения капитала K_i может характеризоваться оценкой разности максимального $\Pi_{i \max}$ и минимального $\Pi_{i \min}$ дохода (ущерба $\mathcal{Y}_{i \max} \mathcal{Y}_{i \min}$) от данного вложения капитала. Чем больше диапазон между этими значениями $\Delta \Pi = \Pi_{i \max} - \Pi_{i \min}$ или $\Delta \mathcal{Y} = \mathcal{Y}_{i \max} - \mathcal{Y}_{i \min}$ при равной вероятности их получения, тем выше степень риска, то есть вероятность наступления случая потерь и возможного ущерба от него.

Более полно степень риска, характеризуется математическим ожиданием анализируемой случайной величины $M[X]$, которое представляет обобщенную количественную характеристику, но не позволяет принять решение в пользу какого-либо варианта вложения капитала и изменчивостью (рассеянием) возможного результата (дисперсией $D[X]$, среднеквадратическим отклонением $\sigma_x = \sqrt{D[X]}$), определяющим точность прогноза. Имея такую информацию и предполагая нормальное распределение исследуемых случайных величин, можно воспользоваться известным из экономики принципом Г. Марковица: из двух вариантов A и B наиболее предпочтительным считается вариант A , если:

$$\begin{aligned} M[A] &> M[B] \text{ и } D[A] < D[B]; \\ M[A] &= M[B] \text{ и } D[A] < D[B] \text{ (непринятие риска);} \\ M[A] &> M[B] \text{ и } D[A] = D[B]. \end{aligned} \quad (7.26)$$

Однако в реальных условиях принятие решений на основе этого принципа не всегда возможно.

Отсутствие полной информации о хозяйственной ситуации и перспектив её изменения заставляет искать возможность приобрести недостающую дополнительную информацию, а при отсутствии такой возможности начать действовать наугад, опираясь на свой опыт и интуицию. В этих условиях для решения поставленных задач наиболее подходит математический аппарат теории игр [44], который позволяет формализовать процесс принятия решений, улучшить понимание предпринимателем или менеджером внешней и внутренней обстановки и свести к минимуму степень риска в конкретной ситуации.

В приложении Е представлены акты практической реализации и внедрения разработок.

Выводы по главе 7

1. Результаты большинства теоретических исследований, связанных с принятием решений в условиях риска и практическая реализация их в конкретных методиках относится в основном к задачам, инвестиций, страхования, оценки экономической или экологической безопасности хозяйствующих субъектов. Из-за особенностей электроэнергетики они не могут быть использованы напрямую.

2. Необоснованные риски оказывают отрицательное влияние на деятельность субъектов рынка, что ведёт, к её убыточности. Риск потерь (ущерба) связан с рыночными силами внешней среды, воздействующими на СЭС. Источники его – кардинальные изменения покупательских предпочтений; изменения в деловой стратегии конкурентов; слияния; поглощения; возникновение стратегических отраслевых альянсов;

усовершенствование технологии; реконструкция и (или) ввод мощностей; влияние производителей или потребителей; изменения в государственном законодательстве или региональных законах об электроэнергетике.

3. Принятие решений в условиях неопределённости и риска сводится к выбору наилучшего в некотором смысле вероятностного распределения анализируемых показателей на множестве достижимых распределений. Основная задача – определение основных областей множества мероприятий управления рисковыми ситуациями: «чёткой возможности» и «чёткой необходимости» реализации мероприятий, минимизирующих последствия рискованных ситуаций в СЭС.

4. Страхование надёжности позволяет сформировать соответствующие услуги и определяет риск, который должен учитывать потребитель на момент заключения договора. Страхование – форма дифференцирования услуги и (или) поставляемого продукта.

5. Одна из особенностей рынка электроэнергии состоит в изменяющейся в течение суток цене, что создает дополнительные стимулы рассмотрения риск-менеджмента как одного из основных звеньев в функционировании субъекта рыночных отношений.

6. Таким образом, применение ЛПР принципа максимина приводит к гарантированному результату (исходу) $f(x^*, y)$, который при реализации любой неопределённости $y \in Y$ не может стать меньше гарантированного значения f^* – наибольшего (максимального) из всех возможных гарантий $f[x]$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выводы и результаты

Проведенная работа показала, что современный этап развития электроэнергетики России характеризуется нерешёнными проблемами в области формирования рыночной структуры, схемы управления ею, методического, нормативного и правового обеспечения функционирования рыночного пространства, организации финансовой деятельности, повышения инвестиционной привлекательности, регулирования и контроля, обеспечения надёжности и качества электроснабжения ПС, энергосбережения. Результаты проведенных исследований позволяют сформулировать следующие выводы:

1. Методика представления современных систем электроснабжения, разработанная на основе теоретико-множественного представления сложности больших технических систем (БТС) к современным СЭС, позволила достоверно описывать СЭС как сложные динамические системы, развивающиеся во времени и пространстве, обладающие свойствами, отсутствующими у элементов и связей, их образующих. Данный подход позволил повысить точность описания СЭС за счет учета множества самых нежелательных исходов внезапного, планового, полного, частичного нарушения (ограничения) электроснабжения исследуемого объекта (отключённой мощности, недополученной электроэнергии), стоимостных (ущерб) и временных t ограничений, а также обобщённых представлениях о сложности СЭС и её основных характеристиках.

2. Общие принципы построения разработанной системы обеспечения надёжности могут быть положены в основу стандарта по обеспечению как требуемых, так и нормативных показателей надёжности СЭС потребителей с возможностью организации, координации действий и

мероприятий по анализу и контролю показателей надёжности электроснабжения, что уже сегодня позволит обеспечить эффективное вложение средств в электрохозяйство предприятий, организаций и фирм, что в перспективе приведёт к снижению суммарных затрат, так например ущерб от недополученной электроэнергии может составлять от 400 руб/кВт·ч. При этом применение введенных показателей надёжности (гибкость, внутренняя безопасность, живучесть, управляемость, устойчивоспособность, экономичность и т. д.) позволяет повысить эффективность производства продукции АПК, в зависимости от характера деятельности и условий электроснабжения.

3. Оценка надёжности в экстремальных внешних и внутренних ситуациях, возникающих в СЭС, производимая с помощью предлагаемой методики, позволяет учитывать факторы, обусловленные развитием и эксплуатацией систем РГ и свидетельствующие об усложнении всех операций управления, что приводит к учету требований потребителей, под которыми понимаются комплекс средств предприятия, направленных на оценку и обеспечение её необходимого уровня и рационально используемых ресурсов всех видов (энергетических, технических, трудовых, информационно-методических) и повышению надёжности электроснабжения, так например – удельный расход электроэнергии, при производстве мясо-костной муки, снижается с 0,4 до 0,38 кВт·ч/кг, а затраты на электроэнергию на 6,6 %.

4. Предложенная методика оценки надёжности и эффективности структурных схем систем распределенной генерации учитывает обоснование внедрения РГ и режимов её работы с учётом технологических особенностей потребителя и требований по надёжности электроснабжения как в изолированном режиме работы РГ, так и с централизованным электроснабжением. При этом учитываются не только требования потребителя и параметры задействованного в технологических процессах оборудования, но и влияние, оказываемое установками РГ на централизованную ЭЭС. Результаты расчетов позволяют определить

рациональный состав оборудования РГ, что приводит к снижению потерь предприятиями АПК и ведет к обеспечению требуемых показателей надежности ЭЭС за счет координации оперативно-диспетчерского управления и учета интересов всех владельцев ГУ, входящих в состав систем РГ и ЭЭС.

5. Проведённый анализ возможностей потребителя при решении задач управления электропотреблением показал, что при внезапных и преднамеренных воздействиях ЭЭС на режим электроснабжения наименьшие потери несёт тот, у кого есть возможности использования ситуационного моделирования технологического процесса в режиме реального времени, применения и реализации алгоритмов оптимального поведения в соответствующей ситуации. Предложенная методика прогнозирования технического состояния ПС позволяет обеспечить гарантированную надежность выполнения плановых и договорных показателей их функционирования, а рациональный выбор режима работы их технологических установок дает рациональное решение задач управления электропотреблением и энергосбережения, а именно – расход электроэнергии образовательными учреждениями Нижегородской области сократился на 25 % от суммарного потребления (на 7 050 тыс.кВт·ч/год).

6. Разработанные и обоснованные методы формализованного представления комплексов производственных систем, экономико-математических моделей анализа последствий нарушений функционирования потребителей при отказах в СЭС и при управлении электропотреблением показали, что возможности эффективного управления определяются: соотношением количества и (или) мощности АЭ и ЗЭ потребителей, используемых для управления электропотреблением; количеством элементов, ответственных за сбор и обработку исходной информации; связями между элементами производственной системы и элементами систем контроля и управления. Проведенные исследования показали, что реальные возможности снижения нагрузки потребителей, при условии сохранения выпуска продукции на запланированном (договорном) уровне, часто перекрывают

потребности ЭЭС в снижении мощности при отказах основного оборудования, а также позволяют сохранить удельный расход электроэнергии в интервале от 0,1 до 1,1 кВт·ч/кг выпускаемой продукции.

7. Выявленные зоны и режимы электропотребления обобщённого потребителя в условиях внезапных и преднамеренных нарушений электроснабжения показали последствия, которые могут выходить за рамки договорных условий, что может привести к потерям, либо порче существенной части продукции АПК. При отсутствии или малом объёме статистической информации о последствиях нарушений нормального режима электроснабжения необходимо наряду с экспертными методами использовать уточняющие процедуры, основанные на использовании байесовского подхода, что позволяет существенно снизить возможные потери. Кроме того, обстоятельства могут оказаться чрезвычайно неблагоприятными, а защитой могут быть только механизмы страхования.

Рекомендации

Для производителей АПК продукции

Учитывать, что системы активного электропотребления обладают структурной, нагрузочной, временной, информационной избыточностью, за счёт чего уменьшается (ликвидируется) недовыпуск продукции из-за нарушения режима их работы и не допускается разрыв внешних связей с поставщиками и потребителями продукции предприятий, участвующих в управлении нагрузкой.

Учитывать возможности потребителя при решении задач управления электропотреблением при внезапных и преднамеренных воздействиях ЭЭС на режим электроснабжения. При этом наименьшие потери несёт тот, у кого есть возможности использования ситуационного моделирования технологического

процесса в режиме реального времени, применения и реализации алгоритмов оптимального поведения в соответствующей ситуации.

Для электроснабжающих организаций

Использовать разработанные методические рекомендации по применению эвристических методов получения информации решения задач оценки последствий нарушений электроснабжения и управления электропотреблением в условиях недостатка и неопределённости первичной информации.

Применять предложенную методику прогнозирования технического состояния ПС, что позволит обеспечить гарантированную надежность выполнения плановых и договорных показателей их функционирования, а рациональный выбор режима работы технологических установок дает рациональное решение задач управления электропотреблением и энергосбережением.

При отсутствии или малом объёме статистической информации о последствиях нарушений нормального режима электроснабжения наряду с экспертными методами использовать уточняющие процедуры, основанные на использовании байесовского подхода, что позволяет формально описать процесс учёта новой информации при уточнении вероятностных оценок надёжности электроснабжения потребителей, а наличие даже небольшого количества дополнительной информации о поведении исследуемой системы может существенно повлиять на уточнение прогнозных показателей, необходимых для оценки последствий возмущений как со стороны ЭЭС, так и при отказах внутри СЭС потребителя.

Направления дальнейших исследований

Разработка и формирование нормативно-правовой базы для разработки стандарта по обеспечению как требуемых, так и нормативных показателей надёжности СЭС потребителей с возможностью организации, координации действий и мероприятий по анализу и контролю показателей надёжности электроснабжения, что уже сегодня позволит обеспечить эффективное вложение средств в электрохозяйство предприятий, организаций и фирм, что в перспективе приведёт к снижению суммарных затрат.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю. Н. Руденко и В. А. Семенова. – М. : Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с.
2. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С. А. Совалова. – М. : Энергия, 1979. – 432 с.
3. Александровская, Л. Н., Современные методы обеспечения безотказности сложных технических систем / Л. Н. Александровская, А. П. Афанасьев, А. А. Лисов. – М. : Логос, 2003. – 208 с.
4. Анищенко, В. А. Надежность систем электроснабжения / В. А. Анищенко. – Минск : УП «Технопринт», 2001. – 160 с.
5. Аполонский, С. М. Надёжность и эффективность электрических аппаратов / С. М. Аполонский, Ю. В. Куклев. – СПб. : Издательство «Лань», 2011. – 448 с.
6. Афонин, Н. С. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / Н. С. Афонин, – М. : Госэнергоиздат, 1958. – 296 с.
7. Бакулин, В. М. Управление обеспечением стойкости сложных технических систем / В. М. Бакулин, С. Ю. Малков, В. В. Гончаров, В. И. Ковалёв. – М. : ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 304 с.
8. Балашов, О. В. Информационная безопасность в интеллектуальных электроэнергетических сетях / О. В. Балашов // Энергоэксперт. – 2016. – №1. – С. 77–79.
9. Барлоу, Р. Статистическая теория надёжности и испытания на безотказность / Р. Барлоу, Ф. Прошан. – М. : Наука, 1984. – 328 с.
10. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность: проблемы функционирования и развития электроэнергетики. – М. : МГФ «Знание», 2001. – 480 с.

11. Белоус, А. И. Основы кибербезопасности. Стандарты, концепции, методы и средства обеспечения / А. И. Белоус, В. А. Солодуха – М. : Техносфера, 2021. – 482 с.
12. Беляев, Л. С. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л. С. Беляев, С. В. Подковальников, В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова. – Новосибирск : Наука, 2008. – 239 с.
13. Березюк, И. Т. Живучесть микропроцессорных систем управления / И. Т. Березюк, А. Я. Гапунин, Н. И. Подлесный. – К. : Техника, 1988. – 143 с.
14. Бешелев, С. Д. Математико-статистические методы экспертных оценок / С. Д. Бешелев, Ф. Г. Гурвич. – М. : Статистика, 1980. – 263 с.
15. Биллinton, Р. Оценка надёжности электроэнергетических систем / Р. Биллinton, Р. Алан. – М. : Энергоатомиздат. 1988. – 288 с.
16. Бурков, В. Н. Как управлять проектами / В. Н. Бурков, Д. А. Новиков. – М. : СИНТЕГ-ГЕО, 1997. – 188 с.
17. Бусленко, Н. П. Лекции по теории сложных систем / Н. П. Бусленко, В. В. Калашников, И. Н. Коваленко. – М. : изд-во «Советское радио», 1973. – 440 с.
18. Бутыркин, А. Я. Естественные монополии: теория и проблемы регулирования / А. Я. Бутыркин. – М. : Новый век, 2003 г. – 152 с.
19. Бухгольц, Б. М. Smart Grids – основы технологии энергосистем будущего / Б. М. Бухгольц, З. Ф. Стычински. – М. : Издательский дом МЭИ, 2017. – 461 с.
20. Васильев, А. П. Методы и средства управления надёжностью и безопасностью электрических сетей и установок электроэнергетических систем / А. П. Васильев. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2014. – 454 с.
21. Васильев, А. П. Модели и механизмы энергетического рынка / А. П. Васильев, Ю. Б. Гук. – СПб. : ПЭИ ПК, 2000. – 48 с.
22. Васильев, А. П. Проблемы организации рынка услуг по производству, передаче и распределению электрической энергии / А. П. Васильев, Ю. Б. Гук. – СПб. : ГУ Ленгосэнергонадзор, 1999. – 216 с.

23. Васильев, А. П. Надёжность электроэнергетических установок и систем. Теория и практика / А. П. Васильев, Ю. Б. Гук, В. В. Карпов – СПб. : ГУ Ленгосэнергонадзор, 2000. – 413 с.
24. Васильев, И. Е. Надёжность электроснабжения: учеб. пособие / И. Е. Васильев. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 174 с.
25. Веников, В. А. Кибернетические модели электрических систем / В. А. Веников, О. А. Суханов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 327 с.
26. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей / Е. С. Вентцель – М. : Кнорус, 2010. – 664с.
27. Виноградов, А. В. Повышение надёжности электроснабжения сельских потребителей посредством секционирования и резервирования линий электропередачи 0,38 кВ / А. В. Виноградов, А. В. Виноградова. – Орел: Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина, 2016. – 224 с. – ISBN 978-5-93382-289-9. – EDN XRALNZ.
28. Виноградов, А. В. Разработка принципов управления конфигурацией сельских электрических сетей и технических средств их реализации: специальность 05.20.02 "Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве": диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Виноградов Александр Владимирович, 2021. – 527 с. – EDN AUUIOC.
29. Владимирова, Е. П. Анализ статистических данных для построения зависимостей «частота – последствия» и «частота – ущерб» / Е. П. Владимирова, М. М. Каленникова, В. В. Лесных //Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 49. ИСЭМ СО РАН. Иркутск, 1998. – С. 375 – 386 с.
30. Волик, Б. Г. О концепциях техногенной безопасности / Б. Г. Волик // Автоматика и телемеханика. – 1998. – № 2. – С. 165–170.
31. Волин, Ю. М. Анализ гибкости сложных технических систем в условиях неопределенности / Ю. М. Волин, Г. М. Островский // Автоматика и телемеханика. – 2002. – № 7. – С. 92–106.

32. Волков, Л. И. Безопасность и надёжность систем / Л. И. Волков – М.: Изд-во СИП РИА, 2003. – 268 с.
33. Волкова, В. Н. Теория систем: учебник для студентов вузов / В. Н. Волкова, А. А. Денисов – М. : Высшая школа, 2006. – 511 с.
34. Волкова, И. О. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации / И. О. Волкова, М. В. Губко, Е. А. Сальникова // Проблемы управления. – № 6. – 2013. – С. 53–61.
35. Воропай, Н. И. Надёжность систем электроснабжения / Н. И. Воропай – Новосибирск : Наука, 2015. – 208 с.
36. Воропай, Н. И. Надёжность систем электроснабжения. Конспект лекций. / Н. И. Воропай – Новосибирск : Наука, 2006. – 205 с.
37. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай // Материалы Международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005». – 2005. – С. 9–11.
38. Воропай, Н. И. Теория систем для электроэнергетиков / Н. И. Воропай – Новосибирск : Наука, 2000. – 273 с.
39. Воропай, Н. И. Противоаварийное управление нагрузкой для обеспечения гибкости электроэнергетических систем / Н. И. Воропай, М. В. Чулюкова // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24. – № 4. – С. 781–794.
40. Вуколов, В. Ю. Оценка расходов потребителей агропромышленного комплекса на оплату электрической энергии / В. Ю. Вуколов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2014. – № 6. – С. 20–23.
41. Вуколов, В. Ю. Повышение надежности и эффективности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей / В. Ю. Вуколов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Техника в сельском хозяйстве. – 2014. – № 3. – С. 26–29.
42. Вуколов, В. Ю. Повышение эффективности электрических сетей 6–35 кВ / В. Ю. Вуколов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. –

№ 12(55). – 2015. – С. 28–36.

43. Вуколов, В. Ю. Определение вида короткого замыкания на основе анализа осциллограмм аварийных событий / В. Ю. Вуколов, Б. В. Папков, В. Л. Осокин, А. А. Маслова // Вестник Курской государственной сельскохозяйственной академии. – 2018. – № 9. – С. 183–190.

44. Вуколов, В. Ю. Выбор очередности реконструкции устройств релейной защиты подстанций по статистическим критериям теории игр / В. Ю. Вуколов, А. А. Колесников, М. Д. Обалин, Б. В. Папков // Электричество. – 2021. – № 5. – С. 26–32.

45. Гамм, Б. З. О тарифном стимулировании роста объемов промышленного производства / Б. З. Гамм, В. И. Шаталов // Вестник ФЭК России. – № 11–12. – 1998. – С. 61–63.

46. Герман, Л. А. Комплексная система регулирования мощности установки поперечной емкостной компенсации в системе с распределенной нагрузкой / Л. А. Герман, А. С. Серебряков, В. Л. Осокин, Д. Е. Дулепов // Энергетические системы. – 2020. – № 1. – С. 126–136.

47. Гительман, Л. Д. Энергетический бизнес / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М. : Дело, 2006. – 600 с.

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

49. Гребенюк, Г. Г. Непрерывное тарифное регулирование для формирования желаемого графика нагрузки энергосистемы / Г. Г. Гребенюк, М. М. Соловьёв. // Автомат. и телемех. – 2004. – вып. 5. – С. 166–173

50. Гук, Ю. Б. Расчёт надёжности схем электроснабжения / Ю. Б. Гук, М. М. Синенко, В. А. Тремясов. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 216 с.

51. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике / Ю. Б. Гук. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.

52. Гумбель, Э. Статистика экстремальных значений / Э. Гумбель. – М. : Мир, 1965. – 451 с.

53. Гуревич, Ю. Е. Особенности расчётов режимов в энергорайонах с распределённой генерацией / Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин. – Н. Новгород : НИУ РАНХиГС. 2018. – 280 с.
54. Дженкинс, Г. Спектральный анализ и его приложения / Г. Дженкинс, Д. Ватс. – Вып.1. М. : Мир, 1971. – 317 с.
55. Дзиркал, Э. В. Задание и проверка требований к надёжности сложных изделий / Э. В. Дзиркал. – М. : Радио и связь, 1981. – 176 с.
56. Дилон, Б. Инженерные методы обеспечения надёжности систем / Б. Дилон, Ч. Сингх. – М. : Мир, 1984. – 318 с.
57. Дреер, А. Информационная безопасность в электрических сетях / А. Дреер, Э. Байрс // Энергорынок. – № 07/08. – 2011. – С. 63–69.
58. Дружинин, Г. В. Надёжность автоматизированных производственных систем / Г. В. Дружинин. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 480 с.
59. Дубицкий, М. А. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах / М. А. Дубицкий, Ю. Н. Руденко, М. Б. Чельцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 272 с.
60. Есипов, Е. В. Концепция возможностей оценки риска техногенных систем / Е. В. Есипов // Автоматика и телемеханика. – 2003. – № 7. – С. 5–12.
61. Ефимов, Д. Н. Гибкость энергосистемы: история вопроса, актуальность, категоризация / Д. Н. Ефимов // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 71. Надёжность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах. Книга 1, Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2020. с. 375–385.
62. Зеленохат, Н. И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения / Н. И. Зеленохат. – М. : Издательский дом МЭИ, 2013. – 192 с.
63. Илюшин, П. В. О влиянии распределённой генерации на работу устройств автоматического включения резервного питания / П. В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – №04(29). – С. 28–36.
64. Илюшин, П. В. Перспективы применения и проблемные вопросы

интеграции распределённых источников энергии в электрические сети / П. В. Илюшин – М.: НТФ «Энергопрогресс». Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 8(260). 2020. – 116 с.

65. Илюшин, П. В. Методы интеллектуального управления распределёнными энергоресурсами на базе цифровой платформы / П. В. Илюшин, С. П. Ковалёв, А. Л. Куликов, А. А. Небера, Ф. С. Непша. – М.: НТФ «Энергопрогресс». Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 8(272). 2021. – 116 с..

66. Илюшин, П. В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределённой генерацией / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. – Н. Новгород : НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.

67. Капур, К. Надёжность и проектирование систем / К. Капур, Л. Ламберсон. – М. : Изд-во «Мир», 1980. – 604 с.

68. Касти, Дж. Большие системы. Связность, сложность и катастрофы / Дж. Касти. – М. : Мир, 1982. – 216 с.

69. Каштанов, В. А. Теория надёжности сложных систем / В. А. Каштанов, А. И. Медведев. – М. : ФИЗМАТЛИТ, 2010. – 608 с.

70. Китушин, В. Г. Надёжность энергетических систем. Ч. 1. Теоретические основы / В. Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

71. Клемин, А. И. Надёжность ядерных энергетических установок : Основы расчета / А. И. Клемин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 344 с.

72. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

73. Ковалёв, Г. Ф. Надёжность систем электроэнергетики / Г. Ф. Ковалёв, Л. М. Лебедева. – Новосибирск : Наука, 2015. – 224 с.

74. Ковалевич, О. М. Риск в техногенной сфере / О. М. Ковалевич. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. – 152 с.

75. Коваленко, И. Н. Анализ редких событий при оценке

эффективности и надёжности систем / И. Н. Коваленко. – М. : Изд-во «Советское радио», 1980. – 208 с.

76. Коваленко, И. Н. Методы расчёта высоконадёжных систем / И. Н. Коваленко, Н. Ю. Кузнецов. – М. : Радио и связь, 1988. – 175 с.

77. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / под ред. В. Е. Фортова, А. А. Макарова. М. : ФСК, 2012. – 238 с.

78. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. – М. : ООО ИД «Энергия», 2013. – 304 с.

79. Колесников, А. А. Особенности сбора и обработки данных для расчета надёжности современной релейной защиты / А. А. Колесников, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. – 2022. – № 3 (130). – С. 50–64.

80. Куликов, А. Л. Проблемы и особенности распределённой электроэнергетики / А. Л. Куликов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник НГИЭИ. – 2018. – № 11 (90). – С. 123–136.

81. Куликов, А. Л. Методы совершенствования дифференциальной релейной защиты / А. Л. Куликов, А. А. Колесников. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2021. – 96 с. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 2(266)].

82. Куликов, А. Л. Расширение понятия «надёжность» в современной электроэнергетике / А. Л. Куликов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков, Т. В. Шилова // Вестник НГИЭИ. – 2018. – № 3 (82). – С. 88–98.

83. Куликов, А. Л. Региональный рынок электрической энергии: формирование и развитие / А. Л. Куликов. – Н. Новгород : Изд-во ВВАГС, 2004. – 318 с.

84. Лещинская, Т. Б. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник для студентов, осваивающих образовательные программы бакалавриата по направлению подготовки «Агроинженерия» / Т. Б. Лещинская, И. В. Наумов. – Москва : ООО «ТРАНСЛОГ», 2015. – 656 с. – (Учебники и учеб. пособия для студентов высших учебных заведений). – ISBN 978-5-905563-41-6. – EDN

СТИУСИ.

85. Лещинская, Т. Б. Оценка уровня надежности систем электроснабжения сельских районов / Т. Б. Лещинская, С. И. Белов. – Москва : ООО "Издательство МБА", 2017. – 156 с. – ISBN 978-5-9909839-7-7. – EDN NAJAVG.

86. Ли, В. Вероятностное планирование системы передачи электроэнергии / В. Ли. – М. : СО ЕЭС, 2016. – 308 с.

87. Лю, Чженья. Глобальное энергетическое объединение / Чженья Лю. – М. : Издательский дом МЭИ, 2016. – 512 с.

88. Мазур, Ю. Я. Проблемы маневренности в развитии энергетики / Ю. Я. Мазур. – М. : Наука, 1986. – 94 с.

89. Макаров, А. А. Системные исследования развития энергетики: курс лекций / А. А. Макаров. – М. : Издательский дом МЭИ, 2015 – 280 с.

90. Макоклюев, Б. И. Анализ и планирование электропотребления / Б. И. Макоклюев. – М. : Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.

91. Малафеев, С. И. Надёжность электроснабжения / С. И. Малафеев. – СПб. : Изд-во «Лань», 2018. – 368 с.

92. Манов, Н. А. Классификация задач анализа и синтеза надежности электроэнергетических систем / Н. А. Манов // Научные доклады. Коми научный центр Уральского отделения Российской АН : Вып. 448. – Сыктывкар. – 2002. – С. 47–50.

93. Манов, Н. А. Концепция расширенной совокупности надёжностных свойств объектов электроэнергетики / Н. А. Манов. – Препринт Коми НЦ УрО РАН. : – 1992. – Вып. 296. – 24 с.

94. Мелентьев, Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л. А. Мелентьев. – М. : Высш. школа, 1982. – 319 с.

95. Мелентьев, Л. А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л. А. Мелентьев. – М. : Наука, 1983. – 456 с.

96. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 20. Живучесть систем энергетики. Иркутск : СЭИ СО АН

СССР, 1980. – 199 с.

97. Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 285 с

98. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем. Сыктывкар : Коми НЦ Уро РАН. – 2010, – 292 с.

99. Методы определения и контроля надёжности больших систем / Под ред. А. А. Червоного. – М. : Энергия, 1976. – 264 с.

100. Михайлов, В. В. Тарифы и режимы электропотребления / В. В. Михайлов. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.

101. Михайлов, В. В. Надёжность электроснабжения промышленных предприятий / В. В. Михайлов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 152 с.

102. Моисеев, Н. Н. Математические задачи системного анализа / Н. Н. Моисеев. – М. : Наука, 1981. – 488 с.

103. Моррис, У. Т. Наука об управлении: байесовский подход / У. Т. Моррис. – М. : Мир, 1971. – 304 с.

104. Москатов, Г. К. Надёжность адаптивных систем (Библиотека инженера по надёжности) / Г. К. Москатов. – М. : Сов. Радио, 1973. – 104 с.

105. Надёжность и живучесть систем связи / Под ред. Б. Я. Дудника. – Радио и связь, 1984. – 216 с.

106. Надёжность и эффективность в технике: Справочник: В 10 т. / Ред. совет В. С. Авдуевский (пред.) и др. М. : Машиностроение, 1986.

107. Надёжность систем энергетики и их оборудования / Под общ. ред. Ю. Н. Руденко: В 4-х т.: Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с.

108. Надёжность систем энергетики и их оборудования / Под общ. ред. Ю. Н. Руденко: В 4-х т: Т.2: Надёжность электроэнергетических систем. Справочник / Под ред. М. Н. Розанова. – М. : Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.

109. Надёжность систем энергетики. Сб. рекомендуемых терминов. – М. : ИАЦ «Энергия», 2007. – 192 с.

110. Надежность систем энергетики. Терминология: сб. рекомендуемых терминов / отв. ред. Ю. Н. Руденко – Вып. 95. М. : Наука, 1980. – 44 с.
111. Надёжность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Под ред. Н. И. Воропая. – Новосибирск : Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.
112. Надёжность систем энергетики: методические и практические задачи. – Новосибирск : Наука, 2005. – 290 с.
113. Надёжность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения / А. Ф. Дьяков, В. А. Стенников, С. М. Сендеров и др.; отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2014. – 284 с.
114. Надежность технических систем: Справочник / Ю. К. Беляев, В. А. Богатырев, В. В. Болотин и др. // Под ред. И. А. Ушакова. – М. : Радио и связь, 1985. – 608 с.
115. Назарычев, А. Н. Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения / А. Н. Назарычев, Д. С. Крупенёв. – Новосибирск : Наука, 2020. – 224 с.
116. Непомнящий, В. А. Надёжность оборудования энергосистем / В. А. Непомнящий. – М. : Электроэнергия. Передача и распределение. 2013. – 196 с.
117. Непомнящий, В. А. Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей / В. А. Непомнящий. – М. : Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
118. Нечипоренко, В. И. Структурный анализ систем (эффективность и надёжность) / В. И. Нечипоренко. – М. : Сов. Радио, 1977. – 216 с.
119. Огороков, В. Р. Управление электроэнергетическими системами (техничко-экономические принципы и методы) / В. Р. Огороков. – Л. : Изд-во ЛГУ, 1976.
120. Осак, А. Б. Анализ гибкости ЭЭС как метод анализа режимной надёжности энергосистем в современных условиях / А. Б. Осак, Д. А. Панасецкий, Е. Я. Бузина // Методические вопросы исследования

надежности больших систем энергетики. – Вып. 71. – Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах. Книга 1. – Иркутск – ИСЭМ СО РАН – 2020. – с. 397–406.

121. Осака, А. Б. Кибербезопасность объектов электроэнергетики как фактор надёжности ЭЭС / А. Б. Осака, Д. А. Панасецкий, Е. Я. Бузина // Сб. «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики». – Вып. 66. – Минск. – 2015. – С. 258–264.

122. Осокин, В. Л. Проблемы оценки надежности и эффективности в современных системах электроснабжения / В. Л. Осокин // Интеллектуальная электротехника. – 2022. – № 4(20). – С. 78-94. – DOI 10.46960/2658-6754_2022_4_78.

123. Осокин, В. Л. Тарифное стимулирование энергосбережения в сельскохозяйственном производстве / В. Л. Осокин // Вестник ВИЭСХ. № 4(25). – 2016. – С. 3–8.

124. Осокин, В. Л. Возможности активных потребителей в интеллектуальных электрических сетях / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Energetikanın Müasir Elmitexniki və Tətbiqi Problemləri. Beynəlxalq Elmi Konfransın. Materialları – Sumgayıt: Azərbaycan Elmi-tədqiqat və Layihə-axtarış Energetika İnstitutu, – 2015. – С. 131–135.

125. Осокин, В. Л. О безопасности систем возобновляемой энергетики / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Экономическая безопасность России: проблемы и перспективы. Материалы III Международной научно-практической конференции. НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород. – 2015. – С. 188–191.

126. Осокин, В. Л. Оценка надёжности объектов электроэнергетики на основе теории нечётких множеств / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Актуальные проблемы электроэнергетики: сборник научно-технических статей. / Ответственный редактор А. Б. Дарьенков. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева. – 2017. – С. 154-159.

127. Осокин, В. Л. Оценка надежности систем электроснабжения на

основе уточненной исходной информации / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Экономическая безопасность государства и научно-технологические аспекты ее обеспечения, Киев, 21–22 октября 2016 года. – Киев: Национальный технический университет Украины "Киевский политехнический институт". – 2016. – С. 189–196.

128. Осокин, В. Л. Системные противоречия возобновляемой энергетики / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XVIII Бенардосовские чтения). Материалы Международной научно-технической конференции, Иваново, 27–29 мая 2015 года. Том I. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина. – 2015. – С. 240–243.

129. Осокин, В. Л. Уточнение исходной информации в задачах оценки надёжности систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Актуальные проблемы электроэнергетики: сборник научно-технических статей. Ответственный редактор А. Б. Дарьенков. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева. – 2016. – С. 154–160.

130. Осокин, В. Л. Экспертное оценивание показателей последствий управления нагрузкой в сельскохозяйственном производстве / В. Л. Осокин, Б. В. Папков // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – № 5 (151). – 2017. – С. 175–181.

131. Осокин, В. Л. Методические вопросы объективной оценки потенциала энергосбережения / В.Л. Осокин, Б.В. Папков, В.А. Горохов // Вестник НГИЭИ. – № 4(59). – 2016. – С. 98–105.

132. Осокин, В. Л. Анализ энергопотребления и выявление потенциала сбережения энергетических ресурсов образовательными учреждениями Нижегородской области. Проблемы и перспективы развития аграрной экономики: Научное издание. Материалы научно-практической конференции студентов и молодых ученых, Княгинино, 14 мая 2013 года. / В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев // Княгинино : Нижегородский государственный инженерно-

экономический институт. – 2013. – С. 97–102.

133. Осокин, В. Л. Разработка конструкции защитного устройства для систем электроснабжения / В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев // Аграрная Россия. – 2014. – № 3. – С. 26–28.

134. Осокин, В. Л. Оценка ущерба от нарушений электроснабжения потребителей агропромышленного комплекса / В. Л. Осокин // Вестник НГИЭИ. – 2025. – № 5(168). – С. 42-52. – DOI 10.24412/2227-9407-2025-5-42-52. – EDN FHLZCW.

135. Острейковский, В. А. Теория надежности / В. А. Острейковский. – М. : Высш. шк., 2003. – 463 с.

136. Папков, Б. В. Особенности оценки структурной надежности систем с объектами распределенной генерации / Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2020. – № 2. – С. 75–84. – DOI 10.31857/S0002331020020090.

137. Папков, Б. В. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, А. Л. Куликов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2018. – Т. 22. – № 4(82). – С. 119–131.

138. Папков, Б. В. Активные элементы потребителей в электроэнергетической системе / Б. В. Папков // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 66. Актуальные проблемы надёжности систем энергетики. – Минск : БНТУ, 2015. – С. 218–225.

139. Папков, Б. В. Уязвимость и стойкость объектов электроэнергетики. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 68. Исследование и обеспечение надёжности систем энергетики – Иркутск : ИСЭМ СО РАН, – 2017. – С. 441–452.

140. Папков, Б. В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин. – НИЖНИЙ НОВГОРОД: Нижегородский институт управления - филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего

образования "Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации", 2017. – 80 с. – ISBN 978-5-00036-167-2.

141. Папков, Б. В. Проблемы кибербезопасности электроэнергетики / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2017. – 96 с. (Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып.9(225).

142. Папков, Б. В. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол : ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2017. – 424 с. – ISBN 978-5-94178-552-0.

143. Папков, Б. В. Теоретические основы надёжности и эффективности электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол : ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2019. – 592 с. – ISBN 978-5-94178-613-8.

144. Папков, Б. В. Электроэнергетический рынок и тарифы / Б. В. Папков. – Н. Новгород : НГТУ, 2002 г., 252 с.

145. Папков, Б. В. Вопросы рыночной электроэнергетики / Б. В. Папков, А. Л. Куликов. – Н. Новгород : Изд-во ВВАГС, 2005. – 281 с.

146. Папков, Б. В. Задачи надёжности современного электроснабжения / Б. В. Папков, П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. – Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 260 с.

147. Папков, Б. В. Краткий словарь современной электроэнергетики / Б. В. Папков, П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. – Нижний Новгород : Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 414 с.

148. Папков, Б. В. Надёжность и эффективность современного электроснабжения / Б. В. Папков, П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. – Нижний Новгород : Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.

149. Папков, Б. В. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Б. В. Папков, А. Л. Куликов. – М. : Изд-во Юрайт, 2016. – 470 с.

150. Папков, Б. В. Элементы теории графов в задачах электроэнергетики / Б. В. Папков, А. Л. Куликов. – Н. Новгород : НИУ РАНХиГС, 2019. – 176 с.

151. Папков, Б. В. Вероятности редких случайных событий в электроэнергетике / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин // Электричество. – 2019. – № 2. – С. 4–9. – DOI 10.24160/0013-5380-2019-2-4-9.

152. Папков, Б. В. Проблемы кибербезопасности электроэнергетики / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин // Библиотечка электротехника. – 2017. – № 9(225). – С. 1–96.

153. Папков, Б. В. Оценка вероятностей несимметричных режимов систем электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, Д. Е. Дулепов // Вестник НГИЭИ. – 2021. – № 7 (122). – С. 31–41.

154. Папков, Б. В. Особенности управления объектами современной электроэнергетической системы / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, Д. Е. Дулепов, С. В. Осокин // Вестник НГИЭИ. – 2021. – № 7 (122). – С. 26–37.

155. Папков, Б. В. Збезпечення безпеки та надійності загальнотехнічних систем / В. Л. Осокин, Т. А. Коцко, М. М. Чеховська, О. Л. Лісовські [та ін.] // Економічна безпека територіально-виробничих комплексів: енергетика, екологія, інформаційні технології: монографія; за наук. ред. д.т.н., проф. Лук'яненко С. О., к.е.н., доц. Караєвої Н. В. – К. : «МП Леся», 2015. – 256 с.

156. Папков, Б. В. Особенности зарубежных показателей надёжности электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Энергетик. – 2023. – № 6. – С. 14–17.

157. Папков, Б. В. Системный подход к задачам управления электропотреблением / Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы Международного научного семинара им. Ю. Н. Руденко, Сыктывкар : 04–09 июля 2016 года / Ответственные редакторы Н. И. Воропай, Ю. Я. Чукреев. Том Выпуск 67. – Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография», 2016. – С. 53–58.

158. Папков, Б. В. Электроэнергетика – мишень для кибератак /

Б. В. Папков, В. Л. Осокин, А. Л. Куликов. Azərbaycan Ali Texniki Ərinin Xəbirləri. Cild 21. – 2019. – № 2(118). – С. 49–56.

159. Папков, Б. В. Управление электропотреблением в интеллектуальных системах электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2023. – 440 с. – ISBN 978-5-94178-808-8.

160. Папков, Б. В. Управление электропотреблением в условиях рынка и интеллектуализации систем электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Княгинино: Нижегородский государственный инженерно-экономический институт, 2016. – 218 с. – ISBN 978-5-91592-076-6.

161 Папков, Б. В. Упрощенная методика обнаружения неисправного элемента в системах сельскохозяйственного электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2024. – № 3(233). – С. 104-110.

162. Папков, Б. В. Кибербезопасность объектов распределительных электрических сетей / Б. В. Папков, В. Л. Осокин, Н. Н. Кучин // Сельский механизатор. – 2024. – № 5. – С. 3-7.

163 Папков, Б. В. Логико-аналитическое прогнозирование функционирования автономной электрической системы с возобновляемыми источниками энергии / Б. В. Папков, Д. Е. Дулепов, В. Л. Осокин // Сельский механизатор. – 2024. – № 7. – С. 20-23.

164. Папков, Б. В. Риск в задачах оценки надежности систем электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2024. – Т. 71, № 3(56).

165. Папков, Б. В. Живучесть систем электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности : материалы VIII Международной научно-технической конференции, Чебоксары, 22 ноября 2024 года. – Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2024. – С. 149-157.

166. Папкина, М. Д. Риски субъектов электроэнергетического рынка / М. Д. Папкина, Б. В. Папков. – Н. Новгород: НГАСУ, 2007. – 76 с.

167. Патент № 2732796 С1 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ определения места повреждения разветвленной линии электропередачи с несколькими источниками питания: № 2020110773: заявл. 13.03.2020: опубл. 22.09.2020 / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов [и др.]; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет» (НГИЭУ).

168. Патент № 2658496 С1 Российская Федерация, МПК G01R 21/06. Устройство для измерения мощностей в электрических цепях синусоидального тока: № 2017109366: заявл. 20.03.2017: опубл. 21.06.2018 / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет» (НГИЭУ).

169. Патент № 2705789 С1 Российская Федерация, МПК H02J 13/00, F04D 15/00, H02P 1/04. Устройство для дистанционного управления насосной установкой: № 2019111560: заявл. 16.04.2019: опубл. 12.11.2019 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин, В. Н. Петраков; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

170. Патент № 2733113 С1 Российская Федерация, МПК H02J 3/24. Устройство для управления трехфазной и однофазной нагрузками по силовой четырехпроводной сети: № 2020104999: заявл. 03.02.2020: опубл. 30.09.2020 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

171. Патент № 2733202 С1 Российская Федерация, МПК H02H 3/16. Устройство для отключения линии с замыканием на землю в сети с изолированной нейтралью: № 2020107399: заявл. 18.02.2020: опубл.

30.09.2020 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

172. Патент № 2741261 С1 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ адаптации дистанционной защиты и определителя места повреждения линии электропередачи с использованием ее модели: № 2020110772: заявл. 13.03.2020: опубл. 22.01.2021 / В. Л. Осокин, Б. В. Папков, А. Л. Куликов [и др.]; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет» (НГИЭУ).

173. Патент № 2747531 С1 Российская Федерация, МПК H05B 39/04, H02J 4/00. Устройство для управления двумя нагрузками в сети 380/220 В: № 2020130470: заявл. 15.09.2020: опубл. 06.05.2021 / Н. М. Попов, В. Л. Осокин; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Костромская государственная сельскохозяйственная академия».

174. Патент № 2672656 С1 Российская Федерация, МПК F24S 10/55, F24S 10/70. Устройство для нагрева воды за счет солнечной энергии : № 2016126648 : заявл. 01.07.2016 : опубл. 16.11.2018 / А. А. Маслова, В. Л. Осокин ; заявитель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Нижегородский государственный инженерно-экономический университет" (НГИЭУ). – EDN VAYDDT.

175. Подиновский, В. В. Оптимизация по последовательно применяемым критериям / В. В. Подиновский, В. М. Гаврилов. – М. : «Сов. радио», 1975. – 192 с.

176. Половко, А. М. Основы теории надежности / А. М. Половко, С. В. Гуров. – СПб. : БХВ-Петербург, 2006. – 704 с.

177. Половко, А. М. Основы теории надежности. Практикум / А. М. Половко, С. В. Гуров. – СПб. : БХВ-Петербург, 2006. – 560 с.

178. Прангишвили, И. В. Системный подход и повышение

эффективности управления / И. В. Прангишвили. – М. : Наука, 2005. – 422 с.

179. Прангишвили, И. В. Энтропийные и другие системные закономерности: вопросы управления сложными системами / И. В. Прангишвили. – М. : Ин-т проблем управления. – Наука, 2003. – 428 с.

180. Прангишвили, И. В. Системный подход и общесистемные закономерности / И. В. Прангишвили. – М. : СИНТЕГ, 2000. – 528 с.

181. Приоритеты научно-технического развития энергетики России: сборник докладов школы молодых учёных. – М. : ИНЭИ РАН, 2021. – 176 с.

182. Проблемы и методы планирования развития энергосистем. Малый тематический выпуск. – ТИИЭР. – т.77. – № 6. – 1989. – С. 70–116.

183. Растрин, Л. А. Современные принципы управления сложными объектами / Л. А. Растрин. – М. : Сов. радио, 1980. – 232 с.

184. Райншке, К. Оценка надёжности систем с использованием графов / К. Райншке, И. А. Ушаков. – М. : Радио и связь, 1988. – 208 с.

185. Режимная управляемость систем энергетики. Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1988. – 234 с.

186. Розанов, М. Н. Надёжность электроэнергетических систем / М. Н. Розанов. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.

187. Руденко, Ю. Н. Надёжность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования / Ю. Н. Руденко, М. Б. Чельцов. – Новосибирск : Наука, 1974. – 263 с.

188. Руденко, Ю. Н. Надёжность систем энергетики / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 328 с.

189. Рыбаков, Л. М. Методы и средства обеспечения работоспособности электрических распределительных сетей 10 кВ / Л. М. Рыбаков. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 421 с.

190. Рябинин, И. А. Надёжность и безопасность структурно сложных систем / И. А. Рябинин. – СПб. : Политехника, 2000. – 248 с.

191. Рябинин, И. А. Основы теории и расчёта надёжности судовых электроэнергетических систем / И. А. Рябинин. – Л. : Судостроение. 1971. – 456 с.

192. Сампер, А. Эффективность использования электроэнергии: технологии и сферы применения / А. Сампер, А. Баггини. – М.: Техносфера, 2020. – 488 с.
193. Сбитнев, Е. А. Повышение качества учета электрической энергии сельскохозяйственными предприятиями / Е. А. Сбитнев, М. С. Жужин, В. Л. Осокин // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2019. – № 3 (36). – С. 11–16.
194. Сбитнев, Е. А. Исследование отклонений напряжения в точках раздела электрической сети сельскохозяйственного предприятия / Е. А. Сбитнев, В. Л. Осокин // Аграрный вестник Верхневолжья. – 2019. – № 1(26). – С. 85–90.
195. Сбитнев, Е. А. Моделирование параметров электрической сети сельскохозяйственного предприятия в среде MATLAB / Е. А. Сбитнев, В. Л. Осокин // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2017. – № 8 (154). – С. 171–177.
196. Сбитнев, Е. А. Мониторинг энергоэффективности образовательных учреждений Нижегородской области / Е. А. Сбитнев, В. Л. Осокин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 1-2. – С. 70–74.
197. Северцев, Н. А. Надёжность сложных систем в эксплуатации и отработке / Н. А. Северцев. – М. : Высш. шк., 1989. – 432 с.
198. Семёнов, В. А. Оптовые рынки электроэнергии за рубежом : Аналитический обзор / В. А. Семёнов. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 1998. – 192 с.
199. Серебряков, А. С. Совместный расчет систем тягового и внешнего электроснабжения для режимов тяговой нагрузки и короткого замыкания / А. С. Серебряков, Л. А. Герман, В. Л. Осокин, К. С. Субханвердиев // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2018. – № 3. – С. 6–12.
200. Серебряков, А. С. Техника высоких напряжений. Перенапряжения в электрических системах и защита от них : учебник / А. С. Серебряков, Д. Е. Дулепов, В. Л. Осокин. – Старый Оскол : ООО «Тонкие наукоемкие технологии» 2021. – 264 с.

201. Серебряков, А. С. Активные и неактивные мощности в цепях переменного тока с неуправляемыми нелинейными элементами / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин // Вестник ВИЭСХ. – 2017. – № 3 (28). – С. 21–26.

202. Серебряков, А. С. Теоретическое обоснование основных соотношений для информационного обеспечения интеллектуальных систем управления трансформаторными подстанциями / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин // Известия СПбГЭТУ ЛЭТИ. – 2018. – № 8. – С. 59–65.

203. Серебряков, А. С. Энергосбережение на разных ступенях напряжения при компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин, С. А. Капусткин // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2020. – № 2 (184). – С. 148–157.

204. Серебряков, А. С. Техника высоких напряжений. Изоляция электрических установок высокого напряжения: учебник / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин, Д. А. Семенов, М. С. Жужин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2021. – 448 с. – ISBN 978-5-94178-728-9.

205. Серебряков, А. С. Диагностика главной изоляции распределительных трансформаторов по напряжению саморазряда / А. С. Серебряков, Д. А. Семенов, Д. Е. Дулепов, В. Л. Осокин, Е. А. Сбитнев // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2023. – Т. 70. – № 4 (53). – С. 14–21.

206. Системные исследования проблем энергетики / Под ред. Н. И. Воропая. – Новосибирск : Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 558 с.

207. Скопинцев, В. А. Качество электроэнергетических систем: надёжность, безопасность, экономичность, живучесть / В. А. Скопинцев. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 332 с.

208. Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах / отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2011. – 303 с.

209. Солодовников, В. В. Теория сложности и проектирование систем

управления / В. В. Солодовников, В. И. Тумаркин. – М. : Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1990. – 168 с.

210. Справочник по надежности: В 3-х т.: Пер. с англ.: Т. 1. / Под ред Б. Р. Левина. Т.2, Т.3 / Под ред. Б. Е. Бердичевского. – М. : Мир, 1969. – 318 с.

211. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

212. Стекольников, Ю. И. Живучесть систем / Ю. И. Стекольников. СПб.: Политехника, 2002. – 155 с.

213. Степанов, В. С. Потенциал и резервы энергосбережения в промышленности / В. С. Степанов, Т. Б. Степанова. Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 248 с.

214. Стофт, С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии / С. Стофт. – М. : Мир, 2006. – 623 с.

215. Суслов, К. В. Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения: специальность 05.14.00 "Энергетика": диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Суслов Константин Витальевич. – Иркутск : 2020. – 297 с. – EDN SBOORI.

216. Суслов, К. В. Системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии: моделирование и управление / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, К. В. Суслов, А. Е. Крюков. – Москва : ООО «Директ-Медиа», 2024. – EDN ZPWSHV.

217. Трубицын, В. И. Надежность электростанций / В. И. Трубицын. – М. : Энергоатомиздат, 1997. – 240 с.

218. Ушаков, И. А. Методы исследования эффективности функционирования технических систем / И. А. Ушаков. М. : Изд-во «Знание», 1976. – 56 с.

219. Ушаков, И. А. Курс надёжности систем / И. А. Ушаков. – М. : Дрофа, 2008. – 239 с.

220. Ушаков, И. А. Эффективность функционирования сложных систем.

– В сб. «О надёжности сложных технических систем». М.: «Советское радио», 1966. – С. 26–56.

221. Федосенко, Р. Я. Эксплуатационная надёжность электросетей сельскохозяйственного назначения / Р. Я. Федосенко, А. Я. Мельников – М.: Энергия, 1977. – 320 с.

222. Филиппов, С. П. Возобновляемая энергетика: системные эффекты. Управление развитием крупномасштабных систем MLSD-2019 / С. П. Филиппов, М. Д. Дильман. – Материалы двенадцатой международной конференции. 2019. с. 38–46.

223. Флейшман, Б. С. Основы системологии / Б. С. Флейшман. – М. : Радио и связь, 1982. – 368 с.

224. Фокин, Ю. А. Вероятностно-статистические методы в расчётах систем электроснабжения / Ю. А. Фокин. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.

225. Фокин, Ю. А. Надёжность и эффективность сетей электрических систем / Ю. А. Фокин. – М. : Высшая школа, 1989. – 151 с.

226. Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник / Под ред. Н. Д. Рогалёва. – М. : изд-во МЭИ, 2021. – 272 с.

227. Хан, Г. Статистические модели в инженерных задачах / Г. Хан, С. Шапиро. – М. : Мир, 1969. – 396 с.

228. Хорольский, В. Я. Надёжность электроснабжения / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – М. : Форум. ИНФРА-М, 2013. – 128 с.

229. Цвиркун, А. Д. Основы синтеза структуры сложных систем / А. Д. Цвиркун. М. : Наука, 1982. – 200 с.

230. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / Под ред. Н. Д. Рогалёва. – М. : изд-во МЭИ, 2019. – 300 с.

231. Червонный, Е. М. Рациональное распределение отключаемой мощности между потребителями при ликвидации аварийной ситуации в энергосистеме / Е. М. Червонный, М. В. Шарыгин // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Задачи надёжности

реформируемых систем энергетики и методы их решения. – Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2006. – Вып. 56. – С. 250–258.

232. Червонный, Е. М. Участие потребителей в ликвидации аварийных дефицитов мощности в энергосистеме / Е. М. Червонный, М. В. Шарыгин // Надёжность либерализованных систем энергетики. – Новосибирск : Наука. – 2004. – С. 156–161.

233. Червонный, Е. М. Влияние отказов в энергосистеме на состояние промышленных объектов / Е. М. Червонный, Б. В. Папков // Надёжность и контроль качества. – 1992. – № 11. – С. 29–37.

234. Червонный, Е. М. Пособие к дипломному проектированию систем электроснабжения промышленных предприятий / Е. М. Червонный. – Горький : изд. ГПИ им. А. А. Жданова, 1985. – 82 с.

235. Черкесов, Г. Н. Надёжность аппаратно-программных комплексов / Г. Н. Черкесов. – СПб. : Питер, 2005. – 479 с.

236. Чечулин, А. А. Построение графов атак для анализа событий безопасности / А. А. Чечулин, И. В. Котенко // Безопасность информационных технологий. – Т.21. – №3. – 2014. – С.135–141.

237. Чокин, Ш. Ч. Управление нагрузкой электроэнергосистем / Ш. Ч. Чокин, Э. Э. Лойтер. – Алма-Ата : Наука, 1985. – 288 с.

238. Чукреев, Ю. Я. Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев. – Сыктывкар : Коми НЦ УрО РАН, 2014. – 207 с.

239. Чура, Н. Н. Техногенный риск / Н. Н. Чура. – М. : КНОРУС, 2015. – 280 с.

240. Шалин А.И. Надёжность и диагностика релейной защиты энергосистем / А. И. Шалин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2002. – 384 с.

241. Шамин, А. Е. Центр энергоаудита в НГИЭИ / А. Е. Шамин, В. Л. Осокин // Вестник НГИЭИ. – 2012. – № 4(11). – С. 4–12.

242. Шарыгин, М. В. Оценка последствий отключений потребителей электроэнергии. Методы и модели / под ред. Б. В. Папкова; НГТУ им.

Р. Е. Алексеева. – Н. Новгород, 2014. – 202 с.

243. Шлимович, В. Д. Надёжность электроэнергетических систем / В. Д. Шлимович. – Сер. «Электроэнергетические системы и их автоматизация» (Итоги науки и техники). Т.2. М. : ВИНТИ, 1984., – 80 с.

244. Щербаков, Н. С. Достоверность работы цифровых устройств / Н. С. Щербаков. – М. : Машиностроение, 1989. – 224 с.

245. Шуин, В. А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. – М. : НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.

246. Эдельман, В. И. Надежность технических систем: Экономическая оценка / В. И. Эдельман. – М. : Экономика, 1988. – 151 с.

247. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. школа, 1981. – 288 с.

248. Электроэнергетика в национальных проектах / Под ред. Н. Д. Рогалёва. – М. : изд-во МЭИ, 2020. – 344 с.

249. Эндрени, Дж. Моделирование при расчётах надёжности в электроэнергетических системах / Дж. Эндрени. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

250. Энергетическая безопасность России / В. В. Бушуев, Н. И. Воропай, А. М. Мастепанов и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998. – 302 с.

251. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения [Текст]: [монография] / [Н. И. Пяткова и др.] ; отв. ред.: Н. И. Воропай, М. Б. Чельцов; Российская акад. наук, Сибирское отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. - Новосибирск : Изд-во Сибирского отд-ния Российской акад. наук, 2011. - 197 с. : ил., табл.; 25 см.; ISBN 978-5-7692-1163-8 (в пер.)

252. Энергетические системы. Терминология: сб. рекомендуемых терминов / отв. ред. В. А. Веников. – М. : Наука. – 1970. Вып. 81. – 73 с.

253. Allan, G. The economics of distributed energy generation: a literature

review/ G. Allan, I. Eromenko, M. Gilmartin, I. Kockar, P. McGregor // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol.42. – P. 543–556.

254. Papkov, B. Features of Estimation of Structural Reliability of Power Supply Systems / B. Papkov, V. Osokin. // E3S Web of Conferences 139, 01032 (2019) RSES 2019. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901032>. – 5 c.

255. Baraa Mohandes; Mohamed Shawky El Moursi; Nikos Hatziargyriou; Sameh El Khatib, «A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables» IEEE Transactions on Power Systems, т. 34, № 4, pp. 3140-3155, 2019.

256. Billinton, R. Power system reliability evaluation / R. Billinton. – New York: Gordon and Breach, 1970. – 229p.

257. Billinton, R. Reliability evaluation of power systems / R. Billinton, N. Allan - New York: Plenum Publishing Corporation, 1996. – 286 p.

258. Billinton, R. Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model / R. Billinton, B. Bagen, Y. Cui // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. – 2003. – Vol.150. – P. 96–100.

259. Billinton, R. Individual generating station reliability assessment / R. Billinton, H. Chen, J. Zhou // IEEE Trans. Power Syst. 14(4) 1238–1244 (Nov.1999).

260. German, L. The study of transient processes in discretely adjustable setting reactive power compensation / L. German, A. Serebryakov, V. Osokin // Proceedings - ICOECS 2019: 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. 2019. C. 8949878.

261. Li, W. Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods and Applications. IEEE Press-Wiley, 2005.

262. Li, Y. Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage / Y. Li, B. Feng, G. Li, J. Qi, D. Zhao, Y. Mu // Applied Energy. - 2018. - Vol. 210. – P. 1073–1081.

263. Lombardi, P. Multi criteria optimization of an autonomous virtual power plant / P. Lombardi - Magdeburg: Otto-von-Guericke, 2011. – 108 p.

264. Papkov, B. The assessment of probabilities and risk of rare events in electric power industry / B. Papkov, A. Kulikov, V. Osokin // E3S Web of Conferences 58, 02003 (2018).

265. Serebryakov, A. S. Active and Inactive Power in AC Circuits with Controlled Key Elements / A. S. Serebryakov, V. L. Osokin, D. I. Bezdushniy // Proceedings – 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2018. 2018. С. 8728563.

266. Y. V. Makarov, C. Loutan, and J. Ma, «Operational impacts of wind generation on california power systems», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, 2009. pp. 1039–1050.

267. Российская Федерация. Законы. О безопасности : Федеральный закон № 390-ФЗ : [принят Государственной Думой 7 декабря 2010 г. : одобрен Советом Федерации 15 декабря 2010 г.]. – Москва : «Российская газета» от 29.12.2010 г.

268. Российская Федерация. Законы. О естественных монополиях : Федеральный закон № 147-ФЗ : [принят Государственной Думой 19 июля 1995 г.]. – Москва : Кремль : «Российская газета» от 24.8.1995 г.

269. Российская Федерация. Законы. О техническом регулировании : Федеральный закон № 184-ФЗ : [принят Государственной Думой 15 декабря 2002 г. : одобрен Советом Федерации 18 декабря 2002 г.]. – Москва : «Собрание законодательства РФ», № 52, 30.12.2002 (часть 1), ст. 5140, «Вестник Госстандарта России», № 2, 2003 г.

270. Российская Федерация. Законы. Об электроэнергетике : Федеральный закон № 35-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 февраля 2003 г. : одобрен Советом Федерации 12 марта 2003 г.]. – Москва : «Собрание законодательства РФ» № 13 , ст. 1177 от 2003 г.

271. Российская Федерация. Законы. О персональных данных : Федеральный закон № 152-ФЗ : [принят Государственной Думой 8 июля 2006 г. : одобрен Советом Федерации 14 июля 2006 г.]. – Москва : «Собрание законодательства РФ» № 31 , ст. 3451 (Часть I) от 2006 г.

272. Российская Федерация. Законы. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : Федеральный закон № 261-ФЗ : [принят Государственной Думой 11 ноября 2009 г. : одобрен Советом Федерации 18 ноября 2009 г.]. – Москва : «Собрание законодательства РФ» № 48 , ст. 5711от 2009 г.

273. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» и отдельные законодательные акты Российской Федерации : Федеральный закон № 230-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 июня 2022 г. : одобрен Советом Федерации 22 июня 2022 г.]. – Москва : «Собрание законодательства РФ» № 27 , ст. 4631от 2022 г.

274. ГОСТ Р 50922-96 Защита информации. Основные термины и определения. М. : Стандартинформ, 2016. – 8 с.

275. ГОСТ Р ИСО/МЭК 13335-1-2006. «Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Часть 1. Концепция и модели менеджмента безопасности информационных и телекоммуникационных технологий». М. : Стандартинформ, 2007. – 33 с.

276. ГОСТ 27.002-2015. Надёжность в технике. Термины и определения. – М. : Стандартинформ, 2015. – 28 с.

277. ГОСТ 27.002-2015. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Термины и определения. М. : Стандартинформ, 2016. – 24 с.

278. ГОСТ Р ИСО/МЭК 27001-2006 Информационная технология (ИТ). Методы и средства обеспечения безопасности. Системы менеджмента информационной безопасности. Требования. М. : Стандартинформ, 2005. – 62 с.

279. Р 50.1.053-2005. «Информационные технологии. Основные термины и определения в области технической защиты информации». М. : Стандартинформ, 2005. – 16 с.

280. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р ИСО/МЭК 13335-1 – 2006. Методы и средства обеспечения безопасности. Ч.1. Концепция и модели

менеджмента безопасности информационных и телекоммуникационных технологий. М. : Стандартинформ, 2007. – 33 с.

281. Стандарт ассоциации энергосервисных компаний – (РАЭСКО) «Измерения и верификация энергетической эффективности». СТО 001 – 2014 Утвержден Советом РАЭСКО 16 сентября 2014 г. Москва, 2014.

282. Международный стандарт МЭК 50 (448) Защита энергетических систем. Женева, 1995.

283. Доктрина информационной безопасности РФ (утверждена Указом Президента РФ от 5 декабря 2016 г. №646

284. Стратегия национальной безопасности Российской Федерации. Утверждена Указом Президента РФ от 02.07.2021 г. № 400.

285. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем. Утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2019 № 937.

286. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 г. № 1523-р.

287. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Министерства энергетики РФ от 31.12.2008 г. № 326.

288. Об утверждении Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 6 июня 2013 г. № 290 г.

289. Об утверждении методических указаний по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций / Приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256.

290. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676. «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

291. Методические указания по расчёту количества недоотпущенной электроэнергии и Методические указания по расчёту экономического ущерба от технологического нарушения (аварии), утверждённые распоряжением ПАО «Россети» от 29.08.2017 г. № 456р.

292. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 330 с.

293. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии, утверждены постановлением правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 // "Собрание законодательства РФ", 04.06.2012, № 23, ст. 3008.

294. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям", утвержденной приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 // "Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти", № 16, 20.04.2009.

295. Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, приказ ФСТ от 6 августа 2004 г. № 20-э/2.

296. О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии, утверждены постановлением правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 // "Собрание законодательства РФ", 04.06.2012, № 23, ст. 3008.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АвЭС – автономная электрическая система

АПК – агропромышленный комплекс

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

АСУЭ – автоматизированная система учёта электропотребления

АРС – автоматический регулятор скорости турбин

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

АРЧМ – автоматический регулятор частоты и мощности

АЭ – активный элемент

АЭС – атомная электрическая станция

БТС – большая техническая система

БТСС – большая технико-социальная система

ВБР – вероятность безотказной работы

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии

ВЭС – ветровая электростанция

ВЭУ – ветроэнергетическая установка

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ГБП (г.б.п.) – граница балансовой принадлежности

ГП – гарантирующий поставщик

ГТС – гидротехнические сооружения

ГУ – генерирующая установка

ГЭС – гидроэлектростанция

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ДЗШ – дифференциальная защита шин

ДФ – дестабилизирующий фактор

ЕЭС – единая электроэнергетическая система

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство

ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть

ИБ – информационная безопасность

ИЭС ААС – интеллектуальная электроэнергетическая система с
активно-адаптивной сетью

КВО – критически важный объект

КЗ – короткое замыкание

КП – конечный потребитель

ЛПР – лицо, принимающее решение

ЛЭП – линия электропередачи

НЭ – накопитель электроэнергии

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю

ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности

ПА – противоаварийная автоматика

ПН – показатель надёжности

ПОО – потенциально опасный объект

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПС – производственная система

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РГ – распределённая генерация

РЗА – релейная защита и автоматика

РЗ – релейная защита

РП – распределительная подстанция

РРЭМ – региональный рынок электроэнергии и мощности

САОН – система автоматического отключения нагрузки

СВ – случайная величина

СВМ – схема выдачи мощности

СЗИ – система защиты информации

СНИ – самые нежелательные исходы

СНЭЭ – система накопления электроэнергии

СЭС – система электроснабжения

СЭС – солнечная электростанция

СЭС – системообразующая электрическая сеть

ТП – трансформаторная подстанция

ТСО – территориальная сетевая организация

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

ТЭС – теплоэлектростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ЦДЗ – централизованные дифференциальные защиты

ЭБ – энергетическая безопасность

ЭПУ – энергопринимающее устройство

ЭСО – энергоснабжающая организация

ЭЭС – электроэнергетическая система

OMS – система обработки отключений (outage management system)

VPP – виртуальная электростанция» (virtual power plant)

ПРИЛОЖЕНИЯ

**Приложение А – Показатели надёжности, наиболее часто
употребляемые при решении практических задач электроснабжения
(обязательное)**

Классическая номенклатура основных показателей надёжности	
Свойство надёжности	Показатели
<i>Единичные показатели</i>	
Безотказность	Вероятность безотказной работы (ВБР) Гамма-процентная наработка до отказа Среднее время безотказной работы Средний параметр потока отказов Средняя наработка до первого отказа Средняя наработка на отказ (<i>между отказами</i>) Интенсивность отказов Параметр потока отказов Установленная безотказная наработка
Ремонтопригодность	Вероятность восстановления за заданное время Интенсивность восстановления Среднее время восстановления Число циклов безотказной работы
Долговечность	Назначенный срок службы Средний срок службы Ресурс (<i>Гамма-процентный, до первого ремонта, межремонтный, назначенный, средний, технический, установленный</i>)
Сохраняемость	Гамма-процентный срок сохраняемости Средний срок сохраняемости Установленный срок сохраняемости
Устойчивоспособность	Средняя доля отказов, приводящих к нарушениям устойчивости Параметр потока отказов, сопровождающихся нарушением устойчивости
Управляемость	Коэффициент противоаварийной управляемости Коэффициент режимной управляемости Среднее время локализации отказа функционирования
Живучесть	Относительная величина погашенной нагрузки Параметр потока отказов с каскадным развитием Ресурсообеспеченность Средняя доля отказов с каскадным развитием

Безопасность	Ресурсообеспеченность Средняя доля отказов с поражением людей и (или) окружающей среды Параметр потока отказов с поражением людей и (или) окружающей среды
Экологичность	Объём вредных выбросов при фиксированной совокупности первичных возмущений Средний объём вредных выбросов в заданный период времени
Экономичность	Средний удельный ущерб: <i>на кВт отключённой мощности,</i> <i>на кВт·ч недополученной электроэнергии</i> Средний ущерб на один отказ Средний фактический ущерб на один отказ Средний ущерб от снижения качества электроэнергии
Комплексные показатели	
Коэффициент аварийного простоя Коэффициент готовности Коэффициент использования мощности Коэффициент качества обслуживания потребителей Коэффициент обеспеченности продукцией Коэффициент оперативной готовности Коэффициент планируемого применения Коэффициент планового простоя Коэффициент сохранения эффективности Коэффициент технического использования Относительное удовлетворение потребителей электроэнергией Показатель инерционности Показатель резерва времени потребителя Средняя величина возможного дефицита мощности Средняя величина возможного недоотпуска электроэнергии Средняя ресурсообеспеченность планируемого применения Трудоёмкость технического обслуживания и ремонта	

**Приложение Б – Основные понятия, связанные с возможностями
применения определений гибкости в ИЭС ЭЭС (СЭС)**
(обязательное)

Гибкость – 1) необходимое и ключевое свойство современной ЭЭС;

2) существование таких переменных, при которых существует возможность удовлетворения всех ограничений в каждый момент времени функционирования ЭЭС при любых возможных значениях неопределённых параметров;

3) свойство сохранять нормальное состояние (режим) при воздействии внутренних (внезапные изменения параметров функционирования ГУ, нагрузок, потоков по ЛЭП), внешних (внезапные различного происхождения, случайные и неопределённые возмущения) факторов;

4) способность сохранять нормальное состояние или близкое к нему при воздействии внутренних (внезапные изменения и флуктуации нагрузки, потоков по связям и генерации) и внешних (внезапные возмущения) случайных (неопределённых) факторов;

5) способность (услуга), дающая возможность *электроэнергетической системе* реагировать на колебания и неопределённость спроса и предложения, поддерживая и восстанавливая стабильную и безопасную работу в рамках системы;

6) возможность компенсации нестабильности (неопределённости) выработки электроэнергии всеми видами генерирующих установок и обеспечение баланса между спросом и выработкой;

7) возможность ЭЭС справиться с изменчивостью и неопределённостью генерации от солнечной и ветровой энергии;

8) любое изменение уровня производства и (или) потребления электроэнергии в ответ на ценовой сигнал или сигнал активации извне, направленный на оказание услуги в рамках *энергосистемы*;

9) накопленный объём энергоресурсов, позволяющий выполнять

предупреждающие и корректирующие действия по управлению безопасностью ЭЭС и надёжностью электроснабжения потребителей;

10) способность легко приспосабливаться к обстоятельствам, успешно разрешать разнообразные, частые затруднения.

Гибкость на стороне спроса (управление спросом) – часть спроса на электроэнергию (потребления), которая может быть снижена, увеличена или сдвинута на заданный временной промежуток без ограничения полезной функции, для которой потребитель использует электроэнергию.

Гибкость сети – быстрая и эффективная реализации функциональных изменений, включая адаптацию аппаратного обеспечения с использованием средств системы автоматизации подстанций.

Гибкость технологическая – способность системы адаптироваться к изменяющимся условиям работы при плановых ремонтах, аварийно-восстановительных работах, расширении, реконструкции, испытаниях.

Гибкость электростанции – способность быстро увеличивать или уменьшать свою выходную мощность в зависимости от изменения потребностей и колебаний нагрузки системы (см. мобильность).

Стабильность – 1) способность системы сохранять структуру и функциональные особенности под воздействием внутренних возмущающих факторов;

2) способность системы функционировать, не изменяя собственную структуру, и находиться в равновесии.

Стабильность параметра электрической энергии – поддержание параметра электрической энергии в заданных пределах, как можно ближе к номинальному значению.

Маневренность – 1) элемент общего процесса адаптации в развитии и функционировании ЭЭС, включающего эластичность выбора перспективных вариантов развития комплекса в целом;

2) свойство объекта энергетики изменять значения своих режимных параметров в соответствии с заданной скоростью и в заданном диапазоне при

определённых условиях его эксплуатации;

3) способность турбины и энергоблока к быстрым и частым изменениям нагрузки, пускам и остановам.

Маневренность энергетического комплекса – элемент общего процесса адаптации в развитии и функционировании систем энергетики, включающего эластичность выбора перспективных вариантов развития комплекса в целом².

Маневренность энергосистемы – способность энергосистемы к изменению мощности во всей энергосистеме или в её части, характеризующаяся скоростью изменения мощности в определённом периоде времени (см. мобильность).

Маневренность энергоснабжения – регулирование потребителем структуры энергоносителей, источников энергоснабжения и режимов электропотребления в соответствии с изменением цен на топливо, электрическую и тепловую энергию, либо в зависимости от других факторов, влияющих на энергетические издержки.

Маневренные возможности электрооборудования – возможности, определяющие целесообразность использования того или иного оборудования ЭЭС системным оператором на балансирующем рынке и рынке резервов мощности³.

Маневренный режим электростанции – режим работы электростанции с переменной мощностью в течение установленного интервала времени.

Маневрирование нагрузкой – распределение объёмов электропотребления во времени (сутки, дни недели, сезон года) по критерию минимума средней стоимости единицы энергоносителя.

Маневрирование поставщиками – приобретение того или иного

² Под эластичностью здесь понимается мера чувствительности одного из параметров ЭЭС (СЭС) к изменению другого, показывающая на сколько процентов изменится первый пока-затель при изменении второго на 1 %.

³ Имеется в виду сохранение избыточных мощностей «на будущее», поддерживая их работоспособность для покрытия перспективного спроса, что дешевле строительства новых ГУ. Они могут быть использованы в случае длительных аварийных ремонтов, таких, как запуск ранее законсервированного теплового оборудования в 2011 году в Японии для снятия ограничения потребления после аварии на АЭС «Фукусима».

энергоносителя на рынке по определённым частям у разных продавцов.

Маневрирование энергоносителями – возможность взаимозамены разных видов энергоносителей при производстве конкретной продукции.

Маневрировать – действовать умело, предусмотрительно, обходя неприятности в сложных, запутанных обстоятельствах.

Мобильность – 1) время отклика ГУ на команду системного оператора (или управляющего устройства)⁴;

2) задержка реакции ГУ в зависимости от типа изменяемой нагрузки;

3) длительность запуска и скорость изменения нагрузки внутри регулировочного диапазона⁵.

Мобильный – способный быстро ориентироваться в обстановке, быстро выполнить задание.

⁴ Время отклика – критический фактор, учитываемый при планировании реагирования ЭЭС на непредвиденные обстоятельства.

⁵ Это «быстрый» или «невращающийся» резерв генерирующей мощности, которая может быть синхронизирована с сетью и увеличена до требуемого значения за несколько минут.

Приложение В – Пример оценки потенциала энергосбережения одного из сельскохозяйственных предприятий Нижегородской области
(обязательное)

Основные потребители электроэнергии одного из сельскохозяйственных предприятий Нижегородской области [128] представлены в таблице В.1

Таблица В.1 – Основные потребители электроэнергии анализируемого объекта

Наименование электроприёмников	Относительная мощность, %
Электродвигатели	63,24
Внутреннее освещение	8,88
Навесоуборочные транспортеры	7,65
Станочное оборудование	4,72
Кормораздатчики	3,37
Бытовая оргтехника	2,85
Доильные установки	2,18
Наружное освещение	2,16
Холодильные машины	2,04
Электронагреватели	1,41
Водонагреватели	0,83
Вентиляторы	0,37

Коммерческий учёт потребления электроэнергии осуществляется счётчиками активной энергии, установленными в ТП и во ВРУ предприятия. Годовое электропотребление предприятия до внедрения энергосберегающих проектов составляло $W_{0\Sigma} = 928,2$ тыс. кВт·ч/год.

Реализация энергосберегающей политики данного предприятия возможна при анализе предложений по трём энергосберегающим проектам.

1. Реконструкция системы внутреннего и наружного освещения.

2. Внедрение на зерносушильных комплексах установок компенсации реактивной мощности (КРМ) 0,4 кВ, для снижения потерь электроэнергии.

3. Симметрирование фазных напряжений и нагрузок с помощью симметрирующих трансформаторов ТСТ.

По первому проекту. Суммарная мощность системы освещения предприятия до реконструкции составляла $P_{01} = 65,2$ кВт с годовым электропотреблением $W_{01г} = 115,3$ тыс.кВт·ч/год. Замена низкоэффективных светильников на энергоэффективные привела к снижению суммарной мощности системы освещения до $P_{11} = 35,7$ кВт и электропотребления до $W_{11г} = 60,9$ тыс.кВт·ч/год. Общая стоимость оборудования, необходимого для реализации проекта составляет $K_1 = \Delta K_1 = 134$ тыс. руб. Эксплуатационные затраты остаются практически неизменными $\Delta И = 0$. Расчётный срок окупаемости – 1 год ($p_n = 1$).

Результатом внедрения проекта 1 являются:

снижение установленной мощности светильников на

$$\Delta P_1 = P_{01} - P_{11} = 65,2 - 35,7 = 29,5 \text{ кВт};$$

годовая экономия электроэнергии

$$\Delta W_{1г} = \Delta W_{01г} - \Delta W_{11г} = 1153 - 60,9 = 54,4 \text{ тыс.кВт·ч/год};$$

годовая экономия затрат на оплату электроэнергии (при тарифе $c = 4,55$ руб/кВт·ч)

$$\Delta Z_{1г} = \Delta W_{1г} \cdot c = 54,4 \cdot 4,55 = 247,5 \text{ тыс.руб/год};$$

По второму проекту. Мощность оборудования анализируемого объекта, требующая компенсации составляет $P_{02} = 348$ кВт. Капитальные затраты на реализацию проекта, включают: а) стоимость регулируемых конденсаторных установок 0,4 кВ – $K_{2Q} = \Delta K_{2Q} = 134,4$ тыс. руб., что необходимо для обеспечения норматива коэффициента мощности $\cos\varphi = 0,93$ ($\text{tg}\varphi = 0,4$) и б) затраты на пуско-наладочные работы $K_{2\text{пуск}} = \Delta K_{2\text{пуск}} = 11,4$ тыс. руб.

Итого: $K_2 = \Delta K_2 = \Delta K_{2Q} + \Delta K_{2\text{пуск}} = 134,4 + 11,4 = 145,8$ тыс. руб.

Принимая среднюю величину нагрузочных потерь 5%, годовое электропотребление при внедрении установок КРМ снижается с

$$W_{02г} = 565,5 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год до } W_{12г} = 497,7 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Эксплуатационные затраты практически не влияют на эффективность проекта ($\Delta I = 0$), а расчётный срок окупаемости – 1 год ($p_n = 1$).

Ожидаемые результаты внедрения проекта 2: годовая экономия электроэнергии

$$\Delta W_{2г} = \Delta W_{02г} - \Delta W_{12г} = 565,6 - 497,7 = 67,9 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год;}$$

годовая экономия затрат на оплату электроэнергии (при существующем на момент реализации проекта тарифе $c = 4,55 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$)

$$\Delta Z_{2г} = \Delta W_{2г} \cdot c = 67,9 \cdot 4,55 = 308,9 \text{ тыс.руб/год;}$$

По третьему проекту. Годовой объём передачи электроэнергии по всем ЛЭП 0,4 кВ до внедрения ТСТ – $W_{03г} = 247,4$, после установки ТСТ – $W_{13г} = 195,1 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год}$. Расчётная величина $W_{13г}$ определена при условии, что потери напряжения в сети до выравнивания нагрузок по фазам $\Delta U_{03} = 5,5\%$, а после установки ТСТ – $\Delta U_{13} = 2\%$. Отношение числа часов наибольших потерь к числу часов использования максимума $k = 0,56$.

Проектом предусмотрено 8 симметрирующих трансформаторов мощностью от 10 до 160 кВ·А общей стоимостью $K_3 = \Delta K_3 = 605,6 \text{ тыс. руб.}$

В целях упрощения расчётов допустим, что эксплуатационные затраты на обслуживание ТСТ малы и $\Delta I = 0$. Расчётный срок окупаемости – 2,5 года. При этом $p_n = 0,4$.

Результаты внедрения проекта 3: годовая экономия электроэнергии

$$\Delta W_{3г} = \Delta W_{03г} - \Delta W_{13г} = 247,4 - 195,1 = 52,3 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год;}$$

годовая экономия затрат на оплату электроэнергии (при существующем на момент реализации проекта тарифе $c = 4,55 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$)

$$\Delta Z_{3г} = \Delta W_{3г} \cdot c = 52,3 \cdot 4,55 = 237,9 \text{ тыс.руб/год;}$$

При реализации всех проектов электропотребление предприятия снижается на $\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3 = 54,4 + 67,9 + 52,3 = 174,6$ тыс.кВт·ч/год до величины $W = W_0 - \Delta W = 753,6$ тыс.кВт·ч/год.

Поскольку одновременно все проекты реализовать невозможно, внедрение их производится последовательно, в три этапа, с интервалом $\Delta t = 1$ год. При этом возможны 6 вариантов очередности внедрения анализируемых проектов энергосбережения, таблица В.2.

Таблица В.2 – Очередность внедрения анализируемых проектов энергосбережения

Варианты	Этапы внедрения проектов		
	1	2	3
1	1	1-2	1-2-3
2	1	1-3	1-3-2
3	2	2-1	2-1-3
4	2	2-3	2-3-1
5	3	3-1	3-1-2
6	3	3-2	3-2-1

Для выбора наиболее эффективной стратегии внедрения энергосберегающих мероприятий все их необходимо ранжировать по одному или нескольким критериям [55]. Анализ результатов проведённых расчётов (таблица В.3) показывает, что по критерию максимального энергосбережения и годовой экономии оплаты электроэнергии наиболее эффективным является третий вариант второго проекта, который и предлагается для первоочередной реализации.

Таблица В.3 – Результаты расчёта показателей энергетической эффективности

Показатель	Проекты		
	1	2	3
ΔK , тыс.руб	134	145,8	605,6
ΔP , кВт	29,5	–	–
ΔW , тыс.кВт·ч/год	54,4	67,8	52,3
ΔZ , тыс.руб/год	247,5	308,9	237,9

Потенциал энергосбережения как резерв экономии энергии перед началом реализации первого этапа второго проекта определяется по (5.11):

$$\Pi_1 = W_{0\Sigma} - (W_{01} + W_{12} + W_{03}) = 928,2 - 115,3 - 497,7 - 247,4 = 67,8 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год, что соответствует } \Delta W_2.$$

На втором этапе реализации программы энергосбережения при сохранении тех же критериев эффективности происходит внедрение первого проекта.

На третьем этапе, как наиболее энергоёмкий, реализуется третий проект. Для него $\Pi_3 = \Delta W_3 = 52,3 \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч/год}$.

Учитывая прибыль $\Delta Z_2 - \Delta K_2$, от реализации первого этапа второго проекта, потенциал энергосбережения, соответствующий удельным затратам на ожидаемое снижение годового электропотребления равен

$$\Pi_{\Sigma(2)} = \frac{p_n(\Delta Z_2 - \Delta K_2) + \Delta I}{\Delta W_{2\Gamma}} = \frac{308,9 - 145,8}{67,9} = 2,4 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потенциал, соответствующий удельным затратам на ожидаемое снижение годового электропотребления перед началом второго этапа

$$\begin{aligned} \Pi_{\Sigma(2-1)} &= \frac{p_n(\Delta Z_2 + \Delta Z_1 - \Delta K_2 - \Delta K_1) + \Delta I}{\Delta W_{2\Gamma} + \Delta W_{1\Gamma}} = \\ &= \frac{308,9 + 247,5 - 145,8 - 134}{67,9 + 54,4} = 2,26 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Потенциал, соответствующий удельным затратам перед осуществлением заключительного третьего проекта

$$\begin{aligned} \Pi_{\Sigma(2-1-3)} &= \frac{(\Delta Z_2 + \Delta Z_1 + \Delta Z_3 - \Delta K_2 - \Delta K_1) - p_n \Delta K_3 + \Delta I}{\Delta W_{2\Gamma} + \Delta W_{1\Gamma} + \Delta W_{3\Gamma}} = \\ &= \frac{(308,9 + 247,5 + 237,9 - 145,8 - 134) - 0,4 \cdot 605,6 + 0}{67,9 + 54,4 + 52,3} \\ &= 1,54 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Принятая стратегия поэтапного внедрения проектов энергосбережения подтверждает теоретических обоснований $\lim_{n\Delta t \rightarrow \infty} W_{\text{рез}} \rightarrow 0$, так как

$$\Pi_1 > \Pi_2 > \Pi_3 \text{ и } \Pi_{\Sigma(2)} > \Pi_{\Sigma(2-1)} > \Pi_{\Sigma(2-1-3)}.$$

На основании изложенного очевидно, что потенциал энергосбережения может быть реализован только при условии выполнения конкретных, планируемых на определённый (базовый) период мероприятий по энергосбережению.

Введение понятия идеального энергопотребления и нижнего предела снижения энергозатрат необходимо при разработке реальных норм энергопотребления. Приведённый пример наглядно показывает эффективность предлагаемой последовательности реализации политики энергосбережения на конкретном объекте сельскохозяйственного назначения.

**Приложение Г – Пример оценки возможного ущерба
объекта потребителя при нарушении электроснабжения
(обязательное)**

Полное описание производства для системного анализа ожидаемого ущерба от нарушения электроснабжения должно содержать, помимо сведений по элементам и связям, схему связей между элементами. Она может, быть представлена как в матричной форме, так и в виде графа. На начальном этапе составляется структурная схема ПС с учетом административно-территориального деления анализируемого предприятия и его функциональной (технологической) схемы. При этом производится выделение подмножеств производственных механизмов по принципу эквивалентности последствий от нарушений электроснабжения (рисунок Г.1).

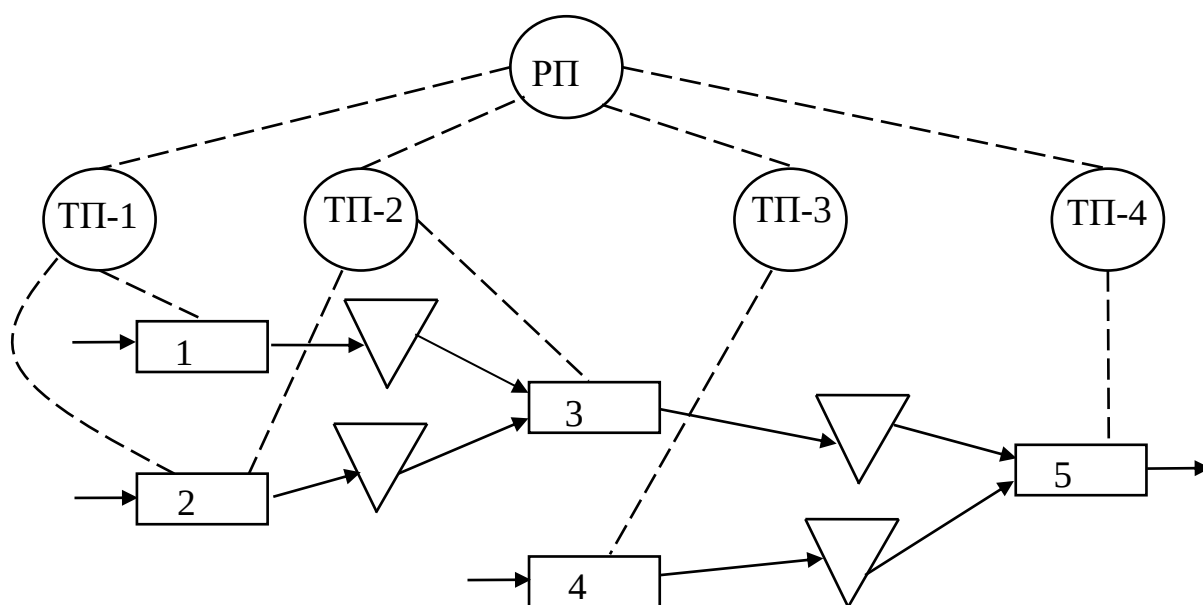


Рисунок Г.1 – Структурная схема ПС и ее связи со схемой электроснабжения

Аналог схемы и основные исходные данные взяты из [149, 159]. Для каждого элемента схемы известны: суммарная нагрузка N_i (кВт); зависимости $t_{при} = \varphi(t_{эi})$ и $t_{при} = \varphi(t_{сви})$ (в целях упрощения они приняты одинаковыми); функции ущерба $Y_{эi} = \varphi(t_{эi})$ и $Y_{сви} = \varphi(t_{сви})$ или $Y_{эi} = \varphi(t_{при})$ и $Y_{сви} = \varphi(t_{при})$.

На втором этапе оценивается ущерб от останова выделенных элементов схемы рисунок Г.1. Для этого анализируются последствия нарушения их

электроснабжения, строятся зависимости $t_{\text{при}} = \varphi(t_{\text{э}i})$ и при $\alpha = 1$ вычисляются значения ущерба для заданных или требуемых длительностей $t_{\text{э}}$ (примем $t_{\text{э}} = 1$ ч), которые сводятся в таблицу Г.1.

На третьем этапе анализируется влияние отключенного объекта ПС на работу связанных с ним, для чего оценивается максимально возможное время $t_{\text{ни},j\text{max}}$ использования накопителя между i -м и j -м элементами технологической схемы. Это время определяется как отношение максимального объема V_{max} накопителя к среднечасовому расходу продукции B из него последующими по отношению к отключенному объектами производства (или пополнению его продукцией предшествующими): $t_{\text{ни},j} = \frac{V_{\text{max}}}{B}$.

Таблица Г.1 – Значения ущерба для заданных или требуемых длительностей

№ участка	1	2	3	4	5
Показатели					
$t_{\text{при}} = \varphi(t_{\text{э}})$, ч	4	3	5	4	2
$t_{\text{при}} = \varphi(t_{\text{св}})$, ч	$2 + t_{\text{св}}$	$3 + t_{\text{св}}$	$2 + t_{\text{св}}$	$3 + t_{\text{св}}$	$1 + t_{\text{св}}$
$U_{\text{пи}}$, млн.руб./ч	3,3	1,5	2,7	3,5	5,3
$U_{\text{сви}}$, млн.руб./ч	2,9	1,1	2,0	2,9	4,8

В большинстве случаев $t_{\text{ни},j} < t_{\text{ни},i}$, но в целях упрощения приняты более жесткие ограничения. Соответствующая им матрица имеет вид

$$T_{\text{н}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 10 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 15 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 14 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 20 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Далее выявляются зависимости длительностей простоя выделенных объектов от длительностей разрыва технологических связей $t_{\text{пр}} = \varphi(t_{\text{св}})$, (таблица Г.1). Они определяются на основании данных о величине накопителей на связях (матрица $T_{\text{н}}$), закона распределения их объема, соотношения времени

простая отключенного объекта и случайного времени t_n , в течение которого смежный объект может работать за счет накопителя. В предположении закона равномерной плотности распределения длительности использования накопителя t_n для рассматриваемой ПС и принятого $t_3 = 1$ ч построена матрица средних длительностей разрыва связей $T_{св}$ между отдельными объектами:

$$T_{св} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1,75 & 1,50 & 1,40 & 1,75 \\ 2,00 & 0 & 2,00 & 1,50 & 2,00 \\ 1,50 & 1,50 & 0 & 1,25 & 1,50 \\ 1,75 & 1,75 & 1,50 & 0 & 2,00 \\ 1,59 & 1,50 & 1,00 & 1,00 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Элемент матрицы $T_{св}$ представляет собой отношение $\overline{t_{сви,j}} = \frac{t_{пр}}{2}$. Для объектов, смежных с отключенным, $t_{пр}$ определяется по зависимости $t_{прi} = \varphi(t_3)$. Так, при отключении объекта 1 технологической схемы на 1 ч

$$t_{пр1} = 2 + 1 = 3 \text{ ч, а } \overline{t_{сви,3}} = \frac{t_{пр1}}{2} = \frac{3}{2} = 1,5 \text{ ч.}$$

Если определяется $\overline{t_{сви,j}}$ для объектов, находящихся на более удаленных ступенях технологической схемы, (между объектами 1 и 5), то эта величина вычисляется с учетом зависимости $t_{пр1} = \varphi(t_{св})$ и составляет

$$\overline{t_{сви,5}} = \frac{\overline{t_{пр3\varphi(t_{сви,3})}}}{2} = \frac{2 + t_{сви,3}}{2} = \frac{2 + 1,5}{2} = 1,75 \text{ ч.}$$

Матрица P вероятностей разрыва связей:

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0,070 & 0,300 & 0,013 & 0,075 \\ 0,104 & 1 & 0,260 & 0,042 & 0,074 \\ 0,300 & 0,200 & 1 & 0,026 & 0,210 \\ 0,014 & 0,009 & 0,042 & 1 & 0,200 \\ 0,042 & 0,028 & 0,142 & 0,100 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Элемент ее для смежных объектов производства (1 и 3) при отключении

объекта 1 вычисляется как

$$p_{1,3} = \frac{t_{\text{пр}1}}{t_{\text{н}1,3\text{max}}} = \frac{3}{10} = 0,3,$$

а для удаленных друг от друга, (1 и 5), он равен

$$p_{1,5} = p_{1,3}p_{3,5} = p_{1,3} \frac{t_{\text{пр}3\varphi}(t_{\text{св}1,3})}{t_{\text{н}3,5\text{max}}} = 0,3 \frac{3,5}{14} = 0,075.$$

На четвертом, заключительном этапе, определяются величины ущербов, но в зависимости от длительности разрыва связей $U_{\text{св}\varphi}(t_{\text{св}})$. Значения $U_{\text{св}i}$, возникающие на каждом из объектов, представлены в табл. Г.1, а данные о них с учетом вероятностей возникновения – матрицей U :

$$U = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 9,9 & 0,36 & 2,10 & 0,14 & 0,99 \\ 1,20 & 6,00 & 2,08 & 0,55 & 1,06 \\ 3,04 & 0,99 & 8,10 & 0,17 & 2,40 \\ 0,11 & 0,04 & 0,29 & 14,00 & 2,88 \\ 0,42 & 0,13 & 0,85 & 1,16 & 10,60 \end{bmatrix} \end{matrix}.$$

Главная диагональ данной матрицы – это ущербы $U_{\text{п}i}$, вычисленные для $t_{\text{э}} = 1\text{ч}$ по отдельным объектам анализируемой структурной схемы (рисунок Г.1). Другие ее элементы соответствуют величинам ущербов $U_{\text{св}i,j}$ на объектах, связанных с отключенным. Так, ущерб, возникающий на объекте 3 при отключении объекта 1, вычисляется как:

$$U_{1,3} = U_{\text{св}3}[t_{\text{пр}3\varphi}(t_{\text{св}1,3})]p_{1,3} = 2 \cdot (2 + 1,5) \cdot 0,3 = 2,1 \text{ млн. руб.}, \text{ а на 5-м:}$$

$$U_{1,5} = U_{\text{св}5}[t_{\text{пр}5\varphi}(t_{\text{св}1,5})]p_{1,5} = 4,8 \cdot (1 + 1,75) \cdot 0,075 = 0,99 \text{ млн. руб.}$$

Предположим, что произошло внезапное отключение ТП-2 на схеме (рисунок Г.1) длительностью, как это было условлено ранее, $t_{\text{э}} = 1\text{ч}$. Расчет ожидаемого среднего суммарного ущерба производим с учетом исходных данных, принимаемым по результатам вычисления матрицы U :

$$\overline{U_{\Sigma}} = (U_{22} + U_{33}) + U_{31} + U_{35} + U_{34} = 6 + 8,1 + 3,04 + 2,4 + 0,17 = 19,71 \text{ млн.руб.}$$

Из схемы (рисунок Г.1) видно, что объект 2 получает питание от двух

источников: ТП-1 и ТП-2. При последовательной схеме внутренних связей между производственными механизмами принимается, что $\alpha = 1$. То есть, при погашении ТП-2, объект 2 полностью останавливается. Но если схема внутренних связей производственных механизмов внутри объекта параллельная, то отключение ТП-2 приводит к останову части его производственных механизмов. Ущерб U_{22} в этом случае должен быть уменьшен на величину, пропорциональную соотношению потребляемых в нормальном и аварийном режиме мощностей.

Приложение Д – Универсальная методика оценки ущерба от нарушений электроснабжения потребителей АПК
(обязательное)

Данная методика позволяет потребителю принимать решения по уровню надёжности схемы электроснабжения на основании технико-экономических и административно-организационных возможностей предприятия и включает следующие основные этапы:

- сбор и обработку информации о системе электроснабжения (схема параметры, режимы);
- сбор и обработку ретроспективной и экспертной информации о показателях надёжности электроснабжения;
- сбор и обработку информации об особенностях технологии производства (технологическая схема, производительность агрегатов, режимы работы);
- сбор и обработку ретроспективной и экспертной информации о показателях восстановления технологического процесса производства после нарушения электроснабжения;
- технико-экономические и сметные показатели работы предприятия;
- математические модели оценки составляющих ущерба;
- рекомендации о возможности реконструкции системы электроснабжения, применении современных средств защиты и контроля.

В таблице Д.1 представлены показатели валового производства продукции анализируемого предприятия.

Таблица Д.1 – Валовое производство продукции

Наименование / Name	Количество	Цена, руб./т	Итого, тыс. руб.
Молоко (всего), тонн	7663	45 000	344 835
Мясо, тонн	274,5	320 000	87 840
Теленок, голов, т (1 голова = 0,05 т)	$1144 \cdot 0,05 = 57,2$	520 000	29 744
	7 994,7 т	295 000	
ВСЕГО			462 419

Исходные данные об особенностях технологии исследуемого производства, технико-экономические показатели его работы приведены в таблице Д.2.

Таблица Д.2 – Исходные данные для оценки ущерба от нарушений электроснабжения потребителей АПК

Параметр / Parameter	Показатель	Значение
Средняя потребляемая мощность производства	P , кВт	200
Средние годовые затраты на электроэнергию	$Зэ$, руб.	5 476 912
Средний тариф на электроэнергию	C_w , руб./кВт ч	10
Годовое число часов работы предприятия	T , час	5110
Годовой выпуск продукции (молоко, мясо, вес телят)	B , т	7994,7
Средняя цена годового выпуска продукции	C , руб.	453 267 000
Количество технологического персонала	m , чел.	41
Средняя зарплата технологического (животноводство) персонала	$з$, руб./чел./час	456
Средняя длительность возможного нарушения электроснабжения	$tэ$, час	6,0
Средняя длительность восстановления технологического процесса	$t_{тхн}$, час	0,5
Среднегодовое количество кратковременных (до 25 мин) отключений	$n_{кр}$, шт.	59
Среднегодовое количество длительных (4–8 час.) отключений	$n_{дл}$, шт.	5–6

Разрабатываемая экономико-математическая модель оценки ущерба от нарушений электроснабжения производств АПК включает ряд ограничений. Не учитывается ущерб от:

- повреждения технологического оборудования при внезапном нарушении электроснабжения;
- недоиспользования основных фондов за время простоя предприятия;
- недополученной прибыли (разница между ценой и себестоимостью выпускаемой продукции);
- невозможности получения исходного сырья;
- невозможности выдачи готовой продукции;
- экологическая составляющая ущерба.

Математические модели, разработанные на основе информации, приведённой в таблице Д.2, и определяющие основные расчётные выражения для количественной оценки ущерба, представлены в таблице Д.3.

Таблица Д.3 – Основные величины, определяющие показатели ущерба

Величина	Единица измерения	Расчётное выражение	Номер формулы
Длительность простоя анализируемого производства при нарушении электроснабжения	час	$t_{\text{пр}} = t_{\text{э}} + t_{\text{тхн}}$	(1)
Недовыпуск продукции за время простоя технологического оборудования	т	$\Delta B = \frac{B}{T} t_{\text{пр}}$	(2)
Средняя цена единицы продукции	руб./т.	$c = C/B$	(3)
Ущерб от непроизводительного расхода энергоносителей за время $t_{\text{тхн}}$	руб.	$y_{\text{тхн}} = \frac{3_{\text{э}}}{T} t_{\text{тхн}}$	(4)
Ущерб от недовыпуска продукции за время $t_{\text{пр}}$	руб.	$y_{\text{нп}} = \Delta B \cdot c$	(5)
Ущерб от простоя технологического персонала с учётом коэффициента снижения зарплаты $k = 0.5$	руб.	$y_{\text{пер}} = 0,5(3 \cdot t_{\text{пр}})m$	(6)
Средний суммарный ущерб на одно отключение	руб.	$Y_{\Sigma} = y_{\text{нп}} + y_{\text{тхн}} + y_{\text{пер}}$	(7)
Ожидаемый среднегодовой ущерб	руб.	$Y_{\Sigma \text{сг}} = Y_{\Sigma} \cdot n$	(8)
Удельный ущерб на кВт отключённой мощности	руб./кВт.	$y_{\text{оP}} = Y_{\Sigma}/P$	(9)
Удельный ущерб на кВт·ч недополученной электроэнергии	руб./кВт·ч	$y_{\text{оW}} = \frac{Y_{\Sigma}}{P \cdot t_{\text{пр}}}$	(10)
Недоотпущенный предприятию объем электроэнергии из-за перерыва в электроснабжении	руб./кВт·ч	$Y_{\text{нэ/э}} = P \cdot t_{\text{э}} \cdot C_W$	(11)

На основании расчётных выражений (1) – (11), приведённых в таблице 3, и исходной информации, приведённой в таблицах Д.1 и Д.2, получены оценки ущерба при наиболее вероятных длительностях $t_{\text{э}} = 6$ часов и $t_{\text{э}} = 0,42$ часа единичных нарушений электроснабжения агропредприятия по производству молока и мяса (таблица Д.4).

Таблица Д.4 – Составляющие ущерба от нарушений электроснабжения

t_3 , час	$t_{пр}$, час	ΔB , т	c , руб./т	$y_{тхн}$, руб.	$y_{нп}$, руб.	$y_{пер}$, руб.
$t_3 = 6$	6,5	10,17	56750	535,9	577148	60762
$t_3 = 0,42$	0,92	1,44	56750	535,9	80585	8507
	Y_{Σ} , руб.	$Y_{\Sigma_{сг}}$, руб.	$y_{оп}$, руб./кВт.	$y_{ош}$, руб./кВт·ч	$Y_{нэ/э}$, руб./кВт·ч	
$t_3 = 6$	638446	3830675	3192	491	72000	
$t_3 = 0,42$	89628	2688840	448	1067	25200	

На основании полученной информации становится возможным прогнозировать ряд показателей надёжности схем электроснабжения проектируемых и реконструируемых агропроизводств с аналогичными технологическими процессами.

Вероятность среднегодового количества длительных и кратковременных отключений определяется по данным ретроспективной статистики: максимальное число длительных отключений – 6 откл./год; кратковременных – 59 откл./год. Тогда:

$$p_{дл} = 6/365 = 0,0164; p_{кр} = 59/365 = 0,1616. \quad (12)$$

По теореме сложения вероятностей для несовместных событий, вероятность отключения объекта:

$$p_N = p_{n_1} + p_{n_2} = 0,1616 + 0,0164 = 0,178 \approx 0,2. \quad (13)$$

Расчётные значения среднегодового ущерба с учётом вероятности его возникновения и (8) принимают вид:

а) при длительных отключениях:

$$Y_{\Sigma_{сг д}} = p_{n_1} Y_{\Sigma_{д}} n = 0,0164 \cdot 638\,446 \cdot 4 = 41\,882 \text{ руб.}; \quad (14)$$

б) при кратковременных отключениях:

$$Y_{\Sigma_{сг к}} = p_{n_2} Y_{\Sigma_{к}} n = 0,1616 \cdot 89\,628 \cdot 59 = 846\,088 \text{ руб.}; \quad (15)$$

в) ожидаемый результирующий среднегодовой ущерб:

$$Y_{\Sigma_{сг}} = [(Y_{\Sigma_{д}} n) + (Y_{\Sigma_{к}} n)] p_N = [2\,553\,784 + 5\,288\,052] 0,2 = 1\,568\,367 \text{ руб.} \quad (16)$$

Прогнозные значения удельных показателей определяются в соответствии с (9), (10):

$$\begin{aligned}
 y_{oP \text{ д}} &= \frac{Y_{\Sigma \text{ сг д}}}{P} = \frac{638\,446}{200} = 3192,23 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}}; \\
 y_{oP \text{ к}} &= \frac{Y_{\Sigma \text{ сг к}}}{P} = \frac{89\,628}{200} = 448,14 \text{ руб./кВт}; \\
 y_{oW \text{ д}} &= \frac{Y_{\Sigma \text{ сг д}}}{P t_{\text{пр д}}} = \frac{638446}{200 \cdot 6,5} = 491 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \\
 y_{oW \text{ к}} &= \frac{Y_{\Sigma \text{ сг к}}}{P t_{\text{пр к}}} = \frac{89\,628}{200 \cdot 0,42} = 1067 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.
 \end{aligned}$$

(17)

Приложение Е – Акты о внедрении
(обязательное)

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева»
(НГТУ)

АКТ

№ _____

г. Нижний Новгород

УТВЕРЖДАЮ
Первый проректор - проректор по
образовательной деятельности НГТУ
Ивашкин Е.Г.
«25» сентября 2025 г.



**О внедрении в учебный процесс результатов диссертационной работы
на соискание ученой степени доктора технических наук Осокина В. Л.**

Мы, нижеподписавшиеся, начальник учебного отдела ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева» (НГТУ) Мухина И. В., директор образовательно-научного института электроэнергетики НГТУ, д.т.н., доцент Дарьенков А. Б., заведующий кафедрой «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» НГТУ, к.т.н., доцент Севостьянов А. А., составили настоящий акт о том, что материалы диссертационной работы Осокина Владимира Леонидовича на тему «Надёжность и эффективность функционирования систем электроснабжения предприятий АПК», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 4.3.2. Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса, внедрены в учебный процесс кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» НГТУ.

Материалы диссертационного исследования использованы:

- при чтении лекций по курсам «Надежность электроснабжения», «Экономия энергоресурсов» и «Оптимизация систем электроснабжения» для студентов, обучающихся по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»;
- при подготовке диссертационных работ магистрантов и аспирантов кафедры.

Начальник учебного
отдела НГТУ

Мухина Мухина И. В.

Директор образовательно-научного
института электроэнергетики НГТУ,
д.т.н., доцент

Дарьенков Дарьенков А. Б.

Заведующий кафедрой
"Электроэнергетика,
электроснабжение и силовая
электроника" НГТУ, к.т.н., доцент

Севостьянов Севостьянов А. А.

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по цифровизации, научной
инновационной деятельности

Березина Н. А.

«23» декабря 2024 года

Акт

о внедрении результатов диссертационного исследования
Осокина Владимира Леонидовича на тему «НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК»

При изучении дисциплин – Традиционная и альтернативная электроэнергетика, Основы традиционной и возобновляемой электроэнергетики, Научные основы эксплуатации объектов энергетики агропромышленного комплекса, Проектирование систем электроснабжения городов, промышленных предприятий и сельских территорий, Оптимизация электроснабжения объектов агропромышленного комплекса, Надежность электроснабжения объектов агропромышленного комплекса, Оптимизация электроснабжения АПК, используются учебные пособия имеющие гриф: «Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по агроинженерному образованию в качестве учебного пособия для студентов, осваивающих образовательные программы бакалавриата и магистратуры по направлению подготовки «Агроинженерия»:

1. Папков, Б. В. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол : ТНТ, 2017. – 424 с.

2. Папков, Б. В. Теоретические основы надежности и эффективности электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол : ТНТ, 2019. – 592 с.

На базе вышеуказанных учебных пособий в учебный процесс внедрены следующие основные результаты:

1. Метод прямого перебора возможных состояний иерархической схемы.
2. Метод оценки условий работоспособности автономных СЭС в сельских электрических сетях.
3. Методы оценки эффективности РГ с перекрывающимися зонами в сельских электрических сетях.
4. Методы, средства и процессы управления электропотреблением в условиях предприятий АПК.
5. Метод оценки технологических рисков и возможности управления ими в системах электроснабжения сельских электрических сетей.

Указанные результаты используются при подготовке бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение») и магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение»), при подготовке бакалавров направления 35.03.06 «Агроинженерия» (профиль «Электрооборудование и электротехнологии») и магистров направления 35.04.06 «Агроинженерия» (профиль «Электрооборудование и электротехнологии»), а также при реализации основной образовательной программы аспирантуры по направлению 4.3.2. «Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса», направленность «Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса».

Врио заведующий кафедрой
«Электроснабжение»
д.э.н., профессор



Паршутина И.Г.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И
НАУКИ НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ**

Государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования

Нижегородский государственный
инженерно-экономический университет
(ГБОУ ВО НГИЭУ)

606340, Нижегородская обл.
г. Княгинино, ул. Октябрьская д. 22а
тел./факс: (883166) 4-15-50, 4-02-46
ОКПО 02536978, ОГРН 1035201235552
ИНН/КПП 5127003729/521701001

20.06.2025 № 527/01-12
На № _____

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе

Жак Касимова Ж.В.

«4» июня 2025 года



АКТ

внедрения результатов диссертации Осокина Владимира Леонидовича на тему
«НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК», представленной на соискание ученой
степени доктора технических наук в учебный процесс НГИЭУ

Настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационных исследований
доцента, канд. техн. наук Осокина В.Л. отражены в следующих научных и учебно-
методических публикациях:

1. Папков, Б. В. Управление электропотреблением в условиях рынка и интеллектуализации систем электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Княгинино: Нижегородский государственный инженерно-экономический институт, 2016. – 218 с. – ISBN 978-5-91592-076-6.
2. Папков, Б. В. Проблемы кибербезопасности электроэнергетики / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин // Библиотечка электротехника. – 2017. – № 9(225). – С. 1-96.
3. Папков, Б. В. Управление электропотреблением в интеллектуальных системах электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2023. – 440 с. – ISBN 978-5-94178-808-8.
4. Папков, Б. В. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2017. – 424 с. – ISBN 978-5-94178-552-0.
5. Папков, Б. В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б. В. Папков, А. Л. Куликов, В. Л. Осокин. – НИЖНИЙ НОВГОРОД: Нижегородский институт управления - филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования "Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации", 2017. – 80 с. – ISBN 978-5-00036-167-2.
6. Папков, Б. В. Теоретические основы надёжности и эффективности электроснабжения / Б. В. Папков, В. Л. Осокин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2019. – 592 с. – ISBN 978-5-94178-613-8.
7. Серебряков, А. С. Техника высоких напряжений. Изоляция электрических установок высокого напряжения: Учебник / А. С. Серебряков, В. Л. Осокин, Д. А. Семенов,

М. С. Жужин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2021. – 448 с. – ISBN 978-5-94178-728-9.

8. Серебряков, А. С. Техника высоких напряжений. Перенапряжения в электрических системах и защита от них: Учебник / А. С. Серебряков, Д. Е. Дулепов, В. Л. Осокин. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2021. – 264 с.

Материалы опубликованных работ используются в учебном процессе кафедры «Электрификация и автоматизация» НГИЭУ для студентов бакалавриата и магистратуры, обучающихся по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение») и магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электроснабжение»), при подготовке бакалавров направления 35.03.06 «Агроинженерия» (профиль «Электрооборудование и электротехнологии») и магистров направления 35.04.06 «Агроинженерия» (профиль «Электрооборудование и электротехнологии»), а также при реализации основной образовательной программы аспирантуры по направлению 4.3.2. «Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса», направленность «Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса» при чтении лекций и проведении практических занятий по дисциплинам «Надёжность и эффективность систем электроснабжения», «Энергосбережение в электроэнергетике АПК», «Научные основы повышения надёжности и эффективности в АПК», Теория систем и системный анализ в электроэнергетике»; «Оптимизация систем электроснабжения»; «Техника высоких напряжений»; «Энергетические системы и комплексы»; «Электроснабжение». Основные положения опубликованных учебно-методических работ В.Л. Осокина входят в программы выполнения выпускных работ бакалавров и магистерских диссертаций.

Заведующий кафедрой
«Электрификация и автоматизация»
к.т.н., доцент



Дулепов Д.Е..



Министерство энергетики Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство»
Тюменский Центр научно-технической информации – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
[Тюменский ЦНТИ – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России]

Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Профсоюзная, д. 88/1
Тел./факс: +7 [3452] 462-666, 467-629, e-mail: cnti7272@mail.ru, http://www.rosenergo.gov.ru

Акт

о внедрении результатов диссертационного исследования **Осокина Владимира Леонидовича** на тему «НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК»

Данный акт составлен о том, что Тюменский филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России принял к использованию результаты разработок, представленные в диссертационной работе Осокина В.Л., а именно:

1. Методика применения теоретико-множественного представления сложности больших технических систем к современным системам электроснабжения, в том числе с распределенной генерацией.
2. Методика оценки надёжности в экстремальных внешних и внутренних ситуациях, возникающих в системах электроснабжения.
3. Методика оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ с перекрывающимися зонами действия.
4. Методический подход к моделированию функционирования производственных систем электроснабжения агропромышленного комплекса в условиях нормальной работы, аварийных и послеаварийных режимах и ситуациях, эксплуатационные решения по управлению электропотреблением.
5. Методика управления надёжностью электроснабжения агропромышленного комплекса на основе технико-экономической оценки последствий плановых и внезапных, полных и частичных нарушений электроснабжения, а также оценки последствий изменения режимов электроснабжения и электропотребления при отказах в системах электроснабжения.
6. Методика элементарной оценки технологического риска.

Вышеуказанные методики и методические подходы планируется использовать в деятельности филиала в части информирования предприятий агро-промышленного комплекса региона о наилучших доступных технологиях в области надежности электроснабжения.

Директор филиала

С.В. Воробьев



**Министерство
образования и науки
Нижегородской области**

Адрес места нахождения: ул. Ильинская, д. 18
г. Нижний Новгород, 603950
Почтовый адрес: Кремль, корп. 14
г. Нижний Новгород, 603082
тел. 433-24-51, факс 434-11-90
e-mail: minobr@nobl.ru

23.05.2025 № Исх-316-273098/25

По месту требования

на № _____ от _____

АКТ о внедрении

**результатов диссертационного исследования на соискание ученой степени
доктора технических наук Осокина Владимира Леонидовича на тему
«НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК»**

В соответствии с требованиями технического задания выполнена НИР по теме «Мониторинг использования энергетических ресурсов, и разработка предложений по энергосбережению образовательным учреждениям Нижегородской области», отчет по НИР № 1/01201279101. г. Княгинино, ГБОУ ВПО НГИЭИ, 2013 г. – 332 с.

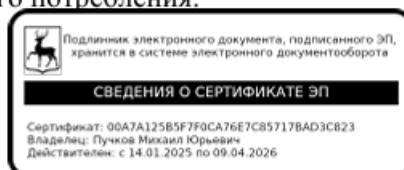
В соответствии с техническим заданием выполнены следующие виды работ.

1. Проведены энергетические обследования в 154 подведомственных государственных образовательных учреждениях в Нижегородской области.
2. Определены целевые индикаторы и показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности при эксплуатации энергетического и электротехнического оборудования образовательных учреждений.
3. Определён целевой уровень снижения потребления ТЭР образовательными учреждениями.

Основные результаты выполненной работы:

1. Реализация предложенных Осокиным В.Л. научно обоснованных мероприятий по энергосбережению в обследованных образовательных учреждениях позволила за последние 5 лет снизить удельный расход энергии с 64 до 43 кг у т /кв.м., то есть, на 33%.
2. Расход электрической энергии образовательными бюджетными учреждениями Нижегородской области сократился на 7050 тыс. кВт·ч/год, что составляет 25 % от суммарного потребления.

Министр



М.Ю.Пучков



**Министерство
сельского хозяйства
и продовольственных
ресурсов
Нижегородской области**

Адрес места нахождения: Кремль, корп. 2
г. Нижний Новгород, 603082
Почтовый адрес: Кремль, корп. 14
г. Нижний Новгород, 603082
тел. 439-11-51, факс 439-13-91
e-mail: mcx@nobl.ru

По месту требования

№ Исх-302-280/25

на № _____ от _____

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

**результатов диссертации Осокина Владимира Леонидовича на тему
«НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК», представленной
на соискание ученой степени доктора технических наук**

В рамках диссертационного исследования на соискание ученой степени доктора технических наук Осокина Владимира Леонидовича на тему «НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК» выполнена НИР по теме «Сокращение расходов на энергоресурсы в сельскохозяйственном производстве Нижегородской области», отчет по НИР инв. № 02201454705. Княгинино, ГБОУ ВПО НГИЭИ, 2014 г. – 74 с.

Основные результаты выполненной работы:

1. Проведены энергетические обследования сельскохозяйственных предприятий, имеющих различные направления производства и переработки с/х продукции (животноводство и растениеводство, уклон в животноводство, переработка).
2. Определены зависимости удельного расхода электроэнергии от направления производства и показана динамика их изменения, определившая интервал от 0,1 до 1,1 кВт ч /кг выпускаемой продукции.
3. Результат исследований проведенных с учётом технологических особенностей производств АПК заключается в разработке методики оценки возможного ущерба потребителей электроэнергии от нарушений электроснабжения с учётом технологических особенностей производств АПК.

4. Оценки реальных потерь (ущерба) конкретных потребителей АПК с учётом фактора внезапности нарушения электроснабжения; от неуправляемого останова объектов производства; от непроизводительного расхода энергоресурсов во время наладки технологического процесса после восстановления электроснабжения; от незапланированных остановов и пусков электрооборудования; возможных при этом ремонтных работ и др. приняты к сведению и используются в практике эксплуатации систем электроснабжения предприятий АПК.

5. Осокину В.Л. предлагается:

- продолжить исследования по данным проблемам с целью более широкого практического применения результатов в сельских электрических сетях и производствах;

- с результатами работы желательно ознакомить эксплуатационный и административный персонал предприятий АПК Нижегородской области.

Начальник отдела развития кадрового
потенциала агропромышленного комплекса и
организационной работы



 Л.Ю.Херувимова



Публичное акционерное общество
«Россети Центр и Приволжье»

Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» -
«Нижновэнерго»

22.10.2024 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

г. Нижний Новгород

№ Н17-ННЭ/59-44/86

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора –
главный инженер

Филиала ПАО «Россети Центр и
Приволжье» - «Нижновэнерго»

Глебов Юрий Александрович



**АКТ о внедрении результатов диссертации Осокина Владимира Леонидовича
представленной на соискание ученой степени доктора технических наук.**

Комиссия в составе:

1. Котриков Антон Владимирович – Заместитель директора по инвестиционной
деятельности

2. Князев Дмитрий Андреевич – Начальник управления распределительных
сетей

3. Урутин Евгений Игоревич – Начальник управления технологического
развития и цифровизации

отмечает, что при проектировании систем электроснабжения в Нижегородской
области приняты к использованию результаты ряда разработок, представленные в
диссертационной работе Осокина В.Л.

1. Принято к рассмотрению обоснование необходимости расширения
номенклатуры показателей надёжности ЭЭС (СЭС) в современных условиях
перехода к интеллектуальной электроэнергетике;

2. Одобрена методика оценки технико-экономических потерь (ущерба) от нарушений электроснабжения;

3. Отмечается настоятельная необходимость в применении разработанной методики оценки надёжности в экстремальных внешних и внутренних ситуациях, возникающих в ЭЭС (СЭС).

ПОДПИСИ ЧЛЕНОВ КОМИССИИ:

Заместитель директора по
инвестиционной деятельности:



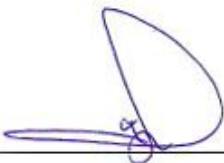
Котриков А.В..

Начальник управления
распределительных сетей:



Князев Д.А.

Начальник управления
технологического развития и
цифровизации:



Урутин Е.И.

Государственное бюджетное учреждение Нижегородской области
«Центр биоутилизации Нижегородской области»

607510, зд.1, д. Мостовка, Сергачского м.о.
 Нижегородской области РФ
 Тел. 8-831-91- 5-32-55
 ИНН 5229016786
 ОГРН 1245200006072
 vsu_zavod@mail.ru

Лкх. 15.04.24. №237/044

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

Голышников А.И.

АКТ о внедрении

результатов диссертации Осокина Владимира Леонидовича **«НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА»**, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук.

Настоящим актом подтверждаем, что проведенное энергетическое обследование по договору №49 от 16 декабря 2013 года под руководством и при участии Осокина В.Л., стало основой для разработки концепции вывода ГП НО «Сергачский ВСУЗ» из кризисного состояния, а именно:

1. Переведена работа котельной с печного топлива на природный газ,
2. Произведена реконструкция системы электроснабжения с учетом методических рекомендаций по повышению надёжности электроснабжения, представленных в диссертационной работе Осокина В.Л.

В процессе реализации мероприятий по энергосбережению, рекомендованных Осокиным В.Л. удельный расход электроэнергии снизился с 0,4 до 0,38 кВт·ч/кг выпускаемой продукции; затраты на электроэнергию за последние 3 года сократились на 6,6 % с 1308 до 1222 тыс.руб. при увеличении стоимости электроэнергии за этот период на 12 %.

В результате ГПНО «Сергачский ВСУЗ» снизил себестоимость мясо-костной муки на 20 %, а также добился повышения отпускной цены мясо-костной муки, за счет улучшения ее качества.

Заместитель директора
по техническим вопросам



Белоглазов Е.А.

Заместитель директора
по финансовым вопросам



Сильнова Н.В.

Начальник цеха



Мартынов Е.А.



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ПЛЕМЕННОЙ ЗАВОД «БОЛЬШЕМУРАШСКИЙ»**

Нижегородская область, Большемурашский район, пос.Советский, д.37

ИНН 5204012860 ОГРН1145222000274

Введ. №4 от 04.05.25

УТВЕРЖДАЮ:

Исполнительный директор

Шагаров Н.А.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертации Осокина Владимира Леонидовича на тему
«НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АПК», представленной на соискание
учёной степени доктора технических наук

В процессе выполнения научно-исследовательской работы в ООО ПЗ «БОЛЬШЕМУРАШСКИЙ» с 01. 10. 2024 года по 30. 01 2025 года, выполнено следующее:

- проведен анализ потребления энергетических ресурсов и режимов существующей системы электроснабжения;
- установлены отклонения фактического состояния системы электроснабжения от договорных условий действующего договора на энергоснабжение № 3008000 от 29.07.2015 г.;
- апробирована методика оценки показателей надёжности при воздействии экстремальных внешних и внутренних факторов на СЭС АПК.
- разработана модель функциональных связей потенциально опасных объектов в условиях исследуемого предприятия;
- разработаны экономико-математические модели срыва производственного процесса с учётом влияния вероятностных факторов и неполноты исходной информации на конечный результат расчета – величину ожидаемого ущерба;
- выполнен расчет оценки экономических последствий от внезапных нарушений электроснабжения, а именно удельный ущерб от недополученной электроэнергии составил:
 - для длительного перерыва в электроснабжении (6 часов и более) – 491 руб./кВт·ч;
 - для кратковременных отключений (не более 0,42 часа) – 1067 руб./кВт·ч;

Рекомендовано перезаключение договора на энергоснабжение с гарантирующим поставщиком;

По результатам проведённых исследований на предприятии установлен источник собственной генерации электрической энергии – дизель-генератор мощностью 100 кВт.

Настоящим Актом подтверждается практическая реализация предложений Осокина В.Л. по результатам расчетов и предложениям по повышению надёжности электроснабжения и технико-экономической эффективности в условиях предприятия.

Главный инженер

 А.В.Гуськов

Главный зоотехник

 А.В. Корюкин

Главный экономист

 С.А. Жеребцова



Юридический адрес: 426049, РФ, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Гагарина, дом 75, офис 22
Почтовый адрес: 426049, РФ, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Гагарина, дом 75, офис 22
тел. 8 (3412) 913-291, факс 539-192

www.elsetudm.ru, e-mail: priemnaya@elsetudm.ru

ИНН 1835060957 КПП 183201001 ОГРН 1041804301330 ОКПО 74032211 ОКВЭД 35.12, 35.13
p/c 40702810768020102472 в Удмуртском отделении № 8618 г. Ижевск БИК 049401601 к/с 30101810400000000601

№ 01 01.02.2024г.

По месту требования

Об использовании
результатов диссертации

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора-главный инженер

А.Ф.Салахутдинов



подпись

дата

02.2024г.

СПРАВКА

об использовании результатов диссертации Осокина Владимира Леонидовича «Надежность и эффективность функционирования интеллектуальных электротехнических комплексов», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук.

Комиссия в составе: А.Ф.Салахутдинова - первого заместителя генерального директора-главного инженера, А.О.Захарчука - директора по эксплуатации и оперативно-технологическому управлению, Д.В. Лекомцева - директора по перспективному развитию и собственности, отмечает, что при эксплуатации систем электроснабжения в ООО «Электрические сети Удмуртии» приняты к использованию результаты разработок, представленные в диссертационной работе Осокина В.Л., связанные с:

- ✓ повышением требований потребителей к уровню энергетической безопасности и надёжности
- ✓ необходимостью оценки надёжности и безопасности с учётом возможности редких и экстремальных событий, возникающих в ЭЭС (СЭС).
- ✓ возможностями стимулирования потребителя при управлении электропотреблением и решении задач энергосбережения;
- ✓ основными положениями методики оценки технико-экономического ущерба от нарушений электроснабжения и управления электропотреблением;
- ✓ необходимостью расширения номенклатуры показателей надёжности в условиях цифрового перехода к интеллектуальной электроэнергетике;

1. Первый заместитель генерального
директора-главный инженер

А.Ф.Салахутдинов

2. Директор по эксплуатации и оперативно-
технологическому управлению

А.О.Захарчук

3. Директор по перспективному развитию
и собственности

Д.В. Лекомцев

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОРПОРАЦИЯ «РОСТЕХ»
АО «ОБЪЕДИНЕННАЯ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОРПОРАЦИЯ»



ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ **полет**

ФНПЦ АО «НПП «Полет»
Комсомольская пл., д. 1, ГСП-462
г. Нижний Новгород, 603950

Телефон: (831) 245-21-04 Факс: (831) 249-39-41, 245-31-57
www.npp-polyot.ru E-mail: mail@npp-polyot.ru
ОКПО 07543347, ОГРН 1115258007688
ИНН/КПП 5258100129/525801001

18.06.24г. № 452/02-02

По месту требования

На № _____ от _____

Об использовании
результатов диссертации

УТВЕРЖДАЮ:



Заместитель генерального директора
по науке, доктор технических наук
К. Л. Войткевич

АКТ

внедрения результатов диссертации Осокина В.Л.

Комиссия в составе:

- Лисунов А.Е., заместитель генерального директора
по качеству – главный контролер;
- Порфянович А.И., начальник отдела испытаний ИСР;
- Калямин В.Н., начальник испытательной станции

настоящим актом подтверждает, что разработанные Осокиным Владимиром Леонидовичем в рамках диссертации, представленной на соискание учёной степени доктора технических наук, методики управления электропотреблением, нормирования надёжности электроснабжения и оценки экономической эффективности принимаемых решений, позволили оптимизировать схему электроснабжения и режимы работы испытательного подразделения АО «НПП «Полет» в части:

- выбора показателей надёжности электроснабжения и их системной оценки;

- обеспечения надёжности электроснабжения в задачах управления электропотреблением при проведении испытаний изделий собственной разработки;
- оценки технико-экономических потерь от нарушений электроснабжения;
- разработки требований потребителей к уровню надёжности системы электроснабжения испытательной станции АО «НПП «Полет».

Подписи

1. Заместитель генерального директора
по качеству – главный контролер
2. Начальник отдела испытаний ИСР
3. Начальник испытательной станции



Лисунов А.Е.

Порфянович А.И.

Калямин В.Н.



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ИЗДАТЕЛЬСТВО

«ТОНКИЕ НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ»

309516, Белгородская область, г. Старый Оскол, м-н Макаренко, д.40 Б, помещение 4
тел./факс (4725) 32-25-29, 42-35-39, 42-35-29
ИНН/КПП 3128033245/312801001 р/с 40702810000990008671 в ПАО АКБ "Металлинвестбанк" г. Москва,
БИК 044525176, к/с 30101810300000000176
e-mail: st_tnt-press@mail.ru

Исх. № 30 от 06.02.2025 г.

г. Старый Оскол

Ректору ГБОУ ВО НГИЭУ
Шамину А. Е.

Уважаемый Анатолий Евгеньевич!

Сообщаем, что издательство «Тонкие наукоемкие технологии» на протяжении десяти лет плодотворно сотрудничает с автором - к.т.н., доц. Осокиным В. Л. За это время в издательстве «ТНТ» были изданы, переизданы (ввиду повышенного спроса) и реализованы ряд учебных и научных изданий энергетического профиля.

1. Вероятностные и статистические методы оценки надёжности элементов и систем электроэнергетики: теория, примеры, задачи : учебное пособие / Папков Б. В. Осокин В. Л. – Старый Оскол : ТНТ 2022. – 424 с. (530 экземпляров);

2. Теоретические основы надёжности и эффективности электроснабжения : учебник / Папков Б. В., Осокин В. Л. : – Старый Оскол : ТНТ, 2024. – 592 с. (1050 экземпляров);

3. Техника высоких напряжений. Изоляция электрических установок высокого напряжения : учебник / Серебряков А. С., Осокин В. Л., Семенов Д. А., Жужин М. С. – Старый Оскол : ТНТ, 2021. – 448 с. (1200 экземпляров);

4. Техника высоких напряжений. Перенапряжения в электрических системах и защита от них : Монография / Серебряков А. С., Осокин В. Л., Семенов Д. А., Жужин М. С. – Старый Оскол : ТНТ, 2021. – 264 с. (1200 экземпляров);

5. Управление электропотреблением в интеллектуальных системах электроснабжения : учебник / Папков Б. В., Осокин В. Л. – 2024. – 440 с. (980 экземпляров);

6. Электротехнологии. Полупроводниковые источники питания аппаратов электронно-ионной технологии : учебное пособие / Серебряков А. С., Осокин В. Л. – 2023. – 272 с. (850 экземпляров).

Потребителями указанной продукции являются библиотеки порядка двухсот технических ВУЗов Российской Федерации.

Директор



Мосиенко Т. Н.



**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

111 250, Москва, проезд Завода Серп и Молот,
дом 10, офис 608, Тел. (495) +7 495 012 60 07
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

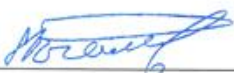


Основана в 1724 году

**Российская Академия Наук
Секция по проблемам НТП в энергетике
Научного совета РАН по
системным исследованиям в энергетике**

УТВЕРЖДАЮ

Президент, Председатель
Научно-технической коллегии,
д.т.н., профессор

 Н.Д. Рогалев

«26» мая 2025 г.

ПРОТОКОЛ № 8

совместного заседания Секции «Активные системы распределения
электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и
Секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным
исследованиям в энергетике

29 апреля 2025 года

г. Москва

Присутствовали: члены секции «Активные системы распределения
электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС»,
ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ», ФГБУН «ИНЭИ РАН», ФГБУН «ИСЭМ СО РАН»,
АО «Россети научно-технический центр», ГБОУ ВО «Нижегородский
государственный инженерно-экономический университет», ФГБОУ ВО
«Нижегородский ГТУ им. Р.Е. Алексеева», ФГБОУ ВО «Новосибирский
государственный технический университет», ФГАОУ ВО «Уральский
федеральный университет им. Б.Н. Ельцина», ФГАОУ ВО «Национальный
исследовательский Томский политехнический университет», Комитет ВИЭ
РосНИИО, ООО «РТСофт-СТ», всего 34 человека.

Со вступительным словом выступил председатель секции «Активные
системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические

ресурсы», руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН», д.т.н. Илюшин П.В.

Во вступительном слове отмечено, что надежность и эффективность функционирования систем электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса (АПК) имеет ключевое значение не только в отраслевом, но и в социально-экономическом аспекте, так как агропромышленный сектор играет центральную роль в обеспечении продовольственной безопасности страны. Несмотря на высокую зависимость предприятий агропромышленного комплекса от электроэнергии, вопросам надежного и бесперебойного электроснабжения сельскохозяйственных предприятий в настоящее время уделяется значительно меньше внимания, чем другим отраслям промышленности, например, нефтегазовой, химической, металлургической и др., традиционно считающимися приоритетными с точки зрения надежности электроснабжения. Вместе с тем, современное сельское хозяйство – это высокотехнологичная отрасль, в которой имеется большое количество различных автоматических и автоматизированных систем и устройств, перебои в электроснабжении которых приводят к технологическим сбоям и, как следствие, экономическому ущербу. К особенностям сельскохозяйственных предприятий можно отнести их значительную удаленность от центров питания, а также недостаточное резервирование, что требует пересмотра подходов к проектированию и эксплуатации их систем электроснабжения. Надежность и эффективность функционирования систем электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса представляет собой важную и актуальную задачу.

С докладом **«Надежность и эффективность функционирования систем электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса»** выступил Осокин Владимир Леонидович – доцент кафедры «Электрификация и автоматизация» ГБОУ ВО «Нижегородский государственный инженерно-экономический университет», к.т.н., доцент.

Основные положения доклада приведены ниже. Презентация доклада прилагается (**Приложение 1**).

1. Технические решения, связанные с прогнозированием, проектированием, развитием и эксплуатацией электротехнических комплексов часто принимаются при недостатке, неоднозначности и неопределенности исходной информации, достоверность и точность которой не удовлетворяет современным требованиям. С особой остротой встают задачи принятия решений в развивающихся интеллектуальных электроэнергетических системах (ИЭЭС), системах электроснабжения (СЭС) и непосредственно в АПК.

2. Расширение хозяйственной самостоятельности предприятий в части развития распределённой генерации (РГ), электростанций на основе

возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) обусловило необходимость создания эффективных систем технико-экономической поддержки решений по обеспечению их надёжной работы. Полноценное использование регулировочной способности потребителей требует изменения существующей системы взаимоотношений между поставщиками и потребителями электроэнергии. Степень участия потребителей в управлении режимом электропотребления должна задаваться не директивно, а приниматься потребителями добровольно, на основе анализа технической возможности и сравнения увеличения издержек при регулировании с экономическими выгодами, предлагаемыми СЭС.

3. Наиболее крупными проблемами, решение которых требует учёта как технологических, так и экономических аспектов, являются: 1) принятие решений по развитию предприятий АПК с учётом фактора надёжности электроснабжения; 2) принятие решений по управлению электропотреблением при отказах элементов СЭС в процессе эксплуатации; 3) исследование возможностей СЭС и потребителей в задачах управления режимами электропотребления; 4) исследование уязвимостей и проблем кибербезопасности в СЭС; 5) оценка критериев экономической эффективности альтернативных вариантов управления режимами СЭС предприятий АПК.

4. Разработка новых, развитие и реализация существующих методических рекомендаций, инженерных решений, принципов обеспечения и повышения надёжности функционирования современных электротехнических комплексов на основе СЭС потребителей в различных схемно-режимных условиях с временными ограничениями на основе рационального управления режимами электропотребления активных потребителей, новых технологий энергосбережения, перехода к ИЭЭС и инновационным технологиям управления являются актуальными. Для этого были решены следующие конкретные задачи: 1) исследованы возможности теоретико-множественного представления сложности современных электротехнических комплексов; 2) обоснована необходимость расширения номенклатуры показателей надёжности СЭС АПК; 3) разработана методика оценки надёжности в экстремальных ситуациях СЭС АПК; 4) разработаны и обоснованы правила формализованного представления комплексов АПК, моделей анализа последствий нарушений их электроснабжения и управления режимами; 5) исследованы и разработаны методы управления режимами электропотребления с учётом активных потребителей, тарифного стимулирования и энергосбережения; 6) произведена оценка надёжности и эффективности структурных схем систем РГ; 7) выявлены зоны и режимы электропотребления обобщённого потребителя в условиях внезапных и преднамеренных нарушений электроснабжения.

5. Научная новизна работы заключается: 1) в системном подходе к постановке общей проблемы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов за счёт рационального управления электропотреблением; 2) уточнении постановки задач принятия решений по обеспечению эффективного функционирования СЭС, базирующихся на современных методах исследования больших систем; 3) разработке обобщенного подхода к формированию моделей оценки последствий управления электропотреблением и уточнённой модели функциональных связей потенциально опасных объектов СЭС и потребителей АПК; 4) применении теоретико-множественного представления сложности к электротехническим комплексам при решении задач оценки их надёжности и эффективности; 5) выработке оригинальной методики критериев требований потребителей к СЭС, обеспечивающих их функционирование в экстремальных режимах электроснабжения АПК; 6) определении условий работоспособности структур СЭС и выработке рекомендаций по оценке их надёжности и эффективности, включая системы РГ с перекрывающимися зонами действия.

6. Полученные результаты положены в основу конкретных рекомендаций потребителям АПК, например, модели оценки ущерба от нарушений электроснабжения могут использоваться при проектировании, эксплуатации и управлении электротехническими комплексами. На их основе оптимизируются управляющие воздействия и увеличивается диапазон обоснованного регулирования электропотребления. Реализация предлагаемых методов позволяет обосновывать максимумы нагрузок предприятий АПК и возможности по их снижению: допустимую длительность, периодичность и целесообразную степень участия потребителей в разгрузке ЭЭС.

7. Системный подход к разработке и исследованию режимов работы сельских электрических сетей основан на результатах анализа в технологических процессах производства продукции, технико-экономического анализа последствий управления режимами электропотребления. При решении комплексных задач создания, размещения и использования генерирующих мощностей, в том числе систем РГ, необходимо учесть возможность рационального использования всех видов резервов потребителей.

8. В работе предложены и представлены основные подходы к формализации задач оценки надёжности СЭС АПК: сформулированы обобщённые представления о сложности СЭС и её основные характеристики с целью выявления предпосылок проблемы формализации анализа надёжности электроснабжения и определены подмножества факторов (нечётких мер), структурирование и учёт которых на этапах жизненного цикла СЭС позволит перейти к разработке объективных требований к конкретной СЭС.

9. Показана необходимость совершенствования системы основных понятий в области теории надёжности СЭС и дано обобщённое представление показателей надёжности. Представленная система понятий и обобщённое представление показателей позволяют конкретизировать и наглядно показать сложность исследования и анализа СЭС, определить направления работ по оценке их надёжности, соблюдая принципы системного подхода и имея возможность их дальнейшего изучения, развития и уточнения.

10. Результаты критического обзора системы зарубежных показателей надёжности электроснабжения для решения задач прогнозирования уровня надёжности и оказания услуг при управлении электрическими сетями показали, что рассматриваются в основном интегральные показатели, без учёта числовых характеристик статистических распределений, что для современных ИЭС недостаточно.

11. Разработаны уточнённые рекомендации выбора показателей надёжности объектов СЭС на основе чёткой формулировки критерия отказа. Показатели надёжности определяются вероятностями осуществления соответствующих событий, их математическим ожиданиями и дисперсиями, а при наличии достаточной информации – функциями распределения вероятностей результатов функционирования.

12. Из-за усложнения структуры, разных типов и мощности объектов РГ, ВИЭ, СНЭЭ требуется введение более чётких требований к существующим и вновь вводимым системным показателям эффективности функционирования СЭС: «маневренность», «мобильность», «гибкость».

13. Факторы, подлежащие учёту при создании, развитии и эксплуатации систем РГ, свидетельствуют об усложнении всех операций управления. Это требует интеллектуального взаимодействия систем управления, контроля режимов и параметров, адаптации устройств РЗ и ПА для осуществления эффективного энергообмена при условии обеспечения всех свойств, характерных для надёжной, безопасной и экономичной работы ЭЭС. Положительные результаты использования объектов ВИЭ широко рекламируются, однако системный подход требует анализа ряда социальных, технических, экологических и экономических моментов, которые сторонниками и пропагандистами ВИЭ обычно умалчиваются.

14. На основании полученных результатов открывается перспектива исследования чрезвычайно важной проблемы оценки вероятностей редких событий и катастроф в электроэнергетике. Временные ряды, характеризующиеся медленным уменьшением числа редких событий следует представлять степенным распределением, что доказывает возможность учёта событий, приходящихся на «хвост» распределения с вероятностью, с которой необходимо считаться; для степенного распределения вероятность катастрофических

последствий может на порядок и больше превышать вероятности, вычисленные на основании нормального, экспоненциального или гамма-распределения.

15. Решение задач обеспечения кибербезопасности ЭЭС требует дополнения и расширения свойства «надёжность» понятиями «уязвимость», «стойкость», «достоверность» и др., что необходимо для выявления и оценки механизмов воздействия дестабилизирующих факторов на предприятия АПК.

16. Проведенными исследованиями установлено, что и в задачах сохранения живучести ЭЭС при крупных системных авариях и отключениях большого количества потребителей, возможны рациональные решения, принятие которых позволяет минимизировать их технико-экономические последствия. Одним из условий допустимости возможных вариантов отключения потребителей должна быть минимизация вероятности разрыва внешних производственно-технологических связей.

17. Доказано, что необходимо достаточно чёткое обоснование цели внедрения объектов РГ и режимов их работы с учётом технологических особенностей основного производства и требований по надёжности электроснабжения предприятий АПК как в изолированном режиме работы систем РГ, так и в режиме с электроснабжением от основной сети ЭЭС.

18. В качестве показателей эффективности работы систем РГ рекомендуется использовать вероятности случайных событий (аварийной ситуации, перегрузки оборудования, восстановления за определённое время, выполнения производственного задания в условиях ограничений и др.).

19. Оценка условий работоспособности простейших структур СЭС предприятий АПК позволяет, с одной стороны, решать комплекс задач обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения, с другой – обеспечивать устойчивую работу при нарушении работоспособности отдельных генерирующих установок и их групп.

20. Поскольку системы РГ представляются структурами с несколькими перекрывающимися зонами действия, это определяет особенности их работы, поэтому предложено оценивать их некоторой интегральной характеристикой – эффективностью функционирования – степенью целесообразности использования системы РГ в различных режимах.

21. Одна из основных проблем управления электропотреблением связана с большим разнообразием методов. В этой связи необходим анализ и обобщение имеющегося в разных отраслях промышленности, сельского хозяйства, транспорта и коммунально-бытовых потребителей опыта прогнозирования спроса и управления им при вероятных отклонениях выработки и передачи мощности и электроэнергии от договорных условий.

22. Успешное управление электропотреблением возможно, если связи СЭС с технологическими агрегатами предприятия АПК известны и управляющее

устройство достаточно быстро реагирует на воздействия со стороны ЭЭС (СЭС). Трудности, связанные с управлением, определяются сложностью объекта, поэтому анализ возможностей управления электропотреблением следует начинать именно с объекта, а не с алгоритмов управления им.

23. Тарифное стимулирование управления электропотреблением возможно при обеспечении жёсткого контроля за его эффективностью. Оно вводится при гарантиях роста объёмов производства на базе неиспользуемых технологических мощностей или путём проведения активного энергосбережения, что позволяет снизить тариф на электроэнергию и увеличить доход.

24. Для оценки последствий от нарушений электроснабжения необходимо построение экономико-математических моделей нарушения производственного процесса с учётом влияния вероятностных факторов и неполноты исходной информации на конечный результат расчёта – величину ожидаемого ущерба.

25. Изменение технологических режимов на предприятиях АПК при вводе ограничений режима электропотребления со стороны ЭЭС при прохождении суточных и сезонных максимумов нагрузки, изменениях режимов работы систем РГ и ВИЭ, нормировании и комплексной оценке надёжности, обосновании договорных условий по тарифам на электроэнергию невозможно без оценки последствий изменения режимов электроснабжения и электропотребления.

26. Предложена разработанная методика оценки ущерба от нарушений электроснабжения предприятий АПК, на основании которой у специалистов служб главного энергетика конкретного предприятия появляется возможность оценить прогнозируемые потери (в виде недополученной продукции и непроизводительного расхода энергоносителей), провести ревизию договорных отношений со сбытовой компанией, пересмотреть структуру и параметры СЭС.

27. Для объективной оценки последствий нарушений энергоснабжения наиболее часто требуются сведения о последствиях частичных нарушений электроснабжения потребителей, а также о влиянии нарушений электроснабжения на работу участков производства, связанных с отключенным единством технологического процесса.

28. Проблема исследования ущерба формулируется как задача априорного анализа, заключающаяся в оценке ожидаемых последствий нарушения электроснабжения и их составляющих и как задача синтеза, заключающаяся в минимизации ущерба за счёт правильной организации работы потребителя и энергоснабжающей организации.

29. Результаты исследований показали, что возможности снижения электропотребления, при условии сохранения выпуска продукции на запланированном (договорном) уровне, во многих случаях перекрывают потребности ЭЭС в снижении мощности при отказах оборудования и позволяют перейти к их учёту при обосновании принятия решений в задачах

прогнозирования развития и эксплуатации СЭС. Поэтому выявление, оценка и обоснование предельных величин отключаемых мощностей и параметров технологических процессов позволит так априорно планировать возможные отключения, что они не отразятся на работе потребителя.

30. Разрешение поставленных проблем управления нагрузкой представляло и представляет большие трудности из-за недостатка исходной информации о параметрах, входящих в расчетные выражения для вычисления составляющих и суммарной величины ущерба. Поэтому технологическая и экономикоматематическая сложность и практическое отсутствие заинтересованности в управлении электропотреблением как энергоснабжающих, так и потребляющих энергию систем, пока не создают условий для её успешного решения.

31. Анализ последствий аварий и прогнозирование аналогичных ситуаций, показывает, что при отказах оборудования ЭЭС для недопущения нарушения системной устойчивости достаточно отключать около 20% суммарной нагрузки. Это может быть обеспечено большим количеством способов, реализация которых определяется выбором состава отключаемых присоединений при сохранении величины отключаемой мощности.

32. Оценка предельных параметров возможных состояний потребителя позволила выработать требования к надёжности внешнего энергоснабжения с учётом длительности введения режима управления, периодичности и величины ограничения. Обеспечено согласованное изменение графика нагрузки с минимизацией последствий изменения режима электропотребления.

33. Принятие решений в условиях неопределённости и риска сводится к выбору наилучшего вероятностного распределения анализируемых показателей на множестве достижимых распределений. Основная задача – определение основных областей множества мероприятий управления рисковыми ситуациями: «чёткой возможности» и «чёткой необходимости» реализации мероприятий, минимизирующих последствия рискованных ситуаций в СЭС.

34. Страхование надёжности позволяет сформировать соответствующие услуги и определяет риск, который должен учитывать потребитель на момент заключения договора. Страхование – форма дифференцирования услуги и/или поставляемого продукта.

35. Проведённый анализ возможностей потребителя при решении задач управления электропотреблением показал, что при внезапных и преднамеренных воздействиях ЭЭС на режим электроснабжения наименьшие ущербы у того, кто имеет возможности использования ситуационного моделирования технологического процесса в режиме реального времени, применения и реализации алгоритмов оптимального поведения в соответствующей ситуации.

36. Показано, что возможности эффективного управления определяются соотношением количества и/или мощности активных и защитных элементов,

используемых для управления электропотреблением, количеством элементов, ответственных за сбор и обработку исходной информации, связями между элементами производств и элементами систем контроля и управления.

В обсуждении доклада и прениях выступили:

Никитченко С.А. (ПАО «Россети Центр»), Куликов А.Л. (ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева»), Бык Ф.Л. (ФГБОУ ВО «НГТУ (НЭТИ)»), Папков Б.В. (ГБОУ ВО «Нижегородский ГИЭУ»), Зайнутдинова Л.Х. (ФГБОУ ВО «Астраханского государственного университета им. В.Н. Татищева»), Николаев В.Г. (АНО НИЦ «Атмограф»), Жилин Е.В. (ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС»), Илюшин П.В. (ФГБУН «ИНЭИ РАН», НП «НТС ЕЭС»).

Никитченко С.А. – Начальник департамента производственного контроля и надежности ПАО «Россети Центр».

Отметил, что различные экстремальные ситуации, в частности, ледяной дождь в Нижегородской области, имеют малую вероятность, редко повторяются и их трудно учесть в статистике. Целесообразно закладывать дополнительный запас надёжности при проектировании СЭС предприятий АПК.

Обратил внимание, что статистика по аварийным отключениям электрооборудования, в том числе по каждому уровню напряжения, ежегодно публикуется сетевой организацией и находится в открытом доступе.

Отметил, что методика расчета вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа утверждена Минэнерго и используется в генерирующих и электросетевых компаниях. Однако в представленной работе рассматривается потребитель электроэнергии и его реальные убытки: срыв производственного цикла, порча сырья, затраты на восстановление, недополученная прибыль. Данные аспекты не отражаются в методике, утвержденной Минэнерго.

Обратил внимание, что для предотвращения длительных перерывов электроснабжения собственники энергопринимающих устройств самостоятельно устанавливают резервные источники электроснабжения.

Куликов А.Л. – Профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», д.т.н., профессор.

Обратил внимание, что предприятия АПК обладают рядом особенностей, таких как небольшая мощность нагрузки, большие расстояния и упрощенные схемы СЭС и электроустановок.

Отметил, что при расчете живучести схемы параметр потока отказов для каждого ее элемента должен быть индивидуален, так как отказы различного электротехнического оборудования не равновероятны.

Обратил внимание на целесообразность уточнения формулировки научной новизны представленной работы, отметив, что речь идет о формировании методологических основ учета отраслевой специфики АПК при построении моделей надежности электроснабжения.

Отметил, что в представленной работе поставлены и решены прикладные задачи, обоснованы оригинальные методы, получены количественные оценки и предложены модели, имеющие непосредственную практическую значимость для предприятий АПК. Результаты представленной работы позволят собственникам принимать обоснованные решения, направленные на повышение надежности электроснабжения предприятий АПК.

Бык Ф.Л. – Доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «НГТУ (НЭТИ)», к.т.н., доцент.

Обратил внимание на сложность моделирования редких вероятностных событий с точки зрения теории надежности.

Отметил, что в большой электроэнергетике решение задач в области развитии теории надежности ведется в части балансовой, структурной и режимной надежности. Однако вопросы надежности электроснабжения потребителей электроэнергии не рассматриваются.

Отметил, что показатель эффективности представляет собой совокупность трех факторов: надежности, экономичности и экологичности.

Обратил внимание, что для предприятий АПК, в особенности для тепличных хозяйств, важным является не только электроснабжение, но и теплоснабжение, а также выработка холода и углекислого газа.

Отметил, что термин гибкость может быть применен к потребителю, функционирующему на розничном рынке электроэнергии, так как он может менять свою модель поведения и график электропотребления.

Обратил внимание, что в России две отрасли используют РГ в качестве своего основного источника электроснабжения: нефтегазовая отрасль и сельское хозяйство с генерирующими установками широкой линейки мощностей.

Папков Б.В. – Профессор кафедры «Электрификация и автоматизация» инженерного института ГБОУ ВО «Нижегородский ГИЭУ», д.т.н., профессор.

Обратил внимание на целесообразность расширения классического понятия надежности и включения в структуру показателей надежности таких свойств, как гибкость, мобильность и маневренность, которые отражают реальные условия функционирования объектов РГ.

Отметил, что термин «опасный объект», используемый в докладе, необходимо рассматривать не с точки зрения техногенной аварии, а с позиции повреждения основного оборудования производственного объекта и следующего за этим значительного экономического ущерба для собственника.

Обратил внимание, что за последние десятилетия ЭЭС разных стран и России, значительно развились и усложнились как в части структуры, так и в части управления, а также систем релейной защиты и автоматики. Однако, вместе с тем, увеличилось количество аварийных отключений потребителей электроэнергии, которые несут экономический ущерб.

Отметил, что произошедшие в Европе крупные аварии с отключением значительной части потребителей электроэнергии относятся к редким событиям, однако имеется возможность определения вероятности таких событий, в том числе и в сельском хозяйстве за счет анализа ретроспективных данных, экспертного опроса и применения особых распределений, например, степенного.

Отметил, что надежность большой технической системы не может находиться только в двух состояниях – работа и отказ, так как у нее также имеется большое число промежуточных состояний, которые определяются на основании управления режимами электропотребления. В представленном докладе данные режимы показаны и рассчитаны.

Обратил внимание, что задача расположения в электрической сети наиболее ответственных потребителей вышла на принципиально новый уровень в связи с наличием в СЭС объектов ВИЭ и РГ.

Отметил, что необходима конкретизация потребителя в связи с тем, что каждый потребитель электроэнергии имеет свои особенности функционирования в электрической сети.

Отметил, что методики, представленные в докладе, были апробированы как на предприятиях АПК, так и в других отраслях промышленности: металлургической, химической, нефтеперерабатывающей и легкой.

Зайнутдинова Л.Х. – Профессор кафедры «Электротехники, электроники и автоматики» ФГБОУ ВО «Астраханского государственного университета им. В.Н. Татищева», д.п.н., к.т.н., профессор.

Обратила внимание, что значительное количество статистических данных, представленных в докладе, было получено в рамках обязательного энергетического обследования бюджетных учреждений, а также аграрных предприятий Нижегородской области.

Отметила, что интерес собственников предприятий АПК был связан не с возможностью выявления потенциала энергосбережения, а необходимостью проведения инструментального обследования для оценки реального состояния объектов, а также реализации мероприятий по повышению энергосбережения.

Николаев В.Г. – Директор АНО НИЦ «Атмограф», д.т.н.

Обратил внимание, что для обеспечения эксплуатации собственных объектов распределенной генерации на предприятиях АПК, как правило, отсутствуют специалисты необходимой квалификации.

Отметил целесообразность использования результатов, представленных в докладе, для последующей разработки типовых технических решений по системам энергоснабжения предприятий АПК, в том числе с собственными объектами распределенной генерации.

Жилин Е.В. – Доцент кафедры «Энергетики и энергоэффективности горной промышленности» ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС».

Отметил, что управляющие воздействия на объекте подаются на контроллеры, которые непосредственно связаны с имеющимся электротехническим оборудованием.

Обратил внимание, что при подаче управляющих воздействий на электротехническое оборудование предприятий АПК, например, при вводе графиков временного отключения, алгоритм должен отключать оборудование, исходя из соображений минимизации экономического ущерба.

Илюшин П.В. – Председатель секции «АСРЭ и РЭР», руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН», д.т.н.

Обратил внимание, что корреляции методики расчета вероятности отказа функционального узла, единицы основного технологического оборудования и оценки последствий отказа, утвержденной Минэнерго, и представленной в докладе не требуется, так как методика Минэнерго распространяется на электростанции и сети, а разработанная – на потребителей электроэнергии.

Отметил, что важным фактором перехода собственников сельскохозяйственных предприятий на собственную генерацию, помимо роста тарифов, является длительность перерывов электроснабжения, вызванных проведением аварийно-восстановительных и плановых ремонтных работ. Таким образом, чем выше клиентоориентированность сетевых компаний при проведении указанных работ, например, за счет установки резервных источников электроснабжения, тем меньше предприятий АПК будет уходить от централизованного электроснабжения по указанной причине.

Обратил внимание, что в формуле расчета живучести схемы электроснабжения представлен общий подход к ее определению, а в процессе вычислений для реальной схемы для каждого ее элемента будет использован индивидуальный параметр потока отказов.

Отметил, что для решения задач надежного и эффективного функционирования систем электроснабжения предприятий АПК, необходимо развитие розничного рынка электроэнергии.

Отметил, что на предприятиях АПК юга России активно развивается собственная генерация за счет установки крышных фотоэлектрических станций на производственных зданиях, если позволяет механическая прочность конструкций. При этом суммарная установленная мощность этих электростанций, как показывает практический опыт, может достигать 150 кВт.

Заслушав выступления экспертов по результатам дискуссии совместное заседание Секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике **отмечает:**

1. Возрастает роль стратегического и оперативного планирования экономических последствий от нарушений электроснабжения и прогнозирования состояния СЭС, опирающихся на комплекс исследований, проводимых на всех уровнях территориальной и временной иерархии. Основная цель – выявление связей систем энергетики, экономики и потребления энергии. Такая постановка проблемы приводит к необходимости анализа вертикальной иерархии и горизонтальных связей на рынке электроэнергии. При этом необходима разработка нормативно-правовых актов, регулирующих действие рыночных механизмов (нормативы, регулирование цен, антимонопольные меры), экономическое воздействие на производителей и потребителей электроэнергии (тарифы, налоги, кредиты, дотирование).

2. Рыночная экономика выдвигает ряд новых проблем, связанных с совершенствованием учёта экономических аспектов в задачах обеспечения надёжности в электроэнергетике. В этой связи определен круг задач, в которых требуются объективные оценки последствий возможных изменений режимов электроснабжения и энергопотребления, включающих разработку условий договорных отношений производителей, продавцов и потребителей; поиск путей и методов энергосбережения на всех уровнях производства, распределения, преобразования и потребления; разработка условий заключения договоров со страховыми компаниями и обоснований величин страховых взносов; разработка дифференцированных по уровням напряжения, надёжности, сезонам года, дням недели и времени суток тарифов; выбор источника электроснабжения в условиях рынка электроэнергии и создаваемых региональных рынков; обоснование использования объектов ВИЭ; учёт систем РГ; разработка организационно-технологических мер по изменению режимов электропотребления.

3. Введение таких показателей надёжности, как гибкость, внутренняя безопасность, живучесть, управляемость, устойчивоспособность, экономичность при решении задач оценки надёжности и эффективности для сельских электрических сетей и предприятий АПК позволяет повысить точность оценки эффективности и надёжности СЭС, в том числе интеллектуальных.

4. Показано, что широкое использование выдвинутых предложений возможно при максимально глубоком исследовании возможностей потребителя по управлению нагрузкой.

5. Разработанная методика оценки надёжности в экстремальных внешних и внутренних ситуациях в СЭС позволяет повысить точность расчета за счет усовершенствования моделей функциональных связей потенциально опасных объектов в приложении к АПК и сельским электрическим сетям.

6. Методика оценки надёжности и эффективности структурных схем систем РГ с перекрывающимися зонами действия позволяет оценить целесообразность внедрения данных систем, риски для централизованной ЭЭС, а также решать комплекс задач обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения потребителей, обеспечивая устойчивую работу при нарушении работоспособности отдельных генерирующих установок и их групп.

7. Представленные правила управления надёжностью электроснабжения на основе технико-экономической оценки последствий плановых и внезапных, полных и частичных нарушений электроснабжения, а также оценки последствий изменения режимов электроснабжения и электропотребления при отказах в СЭС, позволяют разрабатывать экономико-математические модели для выбора оптимального тарифа с целью снижения стоимости электроэнергии.

8. Решение таких задач возможно лишь при наличии информации о технико-экономических последствиях, связанных с управлением СЭС в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, наличия базы данных показателей энергоиспользования, соответствующих различным режимам работы предприятий АПК, формируемых на единой методической основе.

9. Это позволяет приступить к решению задач формирования состава показателей контроля и управления режимами электропотребления; разработки процедур сбора, установления источников и способов получения информации; разработки способов обработки, форм и средств её представления; переноса имеющейся информации на объекты-аналоги; уточнения исходной информации по мере реализации мероприятий по управлению режимами электропотребления; расчета ожидаемых и/или фактических последствий введения графиков временного отключения; обеспечения кибербезопасности объектов СЭС АПК; прогнозирования показателей по ожидаемым последствиям реализаций управления режимами электропотребления.

10. Наличие подобной базы данных подготовит условия для заключения с каждым потребителем трехстороннего договора с участием производителя и оператора регионального рынка, что позволит обоснованно установить договорные значения максимумов мощности и управлять фактической нагрузкой, устанавливать допустимую и целесообразную степень участия потребителей в разгрузке ЭЭС при возникновении в ней аварийных ситуаций и прохождении суточных и сезонных максимумов.

Совместное заседание Секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЭЭС» и Секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике **решило:**

1. Рекомендовать автору продолжить исследования в данной научной области, а также дальнейшее внедрение полученных результатов в сельских электрических сетях и системах электроснабжения предприятий АПК.

2. Рекомендовать руководителям и специалистам предприятий АПК ознакомиться с материалами доклада и рассмотреть возможность их применения для повышения надежности электроснабжения и минимизации ущерба, в том числе за счет внедрения объектов РГ и ВИЭ.

3. Рекомендовать субъектам электроэнергетики рассмотреть возможность реализации разработанных автором подходов к обеспечению надежности внешнего электроснабжения предприятий АПК, решающих задачи продовольственной безопасности страны.

4. Признать представленный доклад актуальным, научно обоснованным и завершённым самостоятельным научным исследованием, обладающим научной новизной и практической значимостью полученных результатов, а также рекомендовать диссертационную работу Осокина Владимира Леонидовича на тему: «Надежность и эффективность функционирования систем электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса» к защите на соискание ученой степени доктора технических наук.

С заключительным словом выступил председатель секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы», руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН», д.т.н. Илюшин П.В., в котором отметил, что у потребителей электроэнергии, в том числе предприятий АПК, вопросы эффективности электроснабжения главным образом заключаются в снижении убытков от временных отключений электроэнергии. В условиях, когда надежность внешнего электроснабжения не может быть обеспечена, потребители стремятся

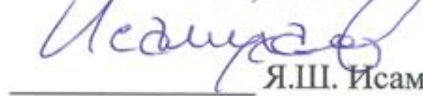
минимизировать риски, в том числе за счет строительства собственных объектов РГ. Это обосновано, так как современное сельское хозяйство – это высокотехнологичная отрасль, в которой широко применяются различные автоматизированные технологические системы и устройства, не допускающие даже кратковременных перерывов электроснабжения. Следует констатировать, что в настоящее время решению вопросов надежного и бесперебойного электроснабжения предприятий АПК не уделяется должного внимания. В связи с этим особый интерес представляют научно-технические решения и разработки, направленные на повышение бесперебойности их электроснабжения. Представленный в докладе математический аппарат является инструментом, позволяющим обоснованно подходить к вопросам резервирования электроснабжения, а методика, основанная на анализе перекрывающихся зон электроснабжения, позволяет выделить ключевые точки внешней и внутренней электрической сети, к которым целесообразно подключать особо ответственные энергопринимающие устройства. Это позволяет определить такие участки сети, в которых можно обеспечить питание электроприемников от различных источников электроснабжения, например, трансформаторных подстанций или объектов РГ в сложных схемно-режимных ситуациях. Таким образом, области перекрытия зон электроснабжения приобретают особую значимость, так как позволяют сохранить электроснабжение наиболее ответственных электроприемников при аварийных ситуациях в ЭЭС, повышая тем самым надежность функционирования систем электроснабжения предприятий АПК и, как следствие, содействуя их бесперебойной работе.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.И. Исамухамедов

Председатель секции «АСРЭ и РЭР»
НП «НТС ЕЭС», ученый секретарь
Секции по проблемам НТП в энергетике
Научного совета РАН по системным
исследованиям в энергетике, д.т.н.



П.В. Илюшин

Ученый секретарь секции
«Активные системы распределения
электроэнергии и распределенные
энергетические ресурсы» НП «НТС
ЕЭС», к.т.н.



Д.А. Ивановский

Приложение Ж – Патенты на изобретения
(справочное)



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2733202

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИИ С
ЗАМЫКАНИЕМ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ С
ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
"Костромская государственная сельскохозяйственная
академия" (RU)*

Авторы: *Попов Николай Малафеевич (RU), Осокин Владимир
Леонидович (RU), Сбитнев Евгений Александрович (RU)*

Заявка № 2020107399

Приоритет изобретения 18 февраля 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 30 сентября 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 18 февраля 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2747531**УСТРОЙСТВО ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДВУМЯ
НАГРУЗКАМИ В СЕТИ 380/220 В**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
"Костромская государственная сельскохозяйственная
академия" (RU)*

Авторы: *Попов Николай Малафеевич (RU), Осокин
Владимир Леонидович (RU)*

Заявка № 2020130470

Приоритет изобретения 15 сентября 2020 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 06 мая 2021 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 15 сентября 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2705789

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ
НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
"Костромская государственная сельскохозяйственная
академия" (RU)*

Авторы: *Попов Николай Малафеевич (RU), Осокин Владимир
Леонидович (RU), Петраков Владимир Николаевич (RU)*

Заявка № 2019111560

Приоритет изобретения 16 апреля 2019 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 12 ноября 2019 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 16 апреля 2039 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2658496

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЯХ СИНУСОИДАЛЬНОГО ТОКА**

Патентообладатель: *Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Нижегородский государственный инженерно-экономический университет (НГИЭУ) (RU)*

Авторы: *Серебряков Александр Сергеевич (RU),
Осокин Владимир Леонидович (RU)*

Заявка № 2017109366

Приоритет изобретения 20 марта 2017 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 21 июня 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 20 марта 2037 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2672656

Устройство для нагрева воды за счет солнечной энергии

Патентообладатель: *Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Нижегородский государственный инженерно-экономический университет" (НГИЭУ) (RU)*

Авторы: *Маслова Алина Алексеевна (RU),
Осокин Владимир Леонидович (RU)*

Заявка № 2016126648

Приоритет изобретения 01 июля 2016 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 16 ноября 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 01 июля 2036 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2732796

**Способ определения места повреждения разветвленной
линии электропередачи с несколькими источниками
питания**

Патентообладатель: *Государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования Нижегородский
государственный инженерно-экономический университет
(RU)*

Авторы: *Осокин Владимир Леонидович (RU), Папков Борис
Васильевич (RU), Куликов Александр Леонидович (RU),
Колобанов Петр Алексеевич (RU), Майстренко Георгий
Владимирович (RU), Обалин Михаил Дмитриевич (RU)*

Заявка № 2020110773

Приоритет изобретения 13 марта 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 22 сентября 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 13 марта 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2741261

**Способ адаптации дистанционной защиты и определителя
места повреждения линии электропередачи с
использованием ее модели**

Патентообладатель: *Государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования Нижегородский
государственный инженерно-экономический университет
(RU)*

Авторы: *Осокин Владимир Леонидович (RU), Папков Борис
Васильевич (RU), Куликов Александр Леонидович (RU),
Обалин Михаил Дмитриевич (RU), Майстренко Георгий
Владимирович (RU)*

Заявка № 2020110772

Приоритет изобретения 13 марта 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 22 января 2021 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 13 марта 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивашин