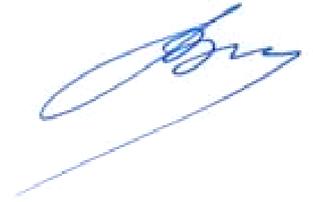


На правах рукописи



ЛЕВИН ВЛАДИМИР МИХАЙЛОВИЧ

**МОДЕЛИ И МЕТОДЫ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ СОСТОЯНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Новосибирск – 2017

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный консультант:

доктор технических наук, профессор, Фишов Александр Георгиевич

Официальные оппоненты:

Назарычев Александр Николаевич, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», ректор

Гольдштейн Валерий Геннадьевич, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы», профессор

Горелов Валерий Павлович, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет водного транспорта», кафедра «Электроэнергетические системы и электротехника», профессор

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург

Защита состоится «29» июня 2017 г. в 10⁰⁰ на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» (630073, г. Новосибирск, проспект К. Маркса, 20).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» и на сайте www.nstu.ru.

Автореферат разослан «____» апреля 2017 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета Д 212.173.01,
доктор технических наук, доцент



А.Г. Русина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Электросетевой комплекс России переживает очередной этап своего реформирования. Стратегическими приоритетами данного этапа являются: инновации, системная надежность и энергоэффективность. Достижение поставленных целей планируется в частности за счет постепенного перехода на новую технологическую платформу – интеллектуальную энергосистему с активно-адаптивной сетью (ИЭС с ААС). Этим фактически объявлен переход от существующей парадигмы в управлении процессами эксплуатации оборудования электрических сетей к новой, которая должна обеспечить качественно новый уровень надежности, экономичности и безопасности сетевой инфраструктуры.

Известно, что базовыми компонентами существующей парадигмы являются:

- регламент периодического диагностического контроля оборудования по установленному набору параметров;
- оценка технического состояния оборудования по факту выхода одного или нескольких измерений за установленные нормами границы предельно допустимых значений;
- принятие решений о введении корректирующих воздействий по принципу многократных последовательных проверок и подтверждений.

Противоречие между передовым уровнем информационных систем, средств измерений, диагностирования, мониторинга электрооборудования и традиционными методами обработки диагностической информации, выработки правил принятия решений указывает на наличие проблемы – недостаточную эффективность методов управления техническим состоянием оборудования электроэнергетических систем в условиях стохастической неопределенности исходной информации. Увеличение размерности и неоднородности информационного пространства, необходимость учета корреляционных связей различных параметров для достоверного описания состояний нового и состарившегося электрооборудования требуют интеллектуализации процессов обработки исходной диагностической информации. Разрешение указанной проблемы способствовало бы достижению поставленных стратегических целей модернизации и развития отечественной электроэнергетики. Однако в рамках существующей парадигмы сделать это не представляется возможным.

Таким образом, актуальны исследования в области создания базовых компонентов новой парадигмы адаптивного управления эксплуатационным состоянием оборудования ИЭС с ААС. К востребованным инновационным решениям, составляющим предмет научных исследований и разработок, предложенных в диссертации, относятся разработка интеллектуальных:

методов идентификации состояний оборудования, алгоритмов принятия решений, основанных на интегрированной информации о результатах мониторинга параметров оборудования, характеризующих как техническое состояние, так и режим его работы, моделей оценки надежности, оптимизации технического обслуживания и ремонтов оборудования (ТОиР).

Большой вклад в становление и развитие теории и практики моделирования и анализа эксплуатационной надежности технических систем и объектов электроэнергетики внесли труды отечественных и зарубежных ученых: Ю.Н. Руденко, И.А. Ушакова, М.Н. Розанова, Б.В. Гнеденко, Ю.Б. Гука, Ю.К. Беляева, Е.Ю. Барзиловича, Н.И. Воропая, В.Г. Китушина, Ф. Байхельта, П. Франкена, Дж. Андруни и многих других. Широко известны работы в области совершенствования методов диагностики и управления техническим состоянием электрооборудования авторов: П.М. Сви, В.В. Соколова, А.Г. Овсянникова, А.Н. Назарычева, А.И. Таджибаева, А.Г. Фишова, Г.В. Попова, В.Н. Осотова, Ю.Н. Львова, М.Ю. Львова, И.В. Давиденко, Л.А. Дарьяна, А.П. Долина, В.Г. Гольдштейна, В.П. Вдовико, В.П. Васина и др.

Не смотря на, казалось бы, всестороннее исследование вопросов надежности, диагностики, управления техническим состоянием ЭЭС и их элементов до сих пор не найдено целостного разрешения указанной проблемы. В связи с этим задачи развития теории, и разработки эффективных практических приложений с привлечением новых и переосмыслением имеющихся научных знаний по-прежнему актуальны.

Цель работы. Разработка теоретических и прикладных основ адаптивного управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования электрических сетей, а также систем их программно-алгоритмической поддержки.

Поставленная в диссертации цель достигается формулировкой и решением следующих **научных задач**:

1. Анализ проблем и перспектив в сфере эксплуатации оборудования электрических сетей, обоснование неизбежности смены парадигм для решения стратегических задач развития электросетевого комплекса РФ.

2. Исследование достоинств и недостатков традиционных методов и систем диагностического контроля параметров для обоснования требований, которым должна удовлетворять современная технология управления эксплуатацией оборудования.

3. Исследование и разработка методов интеллектуальной обработки, преобразования и визуализации диагностической информации (данных мониторинга) и оценка достоверности результатов в сравнении с традиционными методами.

4. Разработка моделей и алгоритмов идентификации дефектов в маслонаполненном трансформаторном оборудовании (МНТО) с применением статистики хроматографического анализа растворенных в масле газов (ХАРГ), разработка критериев принятия решений по дальнейшей эксплуатации оборудования с оценкой адекватности их применения на конкретных примерах.

5. Моделирование и расчет надежности электрических сетей с учетом статистики аварийных отключений и оценок эксплуатационного состояния оборудования.

6. Разработка методик расчета показателей эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей на основе статистики диагностических измерений.

7. Совершенствование методов и моделей управления диагностическим и ремонтно-восстановительным обслуживанием оборудования электрических сетей с учетом стохастической неопределенности процессов.

8. Обоснование критериев эффективности управления эксплуатацией оборудования сетей и разработка оптимизационных моделей ТОиР.

9. Разработка подсистем программно-аналитической поддержки технологии управления эксплуатационным состоянием и надежностью оборудования электрических сетей.

10. Расчетная проверка и практическая реализация разработанных методов, моделей и алгоритмов на реальных электросетевых объектах.

Предмет исследования – процесс принятия решений по эксплуатации оборудования электрических сетей с учетом его технического состояния, определяемого на основе результатов диагностирования (мониторинга).

Объект исследования – распределительные электрические сети напряжением 110-35-6(10) кВ, а также маслонаполненное трансформаторное оборудование и воздушные линии электропередачи.

Методы исследования. Основные научные положения и результаты диссертационной работы базируются на применении фундаментальных и прикладных основ теории вероятностей и математической статистики, теории надежности, теории управляемых случайных процессов, теории распознавания образов и искусственных нейронных сетей.

Научная новизна диссертационной работы:

1. Разработаны теоретические основы статистической идентификации состояний оборудования электрических сетей, использующие Байесовскую теорию принятия решений и позволяющие создавать простые и надежные практические приложения. Впервые предложен обобщенный идентификатор состояний объекта, представляющий собой свертку значимых признаков и обладающий высокой чувствительностью к любым отклонениям технического

состояния объекта от нормы. Разработана модель обобщенного идентификатора состояний для МНТО с применением статистики ХАРГ, которая обеспечивает высокую достоверность и оперативность экспертных оценок по факту наличия, виду и степени тяжести повреждений.

2. Разработан статистический метод нахождения границ раздела классов технических состояний оборудования, реализующий преимущества Байесовской теории принятия решений применительно к МНТО с использованием многолетней статистики ХАРГ. Сформулирована совокупность принципов, комбинация которых обеспечивает необходимые и достаточные условия корректного применения метода. Теоретически обоснована и практически подтверждена методологическая целостность, и информационная значимость их совместного применения для разработки простой и эффективной процедуры принятия решений, направленных на обеспечение надежной эксплуатации МНТО.

3. Обоснована применимость штатной диагностической статистики в качестве регулярного источника информации для определения показателей эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей при его обслуживании по фактическому состоянию. Разработана методика формирования моделей отказов оборудования (на примере МНТО) с учетом факторов постепенного и внезапного их возникновения на основе свойств нестационарного случайного потока событий.

4. На основе теории управляемых Марковских (полумарковских) случайных процессов разработан комплекс вероятностных динамических моделей для оценки эксплуатационной надежности оборудования сетей при его техническом обслуживании по нескольким наиболее актуальным стратегиям (по состоянию, по надежности, по прогнозируемому риску отказа). Предложена методика, позволяющая на интервале оперативного (краткосрочного) планирования вычислять оптимальные в смысле заданных критериев эффективности параметры технического обслуживания оборудования, и, в результате, обеспечивать принятие решений, способствующих повышению надежности функционирования электрической сети в целом.

5. Разработаны подсистемы программно-алгоритмической поддержки технологии адаптивного управления эксплуатационным состоянием и надежностью оборудования в составе подсистем мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрических сетей, эксплуатационного состояния оборудования, интеллектуального инструментария для достоверной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации МНТО.

Практическая ценность результатов работы и ее внедрение.

Разработанные базовые требования к созданию технологии управления эксплуатационной надежностью электрических сетей по фактическому состоянию оборудования и систем ее интеллектуальной поддержки реализованы в виде программного комплекса мониторинга эксплуатационного состояния трансформаторов (ПК МЭСТ), первая версия которого (WESpower) внедрена в филиалах «Восточные электрические сети» и «Татарские электрические сети» АО «РЭС» в 2003 и 2007 гг.

Предложенный автором статистический метод идентификации дефектных силовых трансформаторов по результатам ХАРГ прошел апробацию и применяется в филиале «Ноябрьские электрические сети» ПАО «Тюменьэнерго» в качестве альтернативного метода отбраковки дефектного трансформаторного оборудования 110, 35 кВ.

Разработанный метод повышения эффективности эксплуатации электрических сетей, включающий выбор и обоснование стратегии ТОиР, анализ причин аварийных отключений ВЛ и оборудования подстанций, оценку риска отказов и других показателей эксплуатационной надежности, оптимизацию параметров ТОиР с 2010 года используется в ООО «Ноябрьскэнергонефть» ПАО «Газпром нефть» в частности для уточнения положений действующего СТО.

Результаты исследований, содержащиеся в диссертации, внедрены в учебный процесс в НГТУ. Разработан учебно-методический комплекс, включающий лекционный курс и лабораторный практикум для инженеров и магистров под общим названием «Эксплуатация электрических сетей», который проводится в течение последних 10 лет.

Научные положения, выносимые на защиту.

1. Нормальность и однородность статистических распределений; возможность определения интегральных и числовых характеристик признаков для каждого из классов состояний; возможность формирования линейно-реализуемой дихотомии классов; возможность разграничения смеси однородных распределений внутри любого из классов наряду с рекомендуемой представительностью вариационных рядов создают необходимые и достаточные условия для формирования и достоверного распознавания классов состояний оборудования (на примере МНТО). Теоретическое обоснование и практическое подтверждение методологической целостности и информационной состоятельности комбинации сформулированных принципов обеспечивают возможность разработки простой и эффективной процедуры принятия решений с использованием статистики ХАРГ на основе Байесовского решающего правила.

2. Комплекс методов многопараметрического диагностирования МНТО способен дать наиболее полную оценку его технического состояния. Оценки состояния по ХАРГ в этом комплексе имеют самостоятельное значение и высоко востребованы в эксплуатации в силу высокой информативности и оперативности воспроизведения метода, который обеспечивает раннее обнаружение дефектов в оборудовании и не требует его вывода из работы. Предложенный обобщенный идентификатор состояний МНТО, представляющий собой свертку нескольких значимых признаков, реализует декомпозицию многопараметрической оценки состояния по степени информативности применяемых методов контроля, повышает достоверность оценок по ХАРГ за счет чувствительности к любым отклонениям от нормы, компактности описания пространства состояний, а также возможности его ранжирования по факту наличия, виду и степени тяжести дефекта.

3. Разработанные метод статистической (Байесовской) идентификации, модели граничных соотношений, методика определения и коррекции параметров, критерии оценки эксплуатационного состояния МНТО базируются на комбинации текущих измерений по обследуемому трансформатору, хронологии его эксплуатации, многолетней статистики ХАРГ и электрических нагрузок однотипного МНТО. Это создает ряд существенных преимуществ при описании классов состояний МНТО по сравнению с традиционными методами:

- учет изменчивости условий эксплуатации обследуемого парка МНТО за счет привлечения представительной диагностической статистики;
- повышение информационной ценности результатов диагностирования за счет извлечения дополнительных сведений о состоянии МНТО;
- уменьшение размерности пространства признаков, повышение разделимости классов состояний оборудования и чувствительности признака к изменениям концентраций газов, вызванным дефектами в МНТО. Указанные преимущества создают основу для разработки простых и надежных практических приложений, обеспечивающих принятие адекватных и обоснованных решений по условиям дальнейшей эксплуатации оборудования.

4. Комбинированное применение аппарата теории надежности и теории управляемых Марковских (полумарковских) случайных процессов в условиях стохастической неопределенности информации о параметрах состояния оборудования и процессах эксплуатации электрических сетей создает необходимые условия для разработки динамических моделей расчета и прогнозирования параметров управления надежностью. Разработанные динамические модели, методики и вычислительные процедуры, использующие статистику аварийных отключений и результаты диагностического контроля

оборудования, позволяют выполнять расчеты и прогнозирование вероятностных характеристик потоков случайных событий, оценку ранга критичности оборудования к отказам, определение приоритетной очередности проведения его профилактик и оптимизацию параметров ТОиР на рассматриваемом интервале эксплуатации.

5. Алгоритмизация разработанного методического обеспечения является неотъемлемым этапом его адаптации к существующим или проектируемым системам управления объектами или процессами. Это дает основание утверждать, что разработанные на базе процедур искусственного интеллекта (байесовской идентификации, нейронных сетей) алгоритмы адаптивного управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования найдут применение в АРМ эксплуатационного персонала предприятий электрических сетей, в интегрированных в АСУТП подстанций системах диагностического мониторинга МНТО, а также в подсистемах поддержки планирования мероприятий по ТОиР электрооборудования.

6. Реализованные с использованием предложенных моделей и алгоритмов и внедренные в практику эксплуатации электрических сетей программно-алгоритмические модули мониторинга потоков, балансов мощности и состояний МНТО представляют собой основу для создания специализированных программных утилит информационно-управляющих систем интеллектуальной электрической сети нового поколения.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: пленарных заседаниях общественных советов по диагностике Урала (Челябинск, 2005; Екатеринбург, 2010-2012), Сибири и Востока (Новосибирск, 2006, 2011, 2015; Красноярск, 2007; Белокуриха, 2009); всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования», «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность» (Томск, 2004, 2008-2014); международных научно-технических конференциях – KORUS (Россия, 2002, 2003), ICMEP ACEID, PMAPS (Китай, 2003, 2016), IFOST (Монголия, 2008, 2013, 2016), «Энергосистема: управление, конкуренция, образование» (Екатеринбург, 2008), «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетических системах» (Новосибирск, 2011); международных научно-практических конференциях – «Современные энергетические системы и комплексы, и управление ими», «Моделирование. Теория, методы и средства» (Новочеркасск, 2003-2008); научных семинарах кафедры АЭЭС НГТУ.

Достоверность полученных результатов. Достоверность результатов обоснована корректным использованием математического аппарата теории

вероятности, математической статистики, теории распознавания образов, теории надежности, управляемых случайных процессов и нейронных сетей, базируется на представительном статистическом материале из практики эксплуатации оборудования электрических сетей, подтверждена проверочными исследованиями и совпадением результатов с выводами протоколов диагностических испытаний, протоколов вскрытия оборудования и нормативно-справочными данными.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 49 печатных работ, из которых 17 входят в перечень ведущих рецензируемых журналов и изданий, определенных Высшей аттестационной комиссией.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа выполнена на 361 странице основного текста и состоит из введения, шести глав, заключения, 4 приложений, 129 рисунков, 47 таблиц, списка использованных источников, который включает 182 наименования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, сформулирована цель, выполнена постановка задач научных исследований, приведена структура диссертации.

В первой главе диссертации выполнен анализ особенностей и стратегических целей современного этапа реформирования отечественной электроэнергетики, рассмотрены проблемы и перспективы развития электросетевого комплекса РФ в свете ускоренного старения оборудования, и намеченного перехода на платформу интеллектуальной энергетики. Показана необходимость и неизбежность перехода от существующей парадигмы в управлении процессами эксплуатации оборудования электрических сетей к новой, которая должна обеспечить качественно новый уровень надежности, экономичности и безопасности сетевой инфраструктуры. На основе результатов аналитического обзора произведено обобщение отечественного и зарубежного опыта формирования требований к системам эксплуатации и ТОиР оборудования, обеспечивающим надежность функционирования электрических сетей и предложена содержательная трактовка понятия «повышение эффективности эксплуатации», отражающая современные тенденции в отечественной электроэнергетике. Отмечено, что проблема несоответствия уровня развития современных мониторинговых, информационно-измерительных и управляющих систем возможностям используемых методов обработки диагностической информации, получения экспертных оценок и принятия решений по обеспечению эксплуатационной надежности оборудования в настоящее время не имеет однозначного решения. В целях

поиска перспективных направлений решения указанной проблемы выполнен анализ методов и моделей идентификации технического состояния и надежности оборудования при управлении эксплуатацией объектов электроэнергетики. Обоснована актуальность разработки адаптивных моделей и алгоритмов для задач оценки и управления эксплуатационным состоянием и надежностью электрооборудования сетей на основе методов искусственного интеллекта и аппарата теории управляемых случайных процессов.

Во второй главе разработаны теоретические основы достоверной статистической идентификации дефектного МНТО и, прежде всего, силовых трансформаторов (СТ), являющихся наиболее ответственным и дорогостоящим оборудованием электрических сетей.

Наиболее полную оценку технического состояния МНТО дает многопараметрическое диагностирование с применением рекомендованных РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» методов контроля. Большинство этих методов с точки зрения эксплуатации имеют низкую информационную состоятельность из-за рекомендованных периодичностей и условий применения. Оценки состояния МНТО по ХАРГ по признанию международного диагностического сообщества, имеют самостоятельное значение и высоко востребованы в эксплуатации в силу высокой информативности и оперативности воспроизведения метода, который обеспечивает раннее обнаружение до 70% дефектов в оборудовании без его вывода из работы. Тренд развития метода ХАРГ применительно к МНТО направлен на повышение достоверности экспертных оценок и извлечение дополнительной диагностической информации из данных измерений.

Для повышения достоверности оценок по ХАРГ в диссертации предложен **обобщенный идентификатор состояний** МНТО, представляющий собой уникальный признак (вектор признаков) объекта, по которому принимают однозначное решение о его принадлежности к одному из классов, например, «норма» («норма с отклонениями», «ухудшенное», «предаварийное»). В качестве многозарядного признака принята скалярная функция концентраций диагностических газов:

$$G(A) = \sum_{i=1}^d w_i \cdot a_i + w_0, \quad (1)$$

где: $A_i, w_i = A_i / \sum_{i=1}^d A_i$ – абсолютная концентрация i -го газа и его вес (объемная

доля) в составе выделенной газовой смеси ($i = \overline{1, d}$); $w_0 \geq 0$ – произвольный коэффициент; ($d=7$). Известные методики интерпретации результатов ХАРГ (в

том числе РД 153-34.0-46.302-00) предписывают использование критерия граничных концентраций для распознавания развивающихся дефектов:

$$a_i > 1. \quad (2)$$

Здесь: $a_i = A_i / A_{грi}$, $A_{грi}$ – относительная концентрация и рекомендуемый предел концентраций i -го газа. Несмотря на удобство анализа, критерий граничных концентраций не обеспечивает необходимой чувствительности и достоверности распознавания из-за не учета ряда влияющих факторов. Неопределенность диагноза приходится компенсировать проведением повторных ХАРГ для подтверждения полученных ранее результатов, что приводит к ситуации отложенного решения и, как следствие, снижает эксплуатационную надежность МНТО. Явным преимуществом признака (1) по сравнению с (2) является компактность описания и обобщенная оценка вектора $\{a_i\}$, за счет чего повышается чувствительность признака к изменениям состава и концентраций газов, вызванным появлением дефекта в МНТО.

Необходимые и достаточные условия применения обобщенного идентификатора состояний МНТО на базе скалярной функции (1) обеспечивает разработанный в диссертации **метод статистической идентификации**. Метод формализует условия отнесения текущего состояния объекта к одному из возможных классов и в полной мере реализует преимущества Байесовской теории принятия решений. В основу метода положена комбинация ключевых принципов, методологическая целостность и информационная значимость которых теоретически обоснована и практически подтверждена в диссертации:

- *нормальность и однородность статистических распределений;*
- *возможность определения интегральных и числовых характеристик признаков для каждого из классов состояний;*
- *возможность формирования линейно-реализуемой дихотомии классов;*
- *возможность разграничения смеси однородных распределений внутри любого из классов.*

При наличии двух классов состояний (дихотомия), например Π_1 – «норма», Π_2 – «норма с отклонениями» условия принадлежности текущего состояния СТ к одному из классов формулируется следующим образом:

$$\text{если } G \leq G_{гр}, \text{ то } A \subseteq \Pi_1, \text{ если } G > G_{гр}, \text{ то } A \subseteq \Pi_2, \quad (3)$$

где $G_{гр}$ – граница раздела классов состояний. Априори лучшие оценки с наименьшей суммарной ошибкой распознавания обеспечивает Байесовская функция на основе отношения правдоподобия:

$$\ln p(G/\Pi_1) - \ln p(G/\Pi_2) + \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) = 0. \quad (4)$$

Здесь: $p(G/\Pi_j)$ – условная плотность распределения признака в j -м классе; P_j – априорная вероятность принадлежности состояния трансформатора к классу Π_j ; $j=1,2$. Особенности Байесовской теории, в большинстве случаев затрудняющими ее применение для разработки оригинальных практических приложений, называют: вынужденную дихотомию классов; требование нормальности распределений случайной величины, связанную с проверкой статистических гипотез; необходимость предварительного вычисления отношения правдоподобия P_1/P_2 . Применение метода статистической идентификации к однородной статистике ХАРГ парка однотипных СТ снимает указанные затруднения и обеспечивает дополнительные преимущества:

1) последовательное рассмотрение каждого класса состояний относительно всех других вместе взятых не противоречит принципу дихотомии; 2) анализ распределений признака позволяет извлечь дополнительную диагностическую информацию о наличии в отдельных классах состояний смесей статистических распределений, обусловленных изменчивостью влияния эксплуатационных факторов. Исследованиями установлено, что область допустимых распределений случайной величины G в каждом из классов состояний ($j=1,2$) инвариантна виду распределения и может сочетать такие двухпараметрические распределения как: смещенное нормальное, логнормальное, Вейбула с числовыми характеристиками в виде математического ожидания $-M_j$ и среднеквадратичного отклонения $-\sigma_j$. Для перечисленных распределений не возникает критической погрешности при расчете границ разрядов многоуровневого признака G (границ раздела классов состояний СТ) по формуле (5), полученной из (4) для случая классического нормального распределения в условиях дихотомии классов:

$$G_{\text{гр}} = \frac{M_1 \cdot \sigma_2^2 - M_2 \cdot \sigma_1^2 + \sqrt{D}}{\sigma_2^2 - \sigma_1^2}, \quad (5)$$

$$\text{где } D = 4 \cdot \sigma_1^2 \cdot \sigma_2^2 \cdot \left[(M_2 - M_1)^2 - (\sigma_2^2 - \sigma_1^2) \cdot \left(\ln\left(\frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2}\right) - 2 \cdot \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) \right) \right].$$

В диссертации предложена упрощенная модель границы раздела классов состояний

$$G_{\text{гр}} = M_1 + k \cdot \sigma_2, \quad (6)$$

адекватность которой подтверждена исследованиями. Здесь k – положительный коэффициент, изменяется в интервале $(2 \div 3)$ и может быть использован для коррекции значения $G_{гр}$. Статистические исследования подтвердили допустимость формирования единой статистической выборки протоколов ХАРГ по группе однотипных СТ, эксплуатируемых в одинаковых условиях, которая подвергается проверке на однородность. В диссертации исследованы выборки концентраций диагностических газов СТ 110 кВ двух распределительных сетевых компаний филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» и филиала «Ноябрьские электрические сети» ПАО «Тюменьэнерго». В обследуемый парк СТ 110 кВ каждого из предприятий входили СТ разных типов (ТДН, ТРДН, ТДТН, ТРДЦН), сроков службы и номинальных мощностей в количестве 98 и 112 единиц. Мощность выборок составила соответственно 1340 и 3025 записей. Проверка однородности каждой из выборок по критерию Вилкоксона не опровергла состоятельности нулевой гипотезы. Для реализации положений теоретических основ статистической идентификации состояний МНТО по многолетней статистике ХАРГ в диссертации разработана *методика*. В основу методики положен принцип дифференциальной диагностики, и возможность извлечения дополнительной диагностической информации из результатов текущих измерений. Методика включает процедуру структуризации пространства состояний по однородной статистике измерений и идентификацию текущего технического состояния СТ с учетом вариативности условий эксплуатации и состоит из пяти последовательных шагов:

1. Формирование выборки контролируемых параметров (признаков) МНТО. В случае ХАРГ это выборки абсолютных либо относительных концентраций диагностических газов мощностью не менее 100 значений по каждому из признаков.

2. Редукция размерности пространства наблюдения. При этом вектор исходных параметров размерности $n = \overline{1, N}$ преобразуется в вектор признаков меньшей размерности $m < n$ без потери информативности с помощью одного из известных методов (например, метода главных компонент). В случае применения скалярной весовой функции (1) d -мерное пространство измеренных концентраций $\{a_i\}$ трансформируется на числовую ось $G \in [0 \div \infty)$, что обеспечивает линейную разделимость классов и способствует повышению достоверности распознавания состояний МНТО. На рисунке 1 показана линейная регрессионная зависимость $G = 0,66 \cdot a_{i_{\max}}$, полученная по полной обучающей выборке ($N=1340$) и характеризующая значимую корреляционную связь параметров. Стремление $a_{i_{\max}}$ к 1 сопровождается стремлением G к

$$G_{\text{Гр}} = 0,66.$$

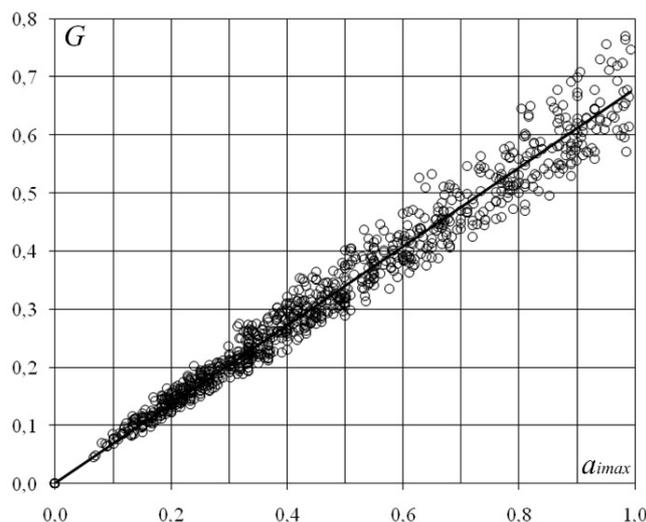


Рисунок 1 – Регрессионная зависимость $G(a_{i \max})$

3. Формирование классов состояний и синтез классификатора, как правило, производится с учетом специфики решаемой задачи. Так для идентификации наличия развивающегося дефекта в СТ предпочтительно использовать дихотомию классов Π_1 – «норма», Π_2 – «норма с отклонениями» с предварительной классификацией «с учителем» с целью определения начальных вероятностей (P_1, P_2) принадлежности состояний одному из выделенных классов по полной обучающей выборке мощностью N . Так как результаты длительного периодического контроля СТ по ХАРГ уже интерпретированы (РД 153-34.0-46.302-00), сформированная выборка априори является обучающей и пригодна для нахождения начального приближения отношения правдоподобия. Начальное приближение отношения правдоподобия подвергаться корректировке всякий раз, как только происходит пополнение или изменение данных в выборке (например, при очередном ХАРГ). Это условие является необходимым для достижения требуемой достоверности вычисления классификатора по формуле (5). Достаточным условием служит проверка принадлежности распределений G одному из указанных видов (нормальному, смещенному нормальному, др.), а также оценка условных плотностей вероятностей $p(G/\Pi_1), p(G/\Pi_2)$ и числовых характеристик (M_j, σ_j) каждого из классов ($j=1,2$). На рисунке 2 в качестве примера приведена гистограмма частот многоуровневого признака G дихотомии классов для СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС». Проверка статистических гипотез выполнялась по критериям согласия Колмогорова-Смирнова и χ^2 Пирсона. Оценки числовых характеристик признака G дихотомии классов для указанного примера даны в таблице 1 и позволяют рассчитать и сопоставить значение $G_{\text{Гр}}$

по моделям (5) и (6).

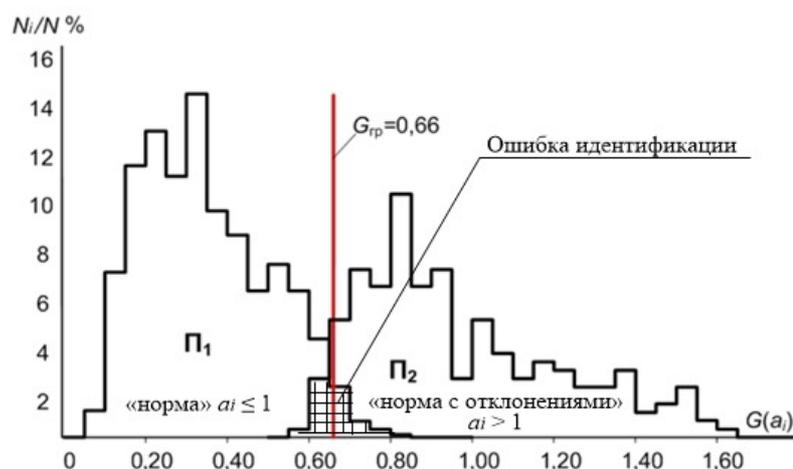


Рисунок 2 – Гистограмма частот G для дихотомии классов СТ-110 кВ

Идентификация вида дефектов требует разделения множества состояний Π_2 минимум на 3 класса: Π_{21} –«разряд», Π_{22} –«перегрев», Π_{23} –«разряд и перегрев».

Таблица 1 – Оценки числовых характеристик классов состояний

Числовые характеристики признака G	Классы	
	Π_1	Π_2
Математическое ожидание, M	0,349	1,120
Среднеквадратическое отклонение, σ	0,155	0,504

В этом случае обобщенный идентификатор состояний СТ формируется как вектор признаков, состоящий из нескольких компонент. Для удобства визуализации процедуры идентификации достаточно, чтобы количество компонент (размерность пространства состояний) было не больше трех. В работе подробно исследована простейшая версия идентификатора с количеством компонент, равным двум

$$X = \left[\ln \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad \ln \frac{CH_4}{H_2} \right].$$

Указанное логарифмическое преобразование концентраций диагностических газов в информативные признаки следует признать наилучшим с точки зрения достоверности идентификации. На рисунке 3 показана идентификация вида дефектов СТ в координатах вектора признаков. Здесь также доминирует принцип дихотомии, при котором границы раздела классов состояний строятся последовательно между каждым из выделенных классов и остальными вместе взятыми. Расчет границ раздела классов выполняется согласно выражению (5). Для идентификации степени тяжести (опасности) дефекта в СТ достаточно использование многоуровневого скалярного признака (1).

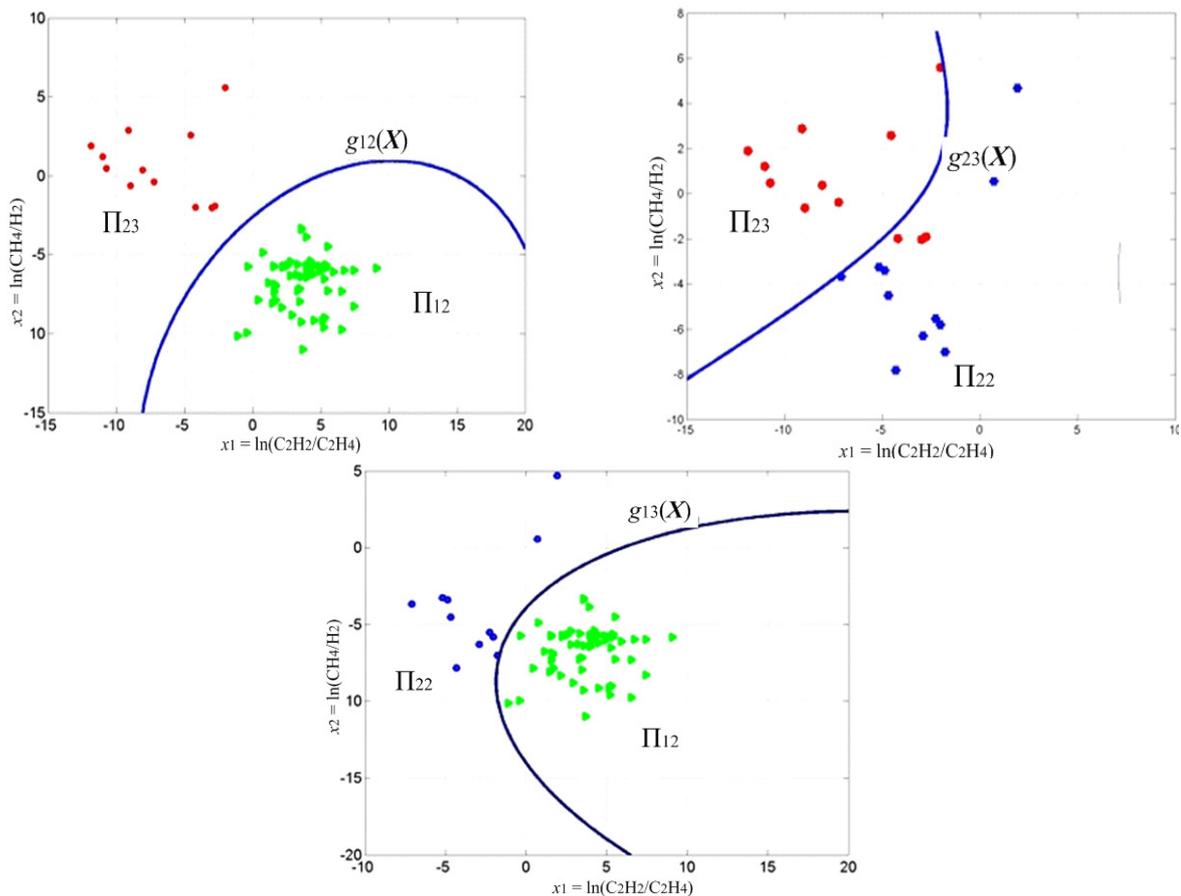


Рисунок 3 – Идентификация вида дефектов в координатах вектора признаков

Количество разрядов r зависит от подхода к установлению шкалы классов состояний МНТО. В диссертации принято ранжирование состояний СТ по степени опасности выявленного дефекта на 3 класса: Π_1 – «норма», Π_{21} – «норма с незначительными отклонениями», Π_{22} – «норма со значительными (в том числе критическими) отклонениями». Число разрядов признака равно числу классов состояний ($r = 3$), а число границ $G_{гр}^{r-1}$ на единицу меньше. Порядок вычисления границы $G_{гр}^1$ раздела классов Π_1 и Π_2 описан выше. Определение границы $G_{гр}^2$ между классами состояний Π_{21} и Π_{22} затруднено недостаточной представительностью относящихся к ним массивов данных. Так из 1340 протоколов ХАРГ СТ 110 кВ филиала АО «РЭС» лишь 244 протокола по критерию (3) следует отнести к классу состояний Π_2 (рисунок 4). Исследованиями установлено, что для определения границы $G_{гр}^2$ раздела Π_{21} и Π_{22} корректно использование выражения (6), записанного в виде:

$$G_{гр}^2 = M_2 + k \cdot \sigma_2. \quad (7)$$

С учетом оценок числовых характеристик (таблица 1) расчетное значение

$$G_{\text{Гр}}^2 = 2,13 \text{ (при } k = 2\text{)}.$$

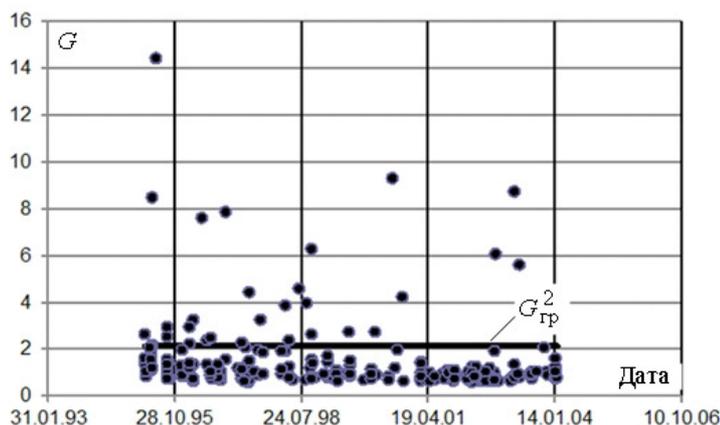


Рисунок 4 – Класс состояний Π_2 с границей $G_{\text{Гр}}^2$ для СТ 110 кВ АО «РЭС»

Проверка (7) с использованием дополнительной информации по эксплуатации исследуемых СТ (протоколов вывода в ремонт по состоянию отдельных единиц оборудования) подтвердила корректность полученной модели. В ряде случаев целесообразно включить в состав обобщенного идентификатора состояний признак G и максимальную относительную скорость нарастания концентраций газов $\max_i(V_{\text{отн.}i})$, имеющую установленные допустимое (ДЗ=10%/мес.) и предельно-допустимое (ПДЗ=15%/мес.) значения. Необходимость коррекции границы $G_{\text{Гр}}^1$ раздела классов состояний возникает при учете вариативности условий эксплуатации обследуемых СТ. Например, увеличение электрической нагрузки СТ даже в состоянии «норма» приводит к повышенному нагреву и вызывает увеличение концентраций растворенных в масле характерных газов. В работе установлена значимая корреляционная зависимость признака G с коэффициентом загрузки СТ (k_3). Полученная регрессионная модель $G_{\text{Гр}}^1 = 0,6127 \cdot \exp(0,1448 \cdot k_3)$ дает описание этой зависимости в диапазоне значений $k_3 = 0 \div 0,7$.

4. Верификация полученных моделей и критериев идентификации, оценка достоверности результатов. Верификация выполняется путем расчетов по обучающим и тестовым выборкам данных, сопоставлением полученных результатов с результатами известных методик интерпретации ХАРГ, альтернативных методов диагностирования, протоколов вскрытия отдельных СТ. В качестве примера в таблице 2 приведен расчет ошибки идентификации состояний СТ по критерию (3) с учетом фактических электрических нагрузок. Суммарная ошибка идентификации с использованием разработанного подхода в среднем не превышает $\pm 3\%$. Возможные отклонения (строки 4, 5, 7) вызваны

не достаточно корректным учетом конструктивных особенностей СТ либо

Таблица 2 – Расчет погрешности идентификации состояния СТ по (3)

№ пп	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Тип СТ	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Кол-во СТ	Объем выборки	Ошибка по (3), %
1	10	ТДН(Г)	110/(6-10)	7	90	2,90
2	16	ТДН	110/(6-10)	24	306	3,10
3	25	ТДТН	110/10/6	11	137	1,98
4	25	ТРДН	110/(6/6-10/10)	17	251	3,73
5	31,5	ТДТН(Г)	110/35/(6-10)	7	98	3,85
6	40	ТДТН	110/(6-10)/6	5	78	2,86
7	40	ТДТН	110/35/(6-10)	8	114	7,14
8	Полная выборка			79	1074	3,57

условий их эксплуатации. В работе подтверждена адекватность моделей обобщенного идентификатора и достоверность получаемых оценок. Это позволяет рекомендовать разработанную методику для практического применения, по крайней мере, в качестве факультативной наряду с нормативными методиками диагностирования СТ по ХАРГ.

5. Практическая реализация методики на основе правил принятия оперативных решений по эксплуатации исследуемых СТ. Правила используют разработанные критерии и устанавливают однозначное соответствие между текущим значением обобщенного идентификатора, прогнозируемым состоянием СТ и целесообразным эксплуатационным воздействием, направленным на обеспечение его надежного функционирования (таблица 3).

Таблица 3 – Правила принятия решений на основе ХАРГ

Критерий (правило)	Прогнозируемое состояние	Эксплуатационное воздействие
если $G < G_{\text{Гр}}^1$	«норма»	эксплуатация без ограничений
если $G_{\text{Гр}}^1 \leq G < G_{\text{Гр}}^2$ и $\max_i (V_{\text{отн.}i}) \leq \text{ДЗ}$	«норма с незначительными отклонениями»	учащенный контроль
если $G_{\text{Гр}}^1 < G \leq G_{\text{Гр}}^2$ и $\max_i (V_{\text{отн.}i}) > \text{ДЗ}$	«норма со значительными отклонениями»	дополнительные обследования
если $G > G_{\text{Гр}}^2$ и $\max_i (V_{\text{отн.}i}) > \text{ПДЗ}$	ухудшенное состояние (критический дефект)	эксплуатация с ограничениями (вывод в ремонт)

Обоснованность и оперативность принимаемых на базе разработанной

методики решений способствует длительной безаварийной эксплуатации СТ.

Третья глава посвящена статистическим исследованиям надежности сложных восстанавливаемых технических систем, в качестве которых в диссертации рассматриваются основные элементы электрических сетей линии электропередачи и СТ. Выполнен обзор и разработка математических моделей отказов оборудования, предложена методика для оценки и прогнозирования показателей эксплуатационной надежности оборудования с учетом его технического состояния. Исследование случайных процессов эксплуатации оборудования электрических сетей с количественной оценкой показателей надежности и работоспособности неразрывно связано с моделированием потока отказов и восстановлений по статистике аварийных отключений и данным диагностического контроля. Наличие аварийной статистики на некотором интервале наблюдений ΔT позволяет рассчитать интенсивность или параметр потока отказов $\omega(t)$, среднее время наработку на отказ \bar{T}_0 или между отказами \bar{T}_{MO} , среднее время восстановления \bar{T}_B и др. При достаточной представительности и однородности данных удается определить вероятность безотказной работы $P(t)$, функцию ненадежности $F(t) = 1 - P(t)$, подобрать закон распределения вероятности $f(t) = \frac{dF(t)}{d(t)}$. Идентификация причин и последствий отказов представляет собой одно из главных звеньев в общей структуре решения. Информационной основой решения служит оперативная база данных аварийных отключений элементов электрической сети, которая содержит данные типа времени жизни и имеет возможность ежесуточного пополнения. Идентификация и ранжирование причин отказов может быть выполнено по разным критериям, например, по частоте возникновения событий на интервале наблюдения, по продолжительности перерывов электроснабжения (времени восстановления), по районам сети и типам элементов, а также по негативным последствиям отказов (ущербам). Вариативность критериев позволяет расширить область анализа при рассмотрении возможных ситуаций в электрической сети. В результате ранжирования причин отказов выполняется оценка соответствия имеющегося и фактически необходимого уровня оснащенности сети, ее отдельных районов и элементов техническими средствами защиты и управления (например, средствами защиты от перенапряжений, устройствами быстродействующего автоматического ввода резерва и т.п.). Одновременно с ранжированием причин отказов выполняется расчет и анализ их вероятностных характеристик с количественным определением показателей эксплуатационной надежности элементов электрической сети. В диссертации исследована ретроспектива аварийных

отключений (глубиной $\Delta T=10$ лет) в сети 6-35 кВ РСК, осуществляющей электроснабжение потребителей нефтепромыслов в северных районах Западной Сибири (ООО «Ноябрьскэнергонефть»). Так, например, наиболее значимые причины отказов ВЛ 6 кВ: «Гроза» и «Посторонние воздействия». К группе «Посторонние воздействия» относятся как различные техногенные факторы, обусловленные технологией нефтедобычи, так и механические повреждения, связанные с человеческим фактором (например, наезды автотранспортом на опоры ВЛ). К группе «Гроза» относятся отказы, вызванные перекрытием линейной и опорной изоляции вследствие грозových перенапряжений.

Статистическая оценка среднего значения параметра потока отказов k -го типа элементов электрической сети $\omega_{\text{ср},k} (k=\overline{1,N})$ выполняется по разработанной методике с определением верхней и нижней границ доверительного интервала при уровне значимости 0,05. В таблице 4 приведены рассчитанные по предложенной методике значения $\omega_{\text{ср}}$ для ВЛ-6 кВ общей протяженностью 1822 км по сетевым районам (СР) обследуемой РСК.

Таблица 4 – Параметр потока отказов и границы доверительного интервала

Показатель	СР-1	СР-2	СР-3	СР-4
$\omega_{\text{ср}}$	0,2531	0,2642	0,1815	0,1285
$\omega_{\text{верх}}$	0,2955	0,3994	0,3099	0,2268
$\omega_{\text{ниж}}$	0,1478	0,1606	0,1515	0,0866

Аналогичным образом получены оценки параметра потока отказов для ВЛ-35 кВ, КТП-6/0,4 кВ, СТ-35/6 кВ. Анализ динамики изменения $\omega_{\text{ср}}$ во времени по годам интервала наблюдений ΔT позволяет определить характер функции интенсивности отказов (рисунок 5): возрастающий (ВФИ) или убывающий (УФИ) и оценить скорость ее изменения. Это является необходимым и достаточным условием для разработки корректной модели управления эксплуатационной надежностью оборудования электрических сетей.

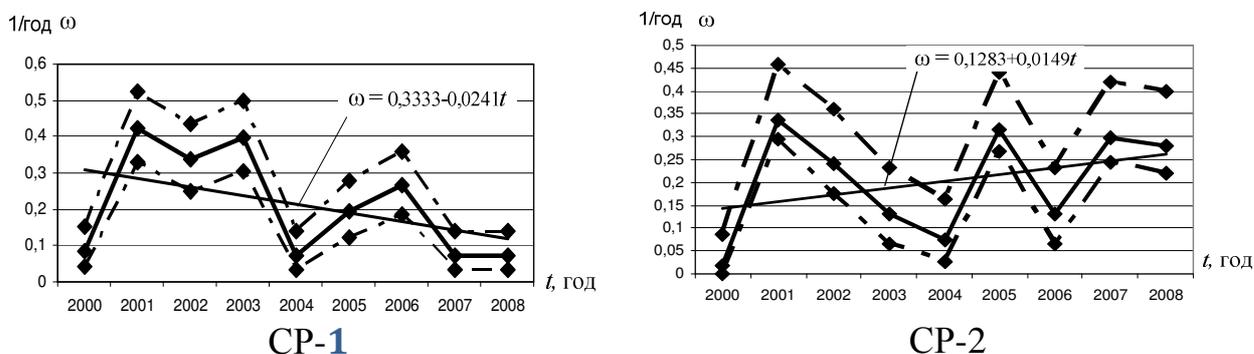


Рисунок – 5. Определение ФИ отказов ВЛ-6 кВ по годам эксплуатации

В диссертации обоснована целесообразность использования для оценки эксплуатационной надежности оборудования сетей наряду со статистикой аварийных отключений диагностической статистики, содержащей данные об изменениях контролируемых параметров состояния объекта в процессе его эксплуатации относительно своих допустимых (предельно допустимых) значений. Преимущество такой оценки обусловлено, во-первых, наличием и доступностью диагностической статистики, во-вторых, возможностью реализовать *упреждающий контроль* надежности однотипного оборудования, эксплуатируемого в одинаковых условиях, то есть не по факту возникновения «предельного» в смысле надежности события – отказа работоспособности, а по факту ее ухудшения, вызываемого появлением определенного вида дефекта.

Дефекты в электрооборудовании отличаются многообразием и взаимосвязанностью физических процессов, а механизмы их перехода в устойчивые отказы, имея вероятностную природу, характеризуются различной интенсивностью в зависимости от влияния целого ряда факторов (в том числе и не поддающихся учету). Методология упреждающего контроля эксплуатационной надежности оборудования базируется на статистической оценке таких показателей, как: наработка на дефект T_d , параметр потока

дефектов $\omega_d(t) = \frac{n(t)}{N \cdot \Delta T}$ ($n(t)$ – количество выявленных дефектов на интервале

наблюдения ΔT , N – общее количество контролируемых единиц однотипного оборудования), вероятность бездефектной работы $P_d(t)$, либо вероятность возникновения дефекта $Q_d(t) = 1 - P(t)$. Предложена методика, позволяющая

рассчитать указанные показатели на основе диагностической статистики оборудования. Методика реализована на примере статистики ХАРГ СТ 110 кВ с применением разработанных во второй главе критериев достоверной идентификации дефектов. Рассчитанные вероятности возникновения дефектов СТ 110 кВ АО «РЭС» в интервале календарного года, а также средние значения параметра потока разного вида дефектов ($\omega_d^{\text{общ}} = 0,051$ $\omega_d^{\text{разряд}} = 0,012$

$\omega_d^{\text{перегрев}} = 0,028$ $\omega_d^{\text{разряд и перегрев}} = 0,009$) получили в работе самостоятельное применение для анализа и многократно подтверждены практикой эксплуатации указанного оборудования. Анализ статистики по отказам СТ и причинам их возникновения требует учета в моделях отказов таких наиболее значимых факторов, как срок службы. В диссертации для моделирования отказа предложено использование нестационарного случайного потока (однородного, ординарного, без последствия), для которого число событий, попадающих на участок длины ΔT , начинающийся в точке t_0 , подчиняется закону Пуассона

$$P_m(\tau, t_0) = \frac{a^m}{m!} \cdot e^{-a},$$

где n – целые неотрицательные значения, которые может принимать случайная величина T интервала времени между двумя соседними отказами, a – математическое ожидание числа событий на участке $[t_0, t_0 + \Delta T]$, равное

$$a = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta T} \omega(t) dt.$$

Закон распределения нестационарного потока промежутка

времени ΔT безотказной работы СТ будет зависеть от того, где на оси $0, t$ расположен первый из отказов. Кроме того, он будет зависеть от вида функции $\omega(t)$. При линейном виде интенсивности отказов $\omega(t) = \omega_0 + \frac{d\omega}{dt} \cdot t$ выражение для вероятности безотказной работы СТ на участке $[t_0, t_0 + \Delta T]$ будет выглядеть следующим образом:

$$P(T \geq t) = \exp\left[-\left(\frac{d\omega}{dt} \cdot t_0 + \omega_0\right) \cdot \Delta T - \frac{1}{2} \cdot \frac{d\omega}{dt} \cdot \Delta T^2\right].$$

Здесь: ω_0 и $\frac{d\omega}{dt}$ – соответственно начальное значение интенсивности отказов (начальное состояние объекта) при $t = t_0$ и скорость ее изменения на интервале времени $[t_0, t_0 + \Delta T]$. На рисунке 6. представлены результаты расчета вероятности безотказной работы по разработанной модели для СТ с различной продолжительностью эксплуатации (ΔT) от 0 до 10 и от 10 до 30 лет ($t_0 = 0$ и $t_0 = 10$ соответственно, $\omega_0 = 0,014 \text{ год}^{-1}$, $d\omega/dt = 0,0014 \text{ год}^{-2}$).

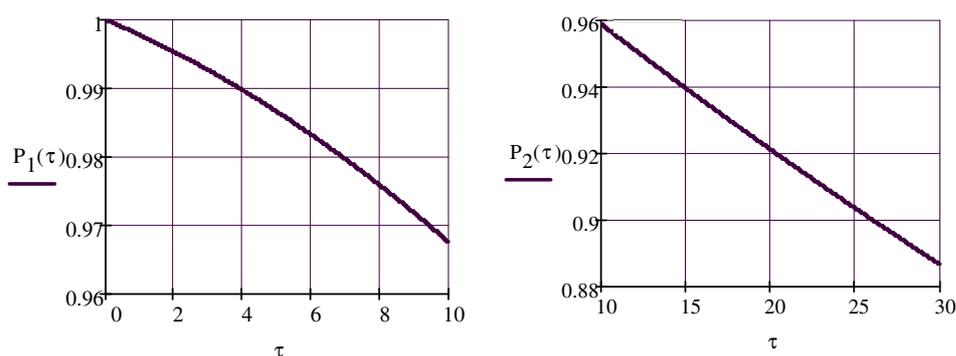


Рисунок 6 – Вероятность безотказной работы СТ 110 кВ с разным сроком службы

Для вычисления показателей надежности по предложенной модели отказов с учетом срока службы оборудования разработана вычислительная процедура в программной среде MathCAD, при использовании которой выполнялись расчеты для определения периодичности профилактик СТ 110 кВ со сроком службы $t_0 = 25$ лет при реализации ТОиР по фактическому техническому

состоянию (рисунок 7).

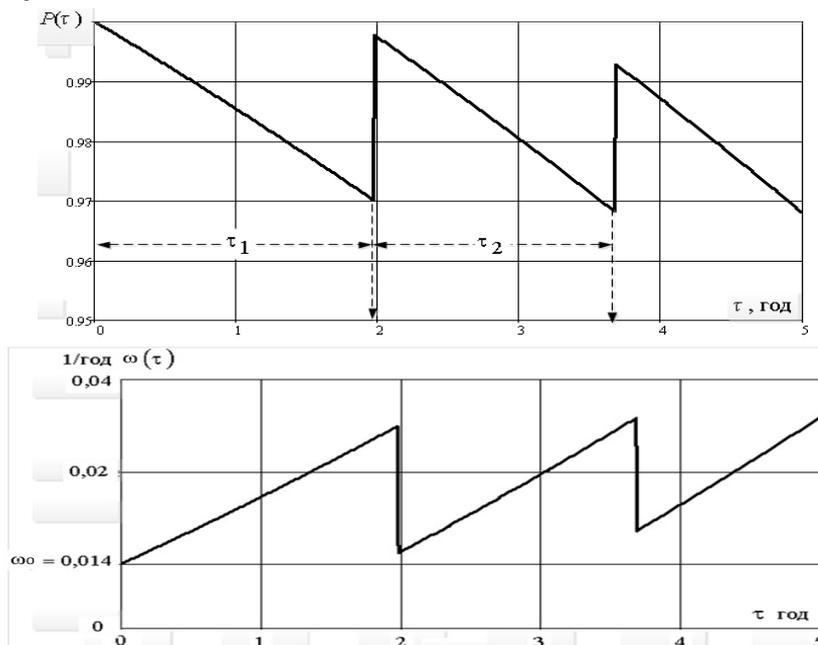


Рисунок 7 – Расчет надежности СТ 110 кВ при реализации ТОиР по состоянию

Четвертая глава посвящена проблемам моделирования эксплуатационной надежности электрооборудования сетей (ЭО) с учетом изменения состояния для актуальных стратегий ТОиР. В работе уточнено понятие *стратегии* ТОиР оборудования электрических сетей, рассмотрена классификация целей и задач ТОиР элементов электрической сети как средства обеспечения надежности ее функционирования. Выполнен анализ эволюции известных и перспективных стратегий, приведены обобщенные результаты их сравнения. Эволюция стратегий ТОиР ЭО характеризуется изменением критериев эффективности от частных к более общим, от сугубо технических к технико-экономическим. При этом наблюдается стремление к расширению области принятия решений за счет учета все большего количества влияющих факторов и ограничений на управление. Сложность и вероятностная природа процессов эксплуатации ЭО сетей, а также необходимость учета различных факторов в критериях оптимизации ТОиР требуют формализованного описания стратегии как некоторого вектора альтернативных решений. Проведенные в диссертации исследования определили выбор методологической платформы, на основе которой разработан комплекс вероятностных динамических моделей для оценки и прогнозирования надежности, учитывающих изменение во времени эксплуатационного состояния ЭО. Разработанные модели отличаются по степени сложности количеством учитываемых факторов и предназначены для оптимизации актуальных в электроэнергетике стратегий ТОиР.

1. Модель оценки надежности ЭО для стратегии по состоянию. Для указанной стратегии определяется оптимальная по надежности периодичность

диагностирования (τ) ЭО (на примере СТ) в зависимости от фактической частоты отказов ω_0 (находится по методике, разработанной в 3 главе диссертации). Схема эксплуатационных процессов в системе «СТ – ТООиР по состоянию» задана следующим описанием. В процессе функционирования СТ из работоспособного состояния 1 с определенной периодичностью τ переводится в состояние 2 диагностирования, в котором за время T_k с вероятностью q_d может быть выявлен опасный дефект. Для устранения опасного дефекта и восстановления работоспособности СТ будет переведен в состояние 4 профилактики, а затем по истечении времени $T_{по}$ назад в состояние 2 для подтверждающего диагностирования продолжительностью T_k . В межконтрольный период СТ с параметром потока отказов ω_0 может отказать и перейти в состояние 3 скрытого отказа, который будет обнаружен при очередном диагностировании в состоянии 5 аварийного восстановления и устранен за время $T_{ав}$ (переход 5 – 2). Моделью указанных процессов является направленный граф состояний (рисунок 8) с интенсивностями переходов из i -го в j -е состояние (λ_{ij}) и система линейных алгебраических уравнений $\lambda \cdot \mathbf{P} = 0$,

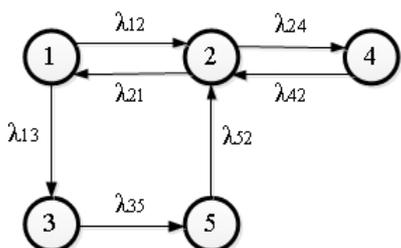


Рисунок 8 – Модель для стратегии 1

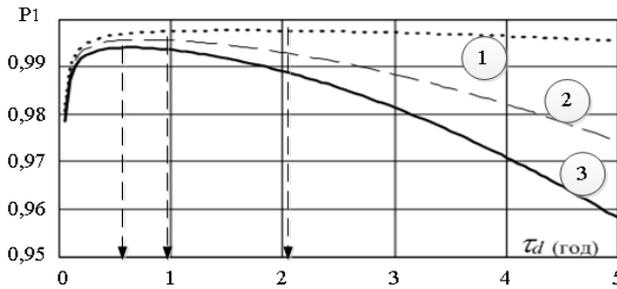
где: λ – квадратная матрица интенсивностей переходов системы из состояния в состояние; \mathbf{P} – матрица-столбец стационарных вероятностей состояний; $\lambda_{12} = \tau^{-1}$; $\lambda_{24} = q_d \cdot T_k^{-1}$; $\lambda_{52} = T_{ав}^{-1}$;

$$\lambda_{42} = T_{по}^{-1}; \lambda_{21} = (1 - q_d) \cdot T_k^{-1};$$

$$\lambda_{35} = [\tau \cdot \omega_0^{-1} (1 - e^{-\omega_0 \cdot \tau})]^{-1};$$

q_d – вероятность возникновения в СТ опасных дефектов; $T_k, T_{по}, T_{ав}$ – продолжительности диагностирования, профилактики, аварийного восстановления соответственно. Решение системы уравнений методом Гаусса позволяет сформировать зависимости вида $p_1(\tau)$ при вариации некоторых параметров случайных процессов, например, средней частоты отказов ω_0 или средней частоты возникновения деграционных дефектов $\omega_d = \tau^{-1} \cdot \ln(1/1 - q_d)$. На рисунке 9 показаны значения $p_1(\tau)$ для ТРДН–40000/110 при $T_k = 8$ ч., $T_{по} = 40$ ч., $T_{ав} = 240$ ч., $\omega_0 = 0,015 \div 0,075$ и $\omega_d = 0,05$ (год $^{-1}$). Оптимальная величина эксплуатационного ресурса, в данном случае интервала τ , находится из условия $p_1 \Rightarrow \max$, либо $p_1 = p_{зад}$, где $p_{зад}$ – минимально-допустимое (нормативное) значение вероятности безотказной

работы. Разработанная модель кроме значений вероятностей состояний $p_i(\tau)$ позволяет определять значения коэффициента готовности K_Γ и средней наработки между отказами ЭО T_0 :



$$K_\Gamma = \sum_{i \in E_+} \frac{P_i}{\sum_{j \in E} \lambda_{ij}} \left(\sum_{k \in E} \frac{P_k}{\sum_{j \in E} \lambda_{kj}} \right)^{-1},$$

$$T_0 = \frac{K_\Gamma}{\sum_{i \in E_+} P_i \cdot \sum_{j \in E_-} \lambda_{ij}}.$$

Рисунок 9 – Выбор τ из условия $p_1 \Rightarrow \max$

2. Модель оценки надежности ЭО для стратегии профилактик с фиксированной периодичностью. Для указанной стратегии характерным является выполнение периодических профилактик с целью поддержания требуемого уровня надежности ЭО. При возникновении внезапного отказа ЭО переводится в состояние аварийного ремонта для восстановления работоспособности и надежности. По завершении профилактики или аварийного восстановления ЭО переводится в работоспособное состояние. При этом очевидно определяющее влияние периодичности профилактик на эксплуатационные характеристики ЭО и прежде всего на вероятность работоспособного состояния. Таким образом, оптимизация указанной стратегии ТОиР состоит в выборе периодичности профилактик T , соответствующей максимуму вероятности работоспособного состояния ЭО. Модель надежности

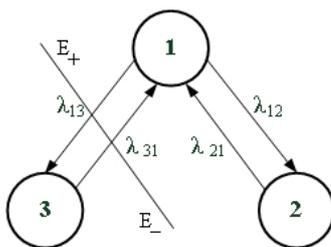


Рисунок 10 – Модель для стратегии 2

системы представлена графом состояний (рисунок 10), для которого интенсивности переходов из состояния в состояние задается соответствующими периодичностями и продолжительностями профилактик и аварийного восстановления: $\lambda_{12} = T^{-1}$; $\lambda_{13} = \omega$; $\lambda_{21} = T_{\text{по}}^{-1}$; $\lambda_{31} = T_{\text{ав}}^{-1}$. Процесс описывает матрица переходных вероятностей с

отличными от нуля компонентами: $p_{12} = T^{-1}/\omega + T^{-1}$; $p_{13} = \omega/\omega + T^{-1}$; $p_{21} = p_{31} = 1$, а также вектор-строка времен пребывания ЭО в указанных состояниях: $t_1 = 1/\omega + T^{-1}$; $t_2 = T_{\text{по}}$; $t_3 = T_{\text{ав}}$. Решение системы уравнений состояния ЭО относительно стационарных вероятностей полумарковского случайного процесса дает возможность вычисления и анализа зависимости

$$p_1(T) = T_{\text{по}}^{-1} \cdot T_{\text{ав}}^{-1} / (T_{\text{ав}}^{-1} \cdot T^{-1} + T_{\text{по}}^{-1} \cdot \omega + T_{\text{по}}^{-1} \cdot T_{\text{ав}}^{-1})$$

с возрастающей ФИ отказов $\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t$, ($b = d\omega/dt$ – параметр, характеризующий темпы старения ЭО). Нахождение экстремума функции по условию $dp_1(T)/dT = 0$ позволяет определять оптимальное по надежности значение периодичности профилактик для конкретного типа ЭО и условий эксплуатации. Кроме того появляется возможность исследовать влияние на искомое значение периодичности профилактик (T) некоторых параметров случайного процесса эксплуатации ЭО. Так, например, зависимость оптимальной периодичности профилактик одноцепной ВЛ-6 кВ длиной 5 км на железобетонных опорах с проводом АС-95/16, для которой $\omega = 0,45 + 0,05 \cdot t$ (год⁻¹); $T_{\text{по}} = 0,00046$ (год); $T_{\text{ав}} = 0,0018$ (год) от темпов старения представляет собой степенную функцию $T_{\text{опт}} = 0,5/\sqrt{b}$. Верификация полученной модели в диссертации осуществлялась применительно ко всем типам ЭО, для которых предписана указанная стратегия ТОиР. Полученные результаты сопоставимы и совпадают с нормативно-справочной информацией и данными эксплуатации.

3. Модель оценки суммарных затрат на эксплуатацию ЭО для стратегии профилактик с фиксированной периодичностью. Необходимость введения критериев экономичности для оптимизации стратегии ТОиР ЭО обусловлена с одной стороны потребностью энергокомпаний в обеспечении эффективного использования ресурсов, а с другой ограниченностью последних. Оптимизация стратегии состоит в выборе $T_{\text{опт}}$, соответствующей минимуму суммарных затрат $\sum_i C_i(T) \Rightarrow \min$. Для расширения параметрического поля в модель,

введены наработка и частота внезапных отключений (аварийных ремонтов) и отключений с предупреждением (профилактик)

$$\bar{T}_H = (1 + T^{-1} \cdot T_{\text{по}}) / \omega, \quad \bar{w}_H = (\bar{T}_H + T_{\text{ав}})^{-1}, \quad \bar{T}'_H = (1 + \omega \cdot T_{\text{ав}}) / T^{-1}, \quad \bar{w}'_H = (\bar{T}'_H + T_{\text{по}})^{-1}.$$

Полученные зависимости представляют собой монотонные функции времени, что иллюстрирует рисунок 11 для ТМН-6300/35, $\omega = 0,015 + 0,01 \cdot t$ (год⁻¹);

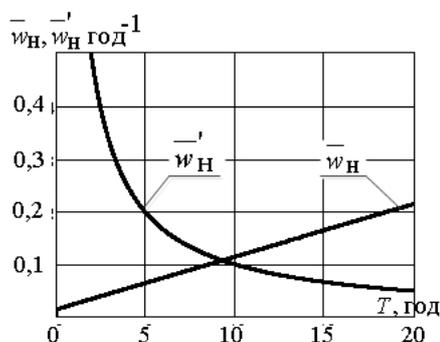


Рисунок 11 – Зависимости частот от T для ТМН-6300/35

$$T_{\text{по}} = 0,0046 \text{ (год)}; \quad T_{\text{ав}} = 0,027 \text{ (год)}.$$

Суммарные эксплуатационные затраты электросетевой компании представляют интегральный показатель эффективности обслуживания ЭО на некотором интервале ΔT (например, на интервале ремонтного цикла) и выражены зависимостью:

$$C_s^*(T) = [M_{\text{ав}}(T) \cdot c_{\text{ав}}^* + M_{\text{по}}(T) \cdot c_{\text{по}}^*], \quad (8)$$

где: $M_{ав}(T) = \bar{w}_H \cdot \Delta T$ – среднее число отказов; $M_{по}(T) = \bar{w}'_H \cdot \Delta T$ – среднее число профилактик; $c_{ав}^*$ и $c_{по}^*$ – относительные средние стоимости аварийного ремонта и профилактики при условии $c_{по}^* + c_{ав}^* = 1$. Верификация полученной вероятностной модели подтвердила ее адекватность данным эксплуатации. Вычислительная процедура оптимизации позволяет определить $T_{опт}$ при вариации $c_{ав}^*/c_{по}^*$ и b , характеризующего темпы старения ЭО (рисунок 12).

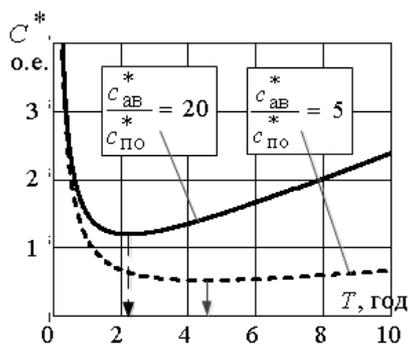


Рисунок 12 – Зависимость $C_s^*(T)$ для ТМН-6300/35

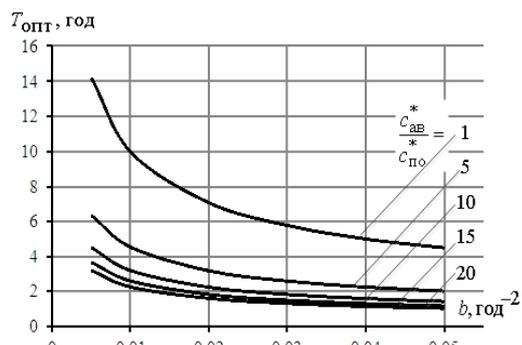


Рисунок 13 – Зависимость $T_{опт}(b)$ для ТМН-6300/35

Обобщением результатов оптимизации по разработанной модели (рисунок 13) является аналитическая зависимость вида

$$T_{опт} = 1/\sqrt{b \cdot (c_{ав}^*/c_{по}^*)}.$$

4. Унифицированная модель оценки надежности ЭО для стратегии 1 по состоянию. Цель унификации модели 1 – повышение ее чувствительности, достоверности и расширение области эффективного применения за счет уменьшения количества возможных состояний ЭО с 5 до 4, увеличения количества исходов диагностирования с 2 до 3 для описания случайного процесса возникновения опасного дефекта и его развития до отказа, введения ВФИ отказов вида $\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t$ вместо постоянной во времени интенсивности $\omega_0 = \text{const}$. Унифицированная модель представлена на рис. 15.

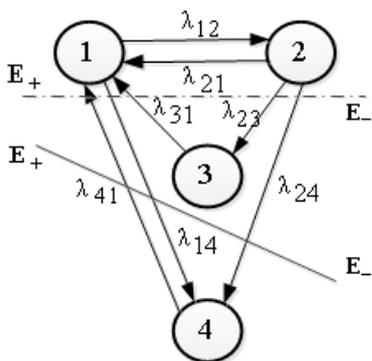


Рисунок 14 – Унифицированная модель

В процессе эксплуатации ЭО из работоспособного состояния 1 с периодичностью τ переводится в состояние 2 диагностирования длительностью T_K . По результатам диагностирования с вероятностью $q_1(t)$ ЭО может быть переведено в работоспособное состояние 1 ($q_1(t)$ – вероятность того, что за время τ между очередными сеансами диагностирования дефект не возникнет), с вероятностью $q_2(t)$ может перейти в состояние 3 профилактики с целью

устранения развивающегося дефекта ($q_2(t)$ – вероятность того, что за время τ между очередными сеансами диагностирования дефект возникнет, но не успеет развиваться до отказа), с вероятностью $q_3(t)$ может перейти в состояние 4 аварийного ремонта для ликвидации последствий отказа и восстановления работоспособности ($q_3(t)$ – вероятность того, что за время τ , дефект возникнет и успеет развиваться до отказа). Кроме этого в межконтрольный период с интенсивностью $\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t$ может возникнуть скрытый отказ ЭО, который будет обнаружен и устранен при аварийном ремонте (переход 1-4). Преобразования системы уравнений позволяют получить зависимости:

✓ вероятность работоспособного состояния ЭО

$$p_1(t) = \left[1 + t^{-1} \cdot (T_k + q_2(t) \cdot T_{по} + q_3(t) \cdot T_{ав}) + \omega(t) \cdot T_{ав} \right]^{-1} \quad (9)$$

✓ коэффициент готовности ЭО

$$K_r(t) = \left[1 + \left(\frac{q_2(t) \cdot t^{-1}}{T_{по}^{-1}} \right) \cdot T_{по} + \left(\frac{\omega(t) + q_3(t) \cdot t^{-1}}{T_{ав}^{-1}} \right) \cdot T_{ав} \right] / \left[\left(t^{-1} + \omega(t) \right)^{-1} + \left(\frac{t^{-1}}{T_k^{-1}} \right) \cdot T_k \right]^{-1} \quad (10)$$

✓ средняя частота аварийных отключений ЭО

$$\bar{w}_H(t) = (T_{ав} + (A(t) + B(t) \cdot t) / (C(t) + D(t) \cdot t))^{-1}, \quad (11)$$

где: $A(t) = [(T_k + q_2(t) \cdot T_{по}) \cdot (1 + \omega(t) \cdot T_{ав}) - (T_k + q_3(t) \cdot T_{ав})]$ (год); $B(t) = q_2(t)$ (о.е.); $C(t) = [q_3(t) \cdot (1 + \omega(t) \cdot T_{ав}) - \omega(t) \cdot (T_k + q_3(t) \cdot T_{ав})]$, (о.е.); $D(t) = \omega(t) \cdot q_2(t)$, (год⁻¹).

В диссертации предложен комплексный критерий $C_R^*(t) \Rightarrow \min$, согласованный с унифицированной моделью, который позволяет определять оптимальные параметры ТОиР на интервале эксплуатации ΔT по минимуму суммарных затрат $C_s^*(t)$ и ущерба $Y(t)$ от ненадежности ЭО (рисунок 15):

$$C_R^*(t) = C_s^*(t) + Y(t), \quad Y(t) = \xi_0 \cdot \sum_{t=0}^{\Delta T} [\Delta \bar{\Pi} \cdot (1 - \exp(-\omega_{\Delta \Pi} \cdot \Delta \bar{\Pi})) \cdot F(t) \cdot \bar{w}_H(t)] \cdot t.$$

о.е. C, Y_{Σ}, C_s

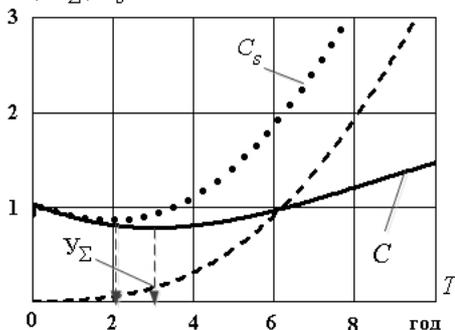


Рисунок 15 – Выбор $T_{опт}$ по

$C_R^*(t) \Rightarrow \min$ для ТМН-6300/35

Здесь: $\Delta \bar{\Pi}$ – средняя величина потерь, вызванных отказами, $(1 - \exp(-\omega_{\Delta \Pi} \cdot \Delta \bar{\Pi}))$ – вероятность того, что при отказе суммарные потери будут достигать средней величины с заданной интенсивностью $\omega_{\Delta \Pi}$; ξ_0 – удельная стоимость потерь. На рисунке 15 показан выбор $T_{опт}$ для ТМН-63000/35 по критерию $C_R^*(t) \Rightarrow \min$ при $(c_{ав}^* / c_{по}^*) = 3$.

В пятой главе выполнена практическая реализация и сопоставление разработанных оптимизационных моделей для принятия решений по повышению эффективности эксплуатации распределительных сетей. Разработана комплексная методика принятия решений по повышению эффективности эксплуатации сетей при оптимизации ТОиР ЭО, которая обобщает результаты, представленные в предыдущих главах.

При краткосрочном или среднесрочном планировании в интервале эксплуатации $\Delta T = 5 \div 10$ лет для определения базовых показателей ТОиР различных типов ЭО применяется стратегия профилактик с фиксированным временем наработки (ТВМ). При оперативном планировании ($\Delta T = 1$ год) по каждой единице или группе однотипного ЭО производится уточнение базовых показателей ТОиР с привлечением (в зависимости от корпоративных целей и критериев эффективности эксплуатации) одной из стратегий: по состоянию (СВМ), по надежности (RCM), по оценке прогнозируемых рисков (RBM). Разработанная методика позволяет корректировать плановые показатели эксплуатации ЭО на горизонте оперативного планирования с учетом изменений вероятностных характеристик процессов. Методика реализована на примере РСК, осуществляющей электроснабжение потребителей нефтепромыслов по электрической сети 6-35 кВ в северных районах Западной Сибири. Структура сети и состав эксплуатируемого ЭО передачи и распределения полностью известен. Информационной основой комплексной задачи повышения надежности электрической сети при оптимизации ТОиР ЭО является статистика аварийных отключений ВЛ и ЭО подстанций, а также результаты диагностических обследований на интервале эксплуатации 10 лет, 2001–2010 г.

1) Обработка статистики отказов и повреждаемости ЭО. Определение вероятностных характеристик случайных процессов. В результате обработки статистики аварийных отключений ЭО (параграф 3.4 диссертации) находятся вероятностные характеристики отказов с количественным определением показателей эксплуатационной надежности отдельных типов ЭО (таблица 5).

Таблица 5 – Средние значения интенсивности (ω_{cp}) отказов ЭО РСК

Средние значения интенсивности отказов ЭО	CP-1	CP-2	CP-3	CP-4	CP-5	Всего
Трансформаторы 35/6 кВ, (1/год)	0,053	0,014	0,033	0,026	0,007	0,027
КТП 6/0,4 кВ, (1/год)	0,033	0,029	0,032	0,022	0,024	0,028
ВЛ 35 кВ, (1/км·год)	0,029	0,013	0,016	0,009	0,005	0,015
ВЛ 6 кВ, (1/км·год)	0,044	0,042	0,030	0,022	0,017	0,031

Анализ рассчитанных по эксплуатационной статистике РСК показателей надежности ВЛ и СТ позволяет заключить, что они близки по значениям к

известными справочным данным для однотипного оборудования. Это подтверждает достоверность проведенных исследований и корректность их применения для решения поставленной задачи. Некоторые отличия показателей в большую сторону обусловлены климатическими особенностями региона, условиями эксплуатации ЭО, влиянием вредных факторов.

2) Расчеты показателей эффективности эксплуатации ЭО сети на основе разработанных моделей. Расчеты оптимальных параметров управления ТООИР для разных типов ЭО сети (ВЛ, КЛ-6 кВ, СТ-35/6 и 6/04 кВ) выполнялись на основе оптимизационных моделей (глава 4). В качестве критериев эффективности применяются: $p_1(t) \Rightarrow \max$, $K_T(t) \Rightarrow \max$, $\bar{w}_H(t) \Rightarrow \min$, $C_R^*(t) \Rightarrow \min$ или $C_S^*(t) \Rightarrow \min$.

3) Формирование областей принятия решений при оптимизации параметров ТООИР ЭО. Для формирования областей принятия решений выполняется следующая процедура: выбор (задание) стратегии ТООИР конкретного типа ЭО; выбор модели оценки надежности ЭО для указанной стратегии; расчет значений $T_{\text{ОПТ}}$ в соответствии с заданными критериями эффективности; построение границ области принятия решений в координатах $T_{\text{ОПТ}}$ и какого-либо из параметров, характеризующих интенсивность деградационных процессов в ЭО. На рисунках 16, 17 в качестве примера приведены области принятия решений по выбору $T_{\text{ОПТ}}(b)$ для КЛ-6 кВ и $T_{\text{ОПТ}}(\omega_D)$ для СТ-35/6 кВ. Нижнюю границу области формируют оценки $T_{\text{ОПТ}}$, полученные по критерию $p_1(T) \Rightarrow \max$, а верхнюю – по критерию $C_S^*(t) \Rightarrow \min$. С увеличением темпов старения (дефектообразования) ЭО оценки $T_{\text{ОПТ}}$ сближаются.

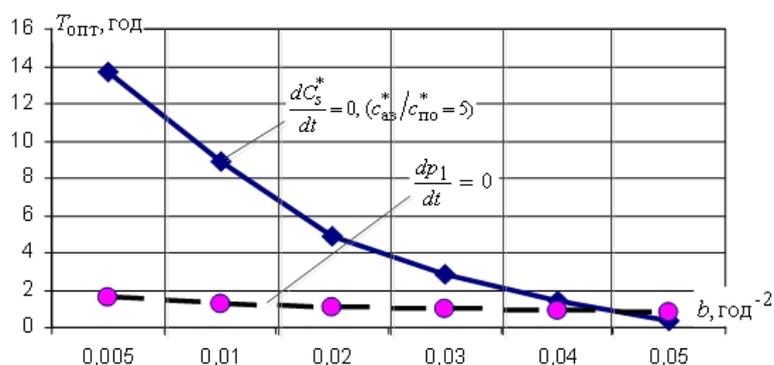


Рисунок 16 – Область принятия решений по выбору $T_{\text{ОПТ}}(b)$ для КЛ-6 кВ

4) Выявление и ранжирование критичных к отказам элементов и участков электрической сети. Критичность к отказам элементов и участков электрической сети выявляется в процессе анализа причин их возникновения при оценке и прогнозировании риска. Количественной мерой критичности ЭО к отказам может служить вероятность отказа, учитывающая срок службы,

средняя частота отказов ЭО при принятой стратегии ТОиР, а также величина аварийного ущерба.

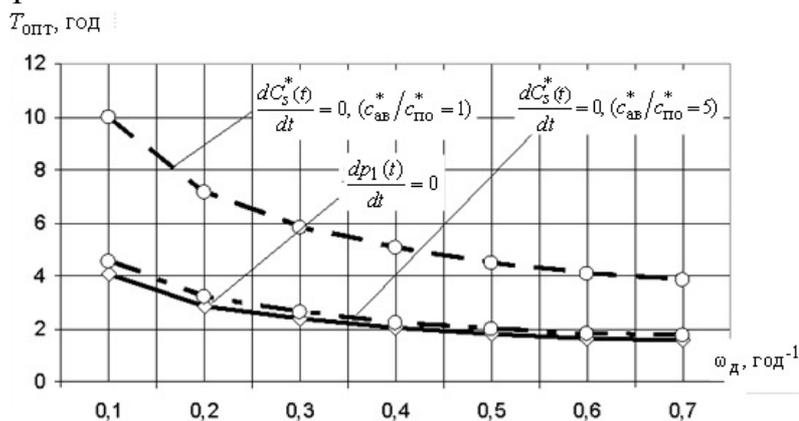


Рисунок 17 – Область принятия решений по выбору $T_{опт}(\omega_d)$ ТМН-6300/35 кВ. Указанные индексы надежности косвенно отражают системную важность рассматриваемого элемента (участка) для электрической сети в целом. Очевидно, головной участок сети при прочих сопоставимых условиях более критичен к отказам, чем промежуточный либо концевой участки. Резервированный участок сети обладает меньшей критичностью к отказам по сравнению с участком без резервирования. Для вычисления вероятности отказов ЭО с учетом продолжительности его эксплуатации применяется модель, разработанная в главе 3 на основе свойств нестационарного случайного потока, для которой средняя интенсивность отказов равна $\omega(t) = \frac{b}{2} \cdot [2 \cdot t_0 \cdot \Delta T + \Delta T^2] + \omega_0 \cdot \Delta T$. Отказ любого i -го элемента электрической сети рассматривается как элементарное событие. Отказ участка электрической сети следует рассматривать как сложное событие, состоящее из ряда независимых и совместных элементарных событий. Для участка радиальной распределительной сети структурная схема надежности представляет собой последовательное соединение входящих в его состав элементов. В этом случае вероятность сложного события определяется на основе теоремы умножения вероятностей по формуле:

$$Q(t) = 1 - \exp\left[-\sum_{i=1}^n (\omega_{i0} \cdot \Delta T + b_i \cdot (2 \cdot t_{0i} \cdot \Delta T + \Delta T^2)/2)\right]. \quad (12)$$

В выражении (12) начальная точка (t_{0i}) исследуемого интервала эксплуатации ΔT для каждого (участка) сети имеет различные положения на оси времени в зависимости от фактического срока службы ЭО.

5) Оценка приоритетной очередности выполнения профилактик элементов сети. Планирование ремонтной деятельности РСК на рассматриваемом интервале эксплуатации требует оценки обоснованной очередности профилактик ЭО. Ранжирование может осуществляться по одному из двух

условий: в порядке убывания частоты отказов $\bar{w}_{Hi}(t) \Rightarrow \min$, в порядке убывания риска отказа $R_{Koi} = Q_i \cdot Y_i / \sum_{i=1}^n Q_i \cdot Y_i \Rightarrow \min$.

б) Анализ альтернатив, полученных по разным критериям эффективности. Альтернативные значения оптимальной наработки на очередную в интервале ΔT профилактику каждого элемента электрической сети в смысле критериев $\bar{w}_{Hi}(t) \Rightarrow \min$ и $C_s^*(t) \Rightarrow \min$ рассчитаны и интерпретированы в п. 3 методики. Критерий $C_R^*(t) \Rightarrow \min$ с учетом вероятностной характеристики аварийного ущерба позволяет учесть риск отказа i -го элемента сети в суммарных затратах на его профилактику и восстановление. Получаемые на его основе оценки $T_{\text{опт}}$ сосредоточены в середине области принятия решений между минимальной оценкой по критерию $\bar{w}_{Hi}(t) \Rightarrow \min$ и максимальной по критерию $C_s^*(t) \Rightarrow \min$.

7) Расчет текущего и прогнозного значений индекса надежности электрической сети. Оценка влияния оптимизации ТОиР ЭО на повышение надежности электрической сети производится на основе индекса *SAIFI*, среднего количества длительных перерывов в электроснабжении одного потребителя в год. Для расчета текущего и прогнозного значений индекса *SAIFI*

использовано выражение $SAIFI = (\sum_{i=1}^n \bar{w}_{Hi} \cdot \Delta T) / N$, которое справедливо при

допущении, что отказ любого элемента сети сопровождается длительным перерывом в электроснабжении потребителей. Здесь: $i = \overline{1, n}$ – количество отказавших в течение года элементов сети; N – общее количество потребителей, получающих питание от данной распределительной сети; $\Delta T = 1$ год. Иллюстрация разработанной методики выполнена применительно к типовой схеме распределительной сети (рисунок 18). Сеть содержит понижающую

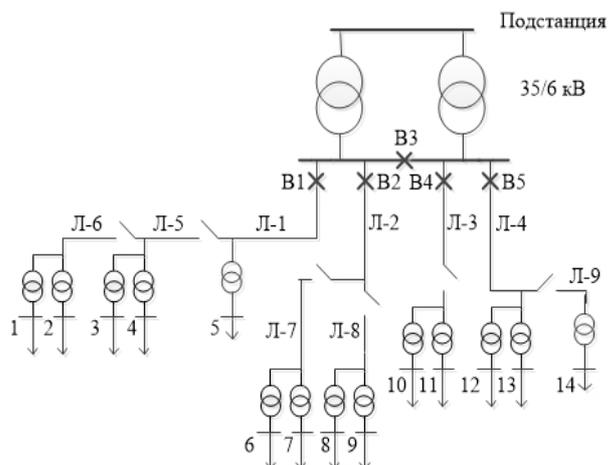


Рисунок 18 – Схема распределительной сети

подстанцию с СТ-35/6 кВ и четырьмя отходящими присоединениями. В состав каждого участка входят ВЛ-6 кВ и КТП-6/0,4 кВ, питающие нагрузку. Общее количество потребителей с суммарной мощностью 2720 кВА равно 14. Отказ любой ВЛ приводит к перерыву электроснабжения, нарушению технологического процесса и потерям $\Delta \bar{\Pi}_i$. Для сети проведен расчет показателей надежности каждой ВЛ с

учетом длины и срока службы (таблица 6). Ранжированная очередность профилактик для каждой из ВЛ представлена в таблице 7. Отмечено наибольшее влияние на приоритет очередности профилактик длины ВЛ и меньшее влияние (на интервале $\Delta T = 1$ год) срока службы ВЛ.

Таблица 6 – Показатели надежности ВЛ-6 кВ распределительной сети

ВЛ-6 кВ	Длина (км)	Срок службы t_0 (лет)	Показатели надежности			
			ω (год ⁻¹)	Q (о.е.)	\bar{w}_H (год ⁻¹)	Y (руб.)
Л-1	3,7	24	0,1874	0,1709	0,2355	32492
Л-2	5,6	24	0,2711	0,2374	0,3406	46997
Л-3	8,2	17	0,3786	0,3152	0,4759	65686
Л-4	6,3	24	0,3019	0,2606	0,3793	52345
Л-5	1,9	23	0,1072	0,1016	0,1350	18630
Л-6	2,8	17	0,1408	0,1313	0,1771	24433
Л-7	7,4	23	0,3493	0,2949	0,4390	20881
Л-8	9,5	12	0,4308	0,3500	0,5419	30551
Л-9	4,1	12	0,1930	0,1755	0,2425	33461

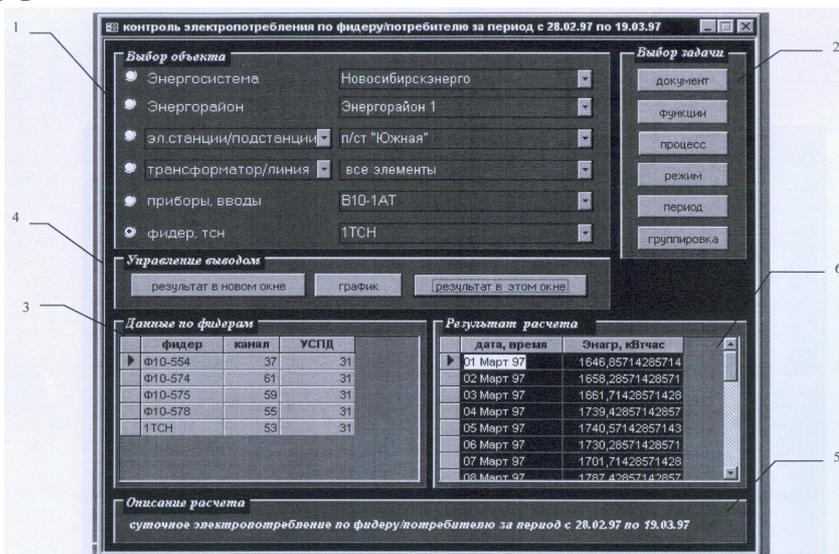
Таблица 7 – Ранжированная очередность профилактик ВЛ-6 кВ

№ п.п.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номер ВЛ	Л-3	Л-4	Л-8	Л-2	Л-7	Л-9	Л-1	Л-6	Л-5
$R_{КО}$, о.е.	0,262	0,173	0,136	0,141	0,078	0,074	0,071	0,041	0,024
$T_{ОПТ}$, год	1,30	1,62	2,30	1,72	1,00	1,37	1,86	2,75	1,86
$\text{Min}(\bar{w}_H)$, год ⁻¹	0,445	0,364	0,496	0,328	0,230	0,418	0,229	0,172	0,133

Расчеты показывают, что оптимальная в смысле эксплуатационной надежности величина интервала до очередной профилактики ВЛ составляет от одного до трех лет. На этой основе находятся текущее и прогнозное значения $SAIFI$. Для текущего состояния сети ($t = t_0$) значение $SAIFI = 0,212$. Через 3 года, после выполнения профилактик ВЛ-6 кВ прогнозное значение $SAIFI = 0,201$ (меньше на 5,15%).

В шестой главе рассмотрены ключевые компоненты технологии управления эксплуатацией оборудования электрических сетей, разработаны средства их программно-алгоритмической поддержки в составе подсистемы мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрической сети, подсистемы мониторинга технического состояния ЭО сети (на примере СТ), и интеллектуального инструментария для адаптивной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации ЭО. Режимы электрической сети в значительной степени оказывают влияние как на эксплуатационные

характеристики ЭО, так и на надежность сети в целом. Программная подсистема мониторинга потоков и балансов мощности в объектах электрической сети (ППС-1), разработанная автором, исходно предназначалась для установки на сервере узловой подстанции в центре управления сетью. В ее функции входили сбор, обработка и отображение информации о потоках и балансах активной и реактивной мощности на участках электрической сети. ППС позиционирована как интерактивная с установкой защит и приоритетов доступа к различным разделам служебной информации. На рисунке 19 показан главный интерфейс ППС.



- | | |
|------------------------|-----------------------------|
| 1. Блок выбора объекта | 4. Блок управления выводом |
| 2. Блок выбора задачи | 5. Блок описания расчета |
| 3. Информационный блок | 6. Блок результатов расчета |

Рисунок 19 – Основная форма управления ППС-1 мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрической сети

Диагностический мониторинг ЭО (периодический или on-line) обеспечивает наблюдение за параметрами и характеристиками его технического состояния в рабочих режимах. Это позволяет фиксировать события, связанные с выходом контролируемого параметра за границы ДЗ, и не допустить возникновения опасного дефекта или угрозы отказа. Начальная версия ППС-2 мониторинга эксплуатационного состояния СТ разработана, прошла опытную эксплуатацию и в 2003-2007 годах внедрена в филиалах АО РЭС. Все программные компоненты ППС разработаны в среде Delphi 5.0, являются 32-х разрядными приложениями и могут работать под управлением Windows. ППС-2 мониторинга интегрирована с базой данных паспортной и диагностической информации по всему парку эксплуатируемых в сетях СТ. Диагностическая информация включает результаты ХАРГ, ФХА масла, ТВК и высоковольтных испытаний. По мере поступления информация периодически в нужном формате пополняет базу данных. ППС-2 снабжена многооконным интерфейсом. Главное

окно (рисунок 20) выглядит как набор страниц по вышеперечисленным видам контроля состояния СТ (рисунок 21). Блок «Статистика» выполняет идентификацию состояний СТ по методике 2-й главы (рисунок 22).

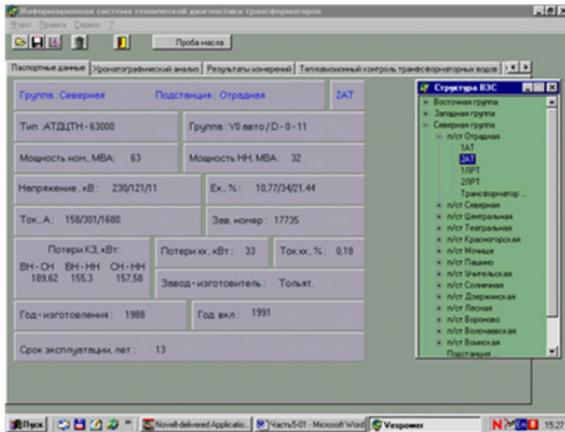


Рисунок 20 – Главное окно ППС-2

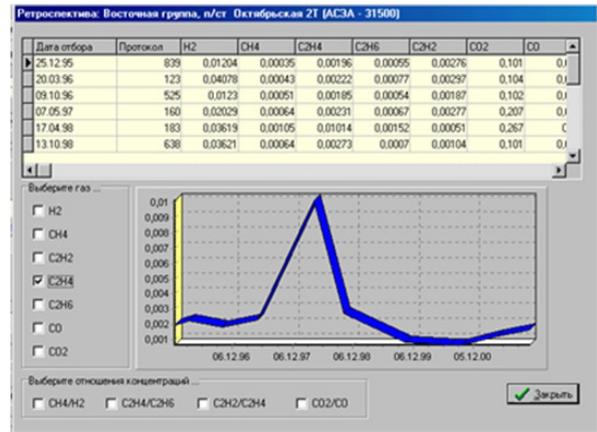


Рисунок 21 – Ретроспектива ХАРГ СТ

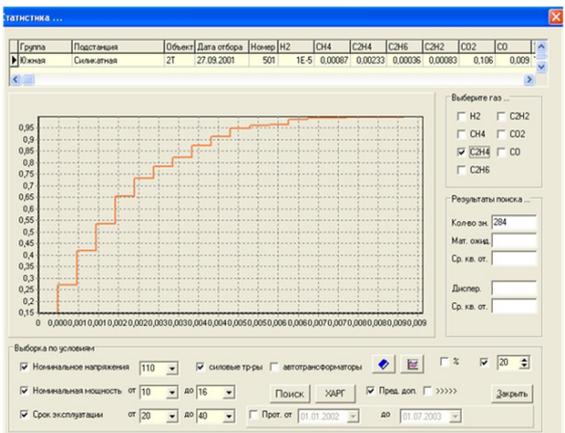


Рисунок 22 – Интерфейс блока «Статистика»

В диссертации также разработан интеллектуальный методический инструментарий для адаптивной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации СТ, основанный на применении теории нечеткой логики и искусственных нейронных сетей, а кроме того алгоритмическое обеспечение задач мониторинга, анализа и управления надежностью распределительной электрической сети (рисунок 23).

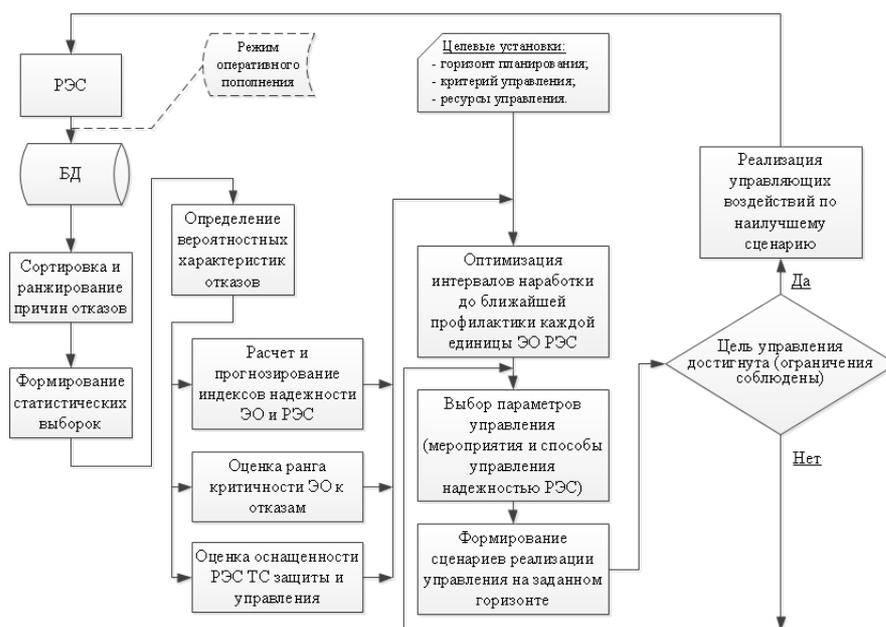


Рисунок 23 – Алгоритм мониторинга, анализа и управления надежностью РЭС

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

Выполненные в диссертации исследования и разработки направлены на решение крупной научно-технической проблемы повышения эффективности эксплуатации электрических сетей ЭЭС за счет адаптивного управления техническим состоянием и надежностью оборудования в условиях ускоренных темпов его старения и реализации концепции ИЭС с ААС.

Наиболее существенные научные и практические результаты диссертационной работы заключаются в следующем.

1. Обоснована целесообразность и адекватность моделирования процессов эксплуатации электрических сетей и их элементов как управляемых случайных процессов с использованием соответствующего математического аппарата. Сформулированы общие требования к адаптивному управлению техническим состоянием и эксплуатационной надежностью ЭО для повышения эффективности функционирования электрических сетей ЭЭС.

2. Разработаны теоретические основы достоверной статистической идентификации эксплуатационных состояний МНТО. Предложен обобщенный идентификатор состояний МНТО, представляющий собой свертку нескольких значимых признаков, обладающий высокой чувствительностью к любым отклонениям от нормы, позволяющий упростить описание классов состояний и улучшить их линейную делимость в пространстве признаков за счет уменьшения его размерности и улучшения вероятностных характеристик распределений. Разработана модель обобщенного идентификатора состояний для МНТО с применением статистики ХАРГ, которая позволяет обеспечить высокую достоверность и оперативность экспертных оценок с возможностью ранжирования состояния по факту наличия, виду и степени тяжести дефекта. Сформулирована совокупность принципов, составляющих основу разработанного статистического метода определения границ раздела классов состояний, реализующего преимущества Байесовской теории классификации. Предложена методика формирования критериев принятия оперативных и достоверных решений по эксплуатации МНТО.

3. Разработан и практически опробован комплекс моделей, методик и алгоритмов расчета и прогнозирования показателей эксплуатационной надежности ЭО сетей на основе анализа событийной статистики аварийных отключений (данных типа времени жизни) и результатов диагностирования однотипного ЭО, эксплуатируемого в одинаковых условиях. Разработана модель отказов ЭО, учитывающая срок службы, индивидуальные характеристики старения и основанная на применении свойств нестационарного случайного потока событий.

4. Разработаны оптимизационные динамические модели для оценки

показателей эксплуатационной надежности и критерии эффективности ЭО сетей, учитывающие изменения его технического состояния и реализующие преимущества формализма Марковских и полумарковских случайных процессов с непрерывным временем. Предложена комплексная методика формирования областей принятия решений и определения оптимальных параметров управления ТОиР ЭО для повышения надежности функционирования электрических сетей.

5. Сформированы ключевые компоненты технологии управления эксплуатацией оборудования электрических сетей, разработаны средства их программно-алгоритмической поддержки в составе подсистемы мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрической сети, подсистемы мониторинга технического состояния ЭО сети (на примере СТ), и интеллектуального инструментария для адаптивной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации ЭО.

Практическое применение разработанных моделей, методов, методик идентификации технического состояния, анализа и прогнозирования эксплуатационной надежности оборудования, оптимизации параметров его технического обслуживания и ремонтов обеспечат повышение эффективности эксплуатации электрических сетей за счет более высокой достоверности диагностических оценок, обоснованности и оперативности принятия решений, повышения надежности электроснабжения потребителей.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ

1. Левин, В. М. Распознавание дефектных трансформаторов с учетом влияния эксплуатационных факторов [Текст] / В. М. Левин, О. В. Емельянов // Изв. вузов Северо-Кавказский регион. Сер. Технические науки. – Новочеркасск, 2006. – Прил. № 15. – С. 26–28.

2. Левин, В. М. Оценка эксплуатационной надежности силовых трансформаторов по результатам хроматографии [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Кузьмина // Изв. вузов Северо-Кавказский регион. Сер. Технические науки. – Новочеркасск, 2006. – Прил. № 15. – С. 28–30.

3. Левин, В. М. Автоматизация мониторинга силовых трансформаторов [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Кузьмина // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – № 1. – С. 173–176.

4. Левин, В. М. Моделирование показателей надежности для оценки эффективности эксплуатации оборудования электрических сетей [Текст] / В. М. Левин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2010. – № 2. – С. 29–32.

5. Левин, В. М. Повышение эффективности управления процессами эксплуатации оборудования электрических сетей [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Танфильева // Научный вестник НГТУ. – 2011. – № 2. – С. 135–146.

6. Левин, В. М. Оптимизация эксплуатационного обслуживания оборудования электрических сетей [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Танфильева // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2011. – № 2. – С. 271–274.

7. Левин, В. М. Интеллектуальная диагностика оборудования – компонент активно-адаптивной электрической сети [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Танфильева // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2012. – № 2. – С. 272–275.

8. Левин, В. М. Оценка риска отказов оборудования в электрической сети нефтепромыслов [Текст] / В. М. Левин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2012. – № 2. – С. 275–279.

9. Левин, В. М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию [Текст] / В. М. Левин // Промышленная энергетика. – 2013. – № 8. – С. 37–42.

10. Левин, В. М. Метод идентификации критических дефектов в силовых трансформаторах по результатам газовой хроматографии [Текст] / В. М. Левин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2013. – № 1. – С. 320–324.

11. Левин, В. М. Повышение надежности электрооборудования нефтедобывающего комплекса [Текст] / В. М. Левин // Главный энергетик. – 2013. – № 11. – С. 61–68.

12. Левин, В. М. On-line мониторинг и смена парадигмы в эксплуатации силового электрооборудования [Текст] / В. М. Левин, Н. Н. Керимкулов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 3. – С. 167–170.

13. Левин, В. М. Идентификатор состояний маслонаполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов [Текст] / В. М. Левин // Изв. Вузов Северо-Кавказский регион. Сер. Технические науки. – 2014. – № 5. – С. 22–26.

14. Левин, В. М. Управление эксплуатацией электрооборудования для повышения надежности распределительной сети [Текст] / В. М. Левин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2015. – № 2. – С. 202–206.

15. Левин, В. М. Оптимизация технического обслуживания оборудования электрических сетей для повышения их надежности [Текст] / В. М. Левин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2015. – № 3. – С.

188–192.

16. Левин, В. М. Идентификация параметров бездефектного состояния маслонаполненных трансформаторов [Текст] / В. М. Левин, Н. Н. Керимкулов // Научный вестник НГТУ. – 2016. – № 4 (65). – С. 194–206.

17. Левин, В. М. Экспресс-оценка состояния силовых трансформаторов для обеспечения эксплуатационной надежности [Текст] / В. М. Левин, Н. Н. Керимкулов // Системы. Методы. Технологии. – 2016 – № 4 (32) – С. 101–109.

Публикации в рецензируемых журналах, сборниках научных трудов, и докладов

18. Левин, В. М. Управление ремонтами оборудования тепловой электрической станции [Текст] / В. М. Левин, А. А. Караваев, Б. Н. Мошкин, Ю. А. Секретарев // Электроэнергетика : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2000. – С. 65–72.

19. Левин, В. М. Мониторинг состояния электросетевого оборудования для повышения эффективности эксплуатации и ремонта [Текст] / В. М. Левин, В. И., Дегтярев // Электроэнергетика : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2000. – С. 83–92.

20. Левин, В. М. Управление обслуживанием электрооборудования сетей [Текст] / В. М. Левин, Ю. А. Секретарев, Б. Н. Мошкин // Электроэнергетика : сб. науч. тр. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2002. – С. 58–65.

21. Левин, В. М. Модели оценки и распределения ремонтно-эксплуатационных затрат предприятия электрических сетей [Текст] / В. М. Левин, Ю. А. Секретарев // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими : материалы III междунар. науч.-практ. конф. – Новочеркасск, 2003. – Ч. 3. – С. 24–31.

22. Левин, В. М. Модель для индикации дефектов силовых трансформаторов по результатам хроматографии [Текст] / В. М. Левин, О. В. Емельянов // Моделирование. Теория, методы и средства : материалы IV междунар. науч.-практ. конф. – Новочеркасск, 2004. – Ч. 3. – С. 22–29.

23. Левин, В. М. Индикация дефектов изношенного электрооборудования в рабочих режимах [Текст] / В. М. Левин, О. В. Емельянов // Электроэнергия и будущее цивилизации : материалы междунар. науч.-техн. конф. – Томск, 2004. – С. 383.

24. Левин, В. М. Статистическая модель нормально работающего (бездефектного) трансформатора с учетом режимов его работы в электрической сети [Текст] / В. М. Левин, О. В. Емельянов // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. – Санкт-Петербург : Изд-во ПЭИПК, 2005. – Вып. № 28 : Качество производства и надежность эксплуатации электрических коммутационных аппаратов. Общие проблемы диагностики

силового оборудования / под ред.: А. И. Таджибаева, В. Н. Осотова. – 416 с.

25. Левин, В. М. Оценка эффективности обслуживания оборудования электрических сетей по фактическому состоянию [Текст] / В. М. Левин // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования / под ред. А.И. Таджибаева, В.Н. Осотова. – Санкт-Петербург : Изд-во ПЭИПК, 2005. – Вып. 30. – С. 331–338.

26. Левин, В. М. Моделирование и анализ пространства признаков при распознавании дефектных трансформаторов по статистике ХАРГ [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Кузьмина // Моделирование. Теория, методы и средства : материалы VII междунар. науч.-практ. конф. – Новочеркасск, 2007. – Ч. 2. – С. 31–34.

27. Левин, В. М. Моделирование потока отказов силовых трансформаторов в условиях эксплуатации [Текст] / В. М. Левин // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими : материалы VIII междунар. науч.-практ. конф. – Новочеркасск, 2008. – С. 4–8.

28. Левин, В. М. Оценка и прогнозирование эксплуатационного ресурса силовых трансформаторов при обслуживании по состоянию [Текст] / В. М. Левин, Ю. А. Секретарев, Д. В. Кузьмина // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования : материалы Всерос. науч.-техн. конф. – Томск, 2008. – С. 177–179.

29. Левин, В. М. Распознавание вида дефектов силовых трансформаторов по результатам хроматографии [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Кузьмина // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования : материалы Всерос. науч.-техн. конф. – Томск, 2008. – С. 181–182.

30. Левин, В. М. Моделирование и оценка эксплуатационной надежности силовых трансформаторов в задачах управления режимами ЭЭС [Текст] / В. М. Левин, Ю. А. Секретарев // Энергосистема: управление, конкуренция, образование : сб. докл. III междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 77–82.

31. Левин, В. М. Мониторинг и оценка эксплуатационного состояния силовых трансформаторов [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Кузьмина // Диагностика электрических установок : материалы VII науч.-практ. семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Востока по проблемам мониторинга трансформаторного оборудования и диагностики электрических установок. – Новосибирск, 2009. – С. 124–134.

32. Левин, В. М. Особенности эксплуатации силовых трансформаторов в распределительных сетях 6–35 кВ нефтепромыслов [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Кузьмина // Сб. науч. труд. НГТУ. – 2009. – Вып. 2. – С. 65–70.

33. Левин, В. М. Определение экономически обоснованной периодичности диагностирования трансформаторов при обслуживании по состоянию [Текст] / В. М. Левин, Д. В. Танфильева // Энергетика: экология, надежность, безопасность : материалы XV Всерос. науч. конф. – Томск, 2009. – С. 21–23.

34. Левин, В. М. Особенности эксплуатации и диагностирования силовых трансформаторов в распределительных сетях нефтепромыслов [Текст] / В. М. Левин // Трансформаторы: эксплуатация, диагностирование, ремонт и продление срока службы : материалы междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург, 2010. – С. 123–127.

35. Левин, В. М. Оптимизация управления диагностическим и ремонтно-восстановительным обслуживанием нефтепромыслового электрооборудования и ЛЭП [Текст] / В. М. Левин // Диагностика электрических установок : материалы VI науч.-практ. семинара Общественного Совета Сибири и Востока по проблемам оптического контроля в разных спектральных диапазонах и диагностики электрических установок. – Новосибирск, 2012. – С. 92–107.

36. Левин, В. М. Исследование случайного потока отказов в электрических сетях нефтепромыслов для мониторинга эксплуатационной надежности оборудования [Текст] / В. М. Левин, Т. Р. Беккер, В. М. Кулагина, Е. В. Чимитова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : сб. докл. XVIII Всерос. науч.-техн. конф. – Томск, 2012. – С. 12–14.

37. Левин, В. М. Модели принятия решений по эксплуатации электрооборудования на основе нечеткой логики [Текст] / В. М. Левин // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы тр. 19 Всерос. науч.-техн. конф., Томск, 4–6 дек. 2013 г. – Томск, 2013. – Т. 1. – С. 103–107.

38. Левин, В. М. Принципы статистической идентификации в задачах мониторинга и диагностирования маслonaполненного оборудования [Текст] / В. М. Левин // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы тр. 20 Всерос. науч.-техн. конф., Томск, 2–4 дек. 2014 г. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2014. – Т. 1. – С. 98–103.

39. Левин, В. М. Адаптация периодичности технического обслуживания оборудования электрических сетей по наблюдаемой частоте неисправностей [Текст] / В. М. Левин, Е. А. Лукьянова, И. В. Сорокин // Автоматизация и энергосбережение машиностроительного и металлургического производств, технология и надежность машин, приборов и оборудования : материалы 10 междунар. науч.-техн. конф. – Вологда : Изд-во ВоГУ, 2015. – С. 101–105.

40. Левин, В. М. Оптимизационные модели технического обслуживания и ремонтов электрооборудования передачи и распределения [Текст] / В. М. Левин, Е. А. Рычагова, И. В. Сорокин // Вопросы технических наук: новые

подходы в решении актуальных проблем : сб. науч. тр. по итогам междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 2015. – № 2. – С. 20–29.

41. Левин, В. М. Разработка критериев безаварийной эксплуатации маслонаполненного оборудования подстанций. Байесовский подход [Текст] / В. М. Левин, Н. Н. Керимкулов // Диагностика электрических установок : материалы 10 объединен. науч.-практ. семинара по проблемам эксплуатации, диагностирования, ремонта и продления срока службы трансформаторов. – Новосибирск, 2015. – С. 24–30.

Публикации в сборниках трудов международных конференций

42. Levin, V. M. Management of use of maintenance-operational fund of electrical networks company [Text] / V. M. Levin, Yu. A. Sekretarev, V. N. Shaportov // Proceedings the 6th Russian-Korean International Symposium on Science and Technology KORUS-2002. – Novosibirsk, Russia, 2002. – Vol. 3. – P. 237–239.

43. Levin, V. M. Diagnostics and power transformer condition monitoring in operation [Text] / V. M. Levin, V. I. Degtjarev // Proceedings of The 2nd International Conf. on Insulation Condition Monitoring of Electrical Plant, October 27-30, 2003. – Chongqing, China, 2003. –P. 454–457.

44. Levin, V. M. Management of Expenses on Service and Repair of the Equipment of Electrical Networks [Text] / V. M. Levin, Yu. A. Sekretarev, S. G. Nikitin // Proceedings of The 2nd International Forum on Strategic Technology. IFOST-2007. – Ulaanbaatar, Mongolia, 2007. – P. 29-33.

45. Levin, V. M. Identification of Emergency Defects in Power Transformers on Basis of DGA Statistics [Text] / V. M. Levin // Proceedings of the 8th International Forum on Strategic Technology 2013, June 28-July 1, Mongolian University of Science and Technology. – Ulaanbaatar, Mongolia, 2013 – P. 572–574.

46. Levin, V. M. Statistical analysis of estimating oiled-filled electrical equipment status [Text] / N. N. Kerimkulov, V. M. Levin // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 698 : Electrical Engineering, Energy, Mechanical Engineering, EEM 2014. – P. 780–784.

47. Levin, V. Investigation of defect formation process in transmission and distribution equipment [Text] / E. Rychagova, V. Levin // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 792 : Energy Systems, Materials and Designing in Mechanical Engineering. – P. 305–311.

48. Levin, V. M. Improving the efficiency of maintenance and repair of electrical network equipment [Text] / V. M. Levin, E. Rychagova // International conference on probabilistic methods applied to power systems (PMAPS 2016) : conf. proc., China, Beijing, 16-20 Oct. 2016. – Beijing, 2016. – P. 103–107.

49. Levin, V. Rapid assessment of the operational status of the oil-filled transformers [Text] / V. Levin, N. Kerimkulov // 11 International forum on strategic

technology (IFOST 2016) : proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 208–212.

Личный вклад автора в 34 работах, опубликованных в соавторстве, заключается в постановке задач, выборе или разработке метода их решения, участии в проведении исследований, анализе и обработке результатов.

Подписано в печать 27.03.2017. Формат 60×84¹/₁₆
Бумага офсетная. Тираж 120 экз. Печ. л. 2.75
Заказ № 485

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20