

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



**ЛЕВИН ВЛАДИМИР МИХАЙЛОВИЧ**

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

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Научный консультант:  
д-р техн., проф. А.Г. Фишов

Новосибирск – 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ. . . . .	6
1 МЕТОДОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ И ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. . . . .	17
1.1 Состояние электросетевого комплекса РФ и смена парадигм в управлении эксплуатацией оборудования . . . . .	17
1.2 Эффективность эксплуатации оборудования электрических сетей. . . . .	21
1.3 Идентификация технического состояния и надежности оборудования при управлении эксплуатацией энергообъектов. . . . .	25
1.3.1 Методы преобразования и обработки информации при идентификации технического состояния оборудования. . . . .	27
1.3.2 Эволюция методов моделирования и оценки надежности электросетевого оборудования с учетом технического состояния. . . . .	37
1.3.3 Методы, модели и критерии принятия решений при управлении эксплуатацией оборудования электрических сетей. . . . .	50
Выводы. . . . .	63
2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ (МОНИТОРИНГЕ) ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. . . . .	66
2.1 Анализ систем диагностического контроля и оценки состояния оборудования, использующих данные измерений (на примере МНТО). . . . .	67
2.2. Классификационный анализ систем диагностического мониторинга МНТО и условий их эффективного применения. . . . .	71
2.3 Разработка теоретических основ статистической идентификации и принятия решений применительно к МНТО. . . . .	77
2.3.1 Стохастическая сущность и диагностическая ценность	

данных измерений. . . . .	77
2.3.2 Сравнительный анализ классических методов статистической теории распознавания образов. . . . .	80
2.4 Разработка метода, моделей и критериев статистической идентификации состояний МНТО с применением результатов ХАРГ. . .	99
2.4.1 Конструирование границы раздела классов состояний СТ в пространстве диагностических признаков с применением данных ХАРГ	100
2.4.2 Адаптация границы раздела классов состояний МНТО к изменениям эксплуатационных факторов. . . . .	114
2.4.3 Развитие метода статистической идентификации на случай выявления критических дефектов в СТ по результатам ХАРГ. . . . .	120
2.4.4 Оценка достоверности моделей и метода идентификации состояний МНТО с применением реальных данных эксплуатации. . . .	128
Выводы. . . . .	144
3 ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. . . . .	148
3.1 Связь надежности сложной восстанавливаемой технической системы с характеристикой состояния ее элементов. . . . .	148
3.2 Вероятностные модели и методы оценки эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей (анализ и обобщение). . .	154
3.3 Разработка методов моделирования потока отказов и потока дефектов в элементах электрической сети с учетом эксплуатационных факторов. . . . .	165
3.4 Методические аспекты анализа и прогнозирования надежности элементов электрической сети на основе статистики внеплановых простоев и аварийных отключений. . . . .	179
Выводы. . . . .	190
4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. . .	193

4.1 Стратегии ТОиР оборудования электрических сетей. . . . .	193
4.2 Теоретические основы синтеза моделей ТОиР оборудования электрических сетей. . . . .	199
4.3 Синтез математических моделей надежности ЭО для актуальных стратегий управления их техническим состоянием. . . . .	204
4.4 Методология управления случайными процессами ТОиР по параметру состояния ЭО. . . . .	218
Выводы. . . . .	232
<b>5 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. . .</b>	<b>233</b>
5.1 Выбор и принятие решений по повышению эффективности эксплуатации ЭО сетей на основе разработанных оптимизационных моделей. . . . .	235
5.2 Управление риском отказов оборудования в электрической сети.	251
5.3 Повышение надежности электрической сети за счет управления техническим обслуживанием и ремонтами ее элементов. . . . .	259
Выводы. . . . .	269
<b>6 РАЗРАБОТКА КЛЮЧЕВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ. . .</b>	<b>270</b>
6.1 Разработка подсистемы мониторинга потоков и балансов мощности в объектах электрической сети. . . . .	272
6.2 Разработка подсистемы мониторинга технического состояния электрооборудования сети (на примере МНТО). . . . .	282
6.3 Разработка интеллектуального инструментария для адаптивной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации оборудования (на примере МНТО). . . . .	290
6.4 Разработка функционально–алгоритмической поддержки мониторинга, анализа и управления эксплуатационной надежностью электрической сети. . . . .	307

Выводы. . . . .	309
ЗАКЛЮЧЕНИЕ. . . . .	311
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ. . . . .	316
ПРИЛОЖЕНИЕ А: Методы периодических испытаний МНТО. . . . .	337
ПРИЛОЖЕНИЕ Б: Исследование законов распределения относительных концентраций диагностических газов по выборкам ХАРГ МНТО . . . . .	341
ПРИЛОЖЕНИЕ В: Расчеты интенсивностей потока отказов оборудования РСК. . . . .	346
ПРИЛОЖЕНИЕ Г: Справки и Акты внедрения научных результатов диссертации. . . . .	358

## ВВЕДЕНИЕ

Современные электроэнергетические системы и составляющие их объекты (электростанции, электрические сети) относятся к разряду сложных технических систем. Надежное и безопасное функционирование ЭЭС осуществимо только в условиях оперативной и достоверной оценки технического состояния и эксплуатационной надежности оборудования, принятия обоснованных и адекватных решений по его дальнейшей эксплуатации [1]. Происходящие в мировой электроэнергетике изменения, вызванные глобальными процессами деградации и развития, усложняют эти условия и требуют постоянной адаптации и улучшения методов достижения целей в соответствии с выбранными альтернативами.

**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) [2]. 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.

Как известно, 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 (ЭЭС) 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 диссертации, относится 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.К., Ю.Б. Гука, Беляева, Е.Ю. Барзиловича, И.А. Рябина, В.Г. Китушина, А.И. Шалина, 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.Г. Фишова, А.И. Таджибаева, Г.В. Попова, А.Н. Назарычева, В.Н. Осотова, Ю.Н. Львова, М.Ю. Львова, И.В. Давиденко, Л.А. Дарьяна, А.П. Долина, В.П. Васина, В.П. Вдовико 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 разрешение 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 оборудования (на примере МНТО) 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 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 оценка 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. Впервые предложен обобщенный идентификатор состояний объекта – уникальный диагностический признак (вектор признаков), обладающий высокой чувствительностью к любым отклонениям от нормы, на основе которого принимается решение о принадлежности объекта к одному из возможных классов состояний, например, «норма» («норма с отклонениями», «ухудшенное», «предаварийное»). Разработана модель обобщенного идентификатора состояний для МНТО с применением статистики ХАРГ, которая позволяет обеспечить достаточную (в сравнении с известными методами интерпретации результатов ХАРГ) достоверность и высокую оперативность экспертных оценок с возможностью ранжирования состояния по факту наличия, виду и степени тяжести дефекта.

2. Сформулирована совокупность ключевых принципов, являющихся необходимым условием достоверной статистической идентификации состояний объекта. Теоретически обоснована и практически подтверждена методологическая целостность и информационная значимость их совместного применения как основы для разработки статистического метода, реализующего преимущества Байесовской теории принятия решений. Обоснована адекватность полученных моделей идентификации и методики их определения применительно к МНТО с использованием многолетней статистики ХАРГ. Целесообразность их практической реализации подтверждена возможностью построения простой и эффективной процедуры принятия решений, направленных на снижение риска технологических нарушений с участием силовых трансформаторов.

3. Доказана целесообразность использования штатной диагностической статистики как регулярного источника информации для определения

показателей эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей при его техническом обслуживании по фактическому состоянию.

4. Предложена методика формирования моделей отказов оборудования (на примере МНТО) с учетом условий и продолжительности его эксплуатации, основанная на применении свойств нестационарных случайных потоков событий.

5. Разработаны вычислительные процедуры для оценки эксплуатационного состояния силовых маслонаполненных трансформаторов и принятия решений по условиям дальнейшей эксплуатации, выполнена их алгоритмизация применительно к автоматизированным системам диагностического мониторинга активно-адаптивной электрической сети.

6. Разработана методика для повышения эффективности эксплуатации электрических сетей, позволяющая на горизонте оперативного планирования оценивать критичность оборудования к отказам, определять приоритетную очередность профилактик, оптимизировать параметры ремонтно-восстановительных процессов с учетом вариативности критериев: максимум надежности, минимум суммарных затрат на ее поддержание и восстановление.

7. Разработаны программно-алгоритмические компоненты технологии адаптивного управления техническим состоянием и надежностью оборудования, включающие подсистемы мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрических сетей, эксплуатационного состояния оборудования, а также 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 (Приложение Г).

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 (Приложение Г).

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 (Приложение Г).

### **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 (ААС).

**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.** Сформулированные в диссертационной работе положения и выводы теоретически обоснованы с применением строгих математических методов и критериев и базируются на представительном статистическом материале из практики эксплуатации

оборудования электрических сетей 6(10), 35, 110 кВ.

Достоверность разработанных в диссертации методов, моделей и методик подтверждена проверочными исследованиями и совпадением полученных результатов с выводами протоколов диагностических испытаний и протоколов вскрытия, а также с данными нормативной документации.

**Публикации.** Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 49 научных трудах, из которых 17 входят в список изданий, рекомендованных ВАК РФ для докторских диссертаций. Число публикаций без соавторов – 15. Личный вклад автора в 32 публикациях с соавторами является определяющим, в двух – равноправным.

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

# **1 МЕТОДОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ И ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

## **1.1 Состояние электросетевого комплекса РФ и смена парадигм в управлении эксплуатацией оборудования**

Сформированная сегодня структура ЭСК РФ включает магистральную и распределительную компоненты. Магистральная часть ЭСК находится в зоне ответственности ОАО «ФСК ЕЭС» и объединяет линии электропередачи и подстанции напряжением 220-750 кВ. Общая протяженность ЛЭП составляет 153,4 тысяч км, а общее количество трансформаторных подстанций - 928000 шт. с суммарной трансформаторной мощностью более 332 ГВА. Распределительные электрические сети, эксплуатирующие ЛЭП и подстанции напряжением 0,4-110 кВ, имеют общую протяженность 2102 тысячи км и количество подстанций 456000 шт. с общей трансформаторной мощностью 388 ГВА. Приоритетными целями в деятельности магистрального ЭСК являются [3]:

- поддержание и развитие инфраструктуры сетей;
- беспрепятственная выдача мощности электростанций и передача электрической энергии в распределительные сети;
- обеспечение энергетической безопасности страны.

Приоритетами деятельности распределительного электросетевого комплекса (РЭСК) является долгосрочное обеспечение доступного, надежного и качественного электроснабжения потребителей на всей территории страны за счет организации максимально эффективной инфраструктуры [3].

Указанные цели должны быть достигнуты в среднесрочной и долгосрочной перспективе в результате решения комплекса стратегических задач развития, направленных на преодоление некоторых негативных

тенденций. К числу таких тенденций, которые в значительной степени отражают сложившееся в предшествующий период отставание в развитии отрасли, могут быть отнесены: необоснованный рост тарифа на электрическую энергию, исчерпание потенциала его роста, а также продолжающееся старение основных производственных фондов и вызванная этим необходимость увеличения объемов инвестиций для удержания достигнутых показателей надежности и качества. На рисунке 1.1 показаны наиболее значимые тенденции, затрудняющие развитие РЭСК РФ.



Рисунок 1.1 – Некоторые тенденции, характеризующие современный этап развития РЭСК.

Стратегией развития [3] обозначен вектор ключевых задач на долгосрочную перспективу до 2030 года, от эффективного решения которых будет зависеть достижение поставленных стратегических целей. Одной из основных задач РЭСК является долгосрочное обеспечение надежного, качественного и доступного электроснабжения подключенных к сетям потребителей за счет:

- внедрения сбора данных о надежности и качестве электроснабжения потребителей;
- применения критериев (индексов) надежности при формировании инвестиционных и ремонтных программ;
- разработки единого технического регламента эксплуатации электрических сетей;
- расстановки приоритетов для инвестиций, позволяющей обеспечить концентрацию ограниченных инвестиционных ресурсов сетевой организации, в точке максимальной отдачи исходя из соображений

надежности; и др. (рисунок 1.2). Отдельным направлением развития ЭСК является преодоление опережающих темпов старения оборудования электрических сетей.



Рисунок 1.2 – Ключевая задача развития РЭСК и шаги по ее решению.

По данным ПАО «Россети» общий износ магистральных электрических сетей составляет около 50%, а распределительных электрических сетей уже достиг 70%. При этом темпы ежегодного прироста изношенного электрооборудования по отношению к общему количеству оцениваются в 2-6 % [4]. О масштабах необходимой в ближайший период реконструкции объектов РЭСК можно судить по данным приведенным в таблице 1.1 [5]. Проблема обостряется тем, что предотвратить нарастающий износ основных производственных фондов возможно только в весьма отдаленной перспективе. В связи с этим в краткосрочной и среднесрочной перспективе возрастет вероятность массовых отказов электрооборудования. Масштабность проблемы не исключает наряду с долгосрочными и затратными мерами по реконструкции и обновлению электрических сетей применение менее затратных, но эффективных в краткосрочной перспективе систем поддержки планирования мероприятий по оптимизации технического обслуживания и ремонтов оборудования. Такие системы основаны на идентификации и прогнозировании текущего состояния и эксплуатационного ресурса оборудования и обеспечивают выбор и принятие своевременного и

обоснованного решения по введению воздействий ремонтной направленности.

Таблица 1.1 – Количество объектов РЭСК, подлежащих реконструкции и замене.

ПС 35-220 кВ (полная замена)	Трансформаторы 35-220 кВ	Выключатели 6-220 кВ	ВЛ 35-220 кВ	КЛ 6-20 кВ	ТП (РП) 6-20 кВ
4700 шт.	11800 шт.	73000 шт.	170000 км.	39400 км.	143000 шт.

Электросетевой комплекс (ЭСК) России переживает очередной этап своего реформирования. Стратегическими приоритетами данного этапа являются: инновации, системная надежность и энергоэффективность. Программными документами [2,3,6] предусмотрен порядок и определены пути перехода к «интеллектуальным» электрическим сетям нового поколения, которые должны стать инструментальной и технологической основой умной энергетики или Smart Grid. Особенности таких электрических сетей являются резервированная структура, гибкое управление конфигурацией сети и режимами ее работы, что позволит повысить пропускную способность сетей и снизить риски возникновения каскадных аварий и нарушений устойчивости [7]. Одним из направлений создания ААС является создание систем мониторинга и самодиагностики электрооборудования, которые должны выполнять функции упреждающего диагностирования и предупреждения выхода из строя многочисленных компонентов сети. С учетом высокой степени компьютеризации и развития технологий цифровой передачи и обработки информации на основе единого стандарта данных [8] такие системы способны реализовать эффективные алгоритмы управления техническим состоянием электрооборудования [7].

В части планирования и управления техническим обслуживанием и ремонтами (ТОиР) многочисленных компонентов ААС создается возможность для реализации стратегии по фактическому состоянию

электрооборудования или стратегии на основе прогнозируемого риска отказов. При этом многократное резервирование компонентов сети обеспечивает ТОиР оборудования практически без риска для надежности электроснабжения подключенных к сети потребителей. На современном этапе развития электросетевого комплекса РФ наряду с разработкой инновационного оборудования, технологий передачи, распределения электрической энергии и управления режимами ААС, актуальны вопросы управления экономичностью, надежностью, безопасностью и живучестью. В задачах функционирования и развития электрических сетей, включая организацию эксплуатации и ТОиР электрооборудования, необходим комплексный учет указанных свойств, определяющих качество функционирования ЭЭС [9].

## **1.2 Эффективность эксплуатации оборудования электрических сетей**

Эксплуатация оборудования электрических сетей направлена на поддержания его параметров и характеристик на уровне работоспособности, достаточном для выполнения функций при обеспечении нормативного (допустимого) уровня надежности, экономичности, безопасности и качества. Организационные вопросы эксплуатации оборудования регламентированы соответствующими нормативно-техническими документами [10] и отражают этапность работ, представленных на схеме (рисунок 1.3).

Таким образом, эффективность эксплуатации оборудования непосредственно отражает качество функционирования электрических сетей и количественно может быть оценена, например, в единицах надежности и/или экономичности. Рыночные отношения в области передачи и распределения электрической энергии ознаменовались обострением противоречия между указанными свойствами технической системы. С одной стороны, усиливается ответственность сетевых организаций за

предоставление потребителям надежного и качественного электроснабжения, что измеряется соответствующими индексами надежности (SAIFI, SAIDI). Реализация такой ответственности требует увеличения объемов инвестиций в обновление производственных фондов и поддержания их работоспособного состояния.



Рисунок 1.3 – Этапы эксплуатации оборудования электрических сетей.

С другой стороны, значительная доля изношенного оборудования электрических сетей с ухудшенными эксплуатационными характеристиками и ограниченность финансовых ресурсов повышают риск отказов с возникновением нежелательных последствий и ущербов. Это ограничивает возможности поддержания высоких индексов надежности сетей и приводит к дополнительному увеличению эксплуатационных затрат сетевых организаций. Следует отметить, что указанная проблема в настоящее время является мировым трендом. Единственно верное направление к выходу из создавшейся ситуации наряду с техническим перевооружением и модернизацией объектов электроэнергетики видится в создании эффективной системы оценки технического состояния (ОТС) и принятия решений по эксплуатации электрооборудования. По-настоящему эффективной систему ОТС электрооборудования может сделать выполнение следующих условий:

1) переход от периодического контроля (диагностирования) к on-line контролю (диагностированию в режиме мониторинга);

2) использование многолетней статистики измерений диагностических параметров оборудования, совместно с историей выполненных по отношению к нему эксплуатационных мероприятий;

3) применение адаптивных моделей и алгоритмов, в основу которых положены интеллектуальные методы сбора, визуализации и обработки диагностической информации.

Переход от периодического контроля электрооборудования к диагностированию в режиме мониторинга достиг значительных результатов. Во-первых, достигнуто понимание о безальтернативности подобного перехода и разделении задач on-line мониторинга и периодического диагностирования [11], что предполагает не противопоставление, а эффективное дополнение их функций. Во-вторых, выработаны принципы, по которым может быть осуществлен выбор конфигурации (набора тестов), элементной базы, стоимости системы диагностического мониторинга, исходя из назначения, степени ответственности и индивидуальных эксплуатационных характеристик оборудования. В-третьих, подготовлена нормативная база указанного перехода, по крайней мере, в части наиболее сложного, ответственного и дорогостоящего оборудования [12].

Известно, что многолетняя статистика, как данные событийного характера (плановые и внезапные отключения, проведение мероприятий по ТОиР оборудования), так и данные диагностической направленности (результаты испытаний и измерений на работающем оборудовании), содержит неопределимо полезный объем информации [13]. Анализ указанной статистики позволяет решать комплекс задач от оценки текущего состояния конкретной единицы оборудования, до прогнозирования надежности электрической сети в целом с выделением и ранжированием факторов, изменение (устранение) которых приведет к ее повышению на заданном интервале эксплуатации. Основные сложности работы в данном направлении

закljučаются в формировании однородных выборок данных, а также в применении адекватных методов обработки статистических рядов и построения специальных моделей для принятия решений по управлению эксплуатационной надежностью оборудования сетевых объектов и электрической сети в целом. Благодаря трудам многих отечественных и зарубежных специалистов в данном сегменте наметился значительный прогресс [14-17]. Однако до сих пор остается не решенным круг вопросов, касаемых анализа эксплуатационной надежности электрооборудования с применением ретроспективы диагностических измерений (в том числе сформированной в режиме on-line мониторинга), а также синтеза вероятностных моделей и критериев управления надежностью.

Современный уровень развития информационных технологий, насыщение объектов электроэнергетики информационно-измерительными и управляющими системами, внедрение единого унифицированного цифрового формата данных служат технологической основой для создания электрических сетей нового поколения или ААС. В этих условиях становится очевидной необходимость приведения в соответствие указанному технологическому уровню уровня методологической и алгоритмической поддержки решения задач управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования электрических сетей ЭЭС. Несмотря на огромный внутренний потенциал методов искусственного интеллекта, их применение для задач управления процессами в электроэнергетике ограничено конъюнктурностью спроса и приоритетами менеджмента [18], а отнюдь не сложностями технологической интерпретации. Эти обстоятельства побуждают к развитию систем поддержки планирования мероприятий по ТОиР оборудования и разработки адаптивных моделей и алгоритмов на основе методов искусственного интеллекта.

### **1.3 Идентификация технического состояния и надежности оборудования при управлении эксплуатацией энергообъектов**

Процесс эксплуатации оборудования электростанций и электрических сетей сопровождается изменением его технического состояния. Это происходит под влиянием многочисленных факторов, обусловленных как конструктивными и схемно-режимными особенностями оборудования (условиями эксплуатации), так и случайными внешними воздействиями, не связанными непосредственно с его состоянием. К числу наиболее характерных факторов относятся: термические и механические нагрузки, химические реакции под воздействием агрессивных сред и кислорода воздуха, электромагнитные поля высокой напряженности, а также систематические и аварийные токовые перегрузки, коммутационные и атмосферные перенапряжения. Под влиянием указанных факторов во времени происходит постепенное ухудшение физических свойств конструкционных материалов и, как следствие, эксплуатационных характеристик оборудования, что обуславливает процесс его старения. Помимо указанных эксплуатационных факторов интенсивность старения зависит от генетических особенностей конструкций и применяемых материалов. Оборудование, находившееся в эксплуатации длительное время, в большей степени, чем новое, подвергается отказам (переходам из работоспособного в неработоспособное состояние). При этом происходит потеря работоспособности (надежности) отдельного элемента, что в ряде случаев вызывает снижение или нарушение надежности системы в целом. Так для распределительной электрической сети отказ любого из нерезервированных элементов передачи и распределения приводит к нарушению надежности электроснабжения потребителей. В свою очередь, нарушение надежности электроснабжения потребителей сопровождается рядом нежелательных последствий, характеризуемых величиной ущерба.

Таким образом, задачами эксплуатации электрооборудования являются обеспечение надежного функционирования объектов электроэнергетики (электростанций, подстанций и электрических сетей) и предотвращение ущербов от его нарушения. Это достигается применением комбинации ряда способов, например таких как:

- 1) создание избыточности – резервирование: схемное, режимное, информационное, временное, материальное, пр.;
- 2) модернизация и реконструкция объектов электроэнергетики;
- 3) техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- 4) создание эффективной системы управления процессами эксплуатации.

Вероятностная природа отказов оборудования и скоротечность процессов их развития во времени (внезапные, постепенные) обуславливают многообразие задач моделирования и исследования эксплуатационной надежности и нетривиальность подходов и их решению.

Для того чтобы не допустить развитие отказа электрооборудования применяется периодический или непрерывный контроль параметров его состояния. Контроль и оценка состояния электрооборудования являются задачами технического диагностирования [19], причем, чем сложнее и ответственнее объект, тем большее количество параметров подлежит одновременному контролю. Так, например, объективная оценка состояния силового трансформатора требует многоаспектного диагностирования. Для трансформатора нормативно закреплён набор из 25 параметров, подлежащих контролю в различных условиях его функционирования [20], по которому возможно получение комплексного заключения о его фактической работоспособности. Стремление сократить размерность пространства контролируемых параметров оборудования обусловлено, по меньшей мере, двумя следующими обстоятельствами:

- 1) различной информативностью экспериментальных данных в отношении их связи с физической сущностью контролируемых в объекте процессов или явлений;

2) увеличением стоимости комплекса технических средств контроля пропорционально количеству подлежащих контролю параметров оборудования. В качестве примера на рисунке 1.4. показан комплекс наиболее информативных контролируемых параметров трансформатора и построенных на их применении методов идентификации технического состояния [21].

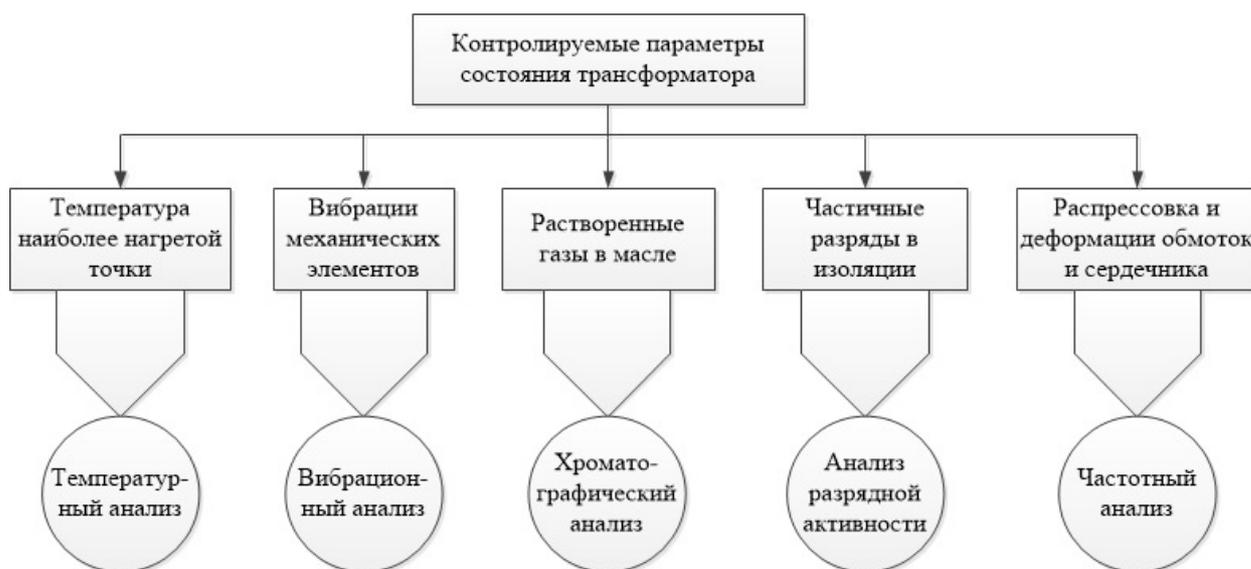


Рисунок 1.4 – Комплекс информативных контролируемых параметров и методов идентификации состояния трансформатора.

### 1.3.1 Методы преобразования и обработки информации при идентификации технического состояния оборудования

Теория идентификации получила широкое применение в задачах управления сложными техническими системами и протекающими в них процессами. Предметом ее изучения являются методы построения математических моделей объектов, процессов и явлений по результатам теоретических и экспериментальных исследований [22].

Наиболее эффективными с позиций идентификации текущего состояния оборудования и его изменения во времени под воздействием многочисленных факторов являются методы технического

диагностирования, обеспечивающие контроль и прогнозирование состояния, поиск места и определение причин отказа [19]. При этом исследования направлены на выявление закономерностей и построение зависимостей между характеристиками искомого состояния объекта и некоторой совокупностью измеряемых параметров. Сложность проблемы состоит в том, что распознавание неизвестного состояния оборудования приходится производить по результатам косвенных измерений, имеющих, как правило, опосредованную стохастическую связь с последним.

Первичная информация об исследуемом объекте представляется в виде некоторого случайного вектора параметров  $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ . При выборе методов идентификации технического состояния электрооборудования необходимо учитывать индивидуальные свойства первичных сигналов  $x_i$  ( $i = \overline{1, n}$ ), поскольку они характеризуют разную природу физических процессов в исследуемом объекте. При наличии во входном сигнале явно выраженных характеристик колебательных процессов в системе, применяются методы традиционных гармонических преобразований типа Фурье, Лапласа или Хартли [23]. С их помощью удается выделить, измерить и проанализировать амплитудные и частотные характеристики вибросигналов, определить ряд информативных признаков для идентификации состояния (виброперемещение, виброскорость, виброускорение, др.). Построенные на основе указанных параметров методики, измерительные средства и экспертно-диагностические системы нашли широкое применение для идентификации состояния подшипниковых узлов вращающегося электрооборудования [24,25], опорно-стержневой изоляции стационарных электроустановок, а также ряда подвижных конструктивных элементов трансформаторов [26]. Оригинальная модель для идентификации состояния обмоток трансформаторов по степени прессовки представлена в [27]. Она основана на использовании свойства жесткости системы прессовки обмоток трансформатора, обеспечивающего нелинейную

зависимость усилия прессовки  $P$  от параметра деформации обмотки  $x$ :

$$P = K \cdot x^n,$$

где  $n$  - показатель нелинейности,  $K$  - расчетная константа. Для учета динамических (колебательных) свойств механической системы с одной степенью свободы в каждом из ортогональных направлений перемещения в рассмотрение введена частота собственных (резонансных) колебаний

$$f = \sqrt{\frac{C}{m}} / 2\pi, \quad m, C - \text{масса и жесткость системы.}$$

Результирующая модель для идентификации текущего состояния трансформатора по величине остаточного усилия прессовки обмоток получена в предположении, что известны частоты собственных колебаний при известном усилии прессовки,

полученном при изготовлении или ремонте трансформатора 
$$\frac{f_1}{f_2} = \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{n-1}{2n}}.$$

Здесь  $f_1, P_1$  – измеренное значение собственной частоты и искомое значение остаточного усилия прессовки,  $f_2, P_2$  – известные значения собственной частоты и усилия прессовки обмоток.

В более сложных задачах идентификации состояний электрооборудования, когда изменения входных сигналов системы не стационарны во времени или неоднородны в пространстве, удобным для решения многих практических задач инструментом служит теория вейвлет-преобразований [28]. Вейвлетами называют функции определенной формы, спектры которых локализованы как по частоте, так и по времени, нечувствительны к сдвигу и линейно изменяют масштаб по оси аргумента.

Вейвлет-преобразование одномерного сигнала может быть представлено в

виде функции 
$$\psi_{ab}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right),$$
 полученной на основе базисного

вейвлета  $\psi(t)$  за счет операции сдвига во времени ( $b$ ) и изменения временного масштаба ( $a$ ). Удачный выбор типа базисного вейвлета и коэффициентов масштабных преобразований составляют суть определенного

мастерства и требуют исследования свойств первичного сигнала. Методы вейвлет-преобразований позволяют анализировать достаточно сложные сигналы  $x_i(t)$ . Они обладают практически всеми достоинствами преобразования Фурье. Кроме того вейвлет-преобразования располагают большим разнообразием базисных функций, что обеспечивает им, не смотря на относительную сложность, практическое применение для решения многих прикладных задач. Результаты применения дискретных вейвлет-преобразований для идентификации состояний трансформаторного и элегазового электрооборудования при исследовании электро-разрядной активности (частичные, дуговые разряды) приведены в [29,30]. Результаты экспериментальных исследований подтверждают достоинства методов вейвлет-преобразований для диагностики и обслуживания электрооборудования по фактическому состоянию.

Возможности построения аналитической модели для количественной оценки степени развития дефектов погружного электрооборудования по параметрам вибросигнала с применением дискретных вейвлет-преобразований обсуждаются в [31,32]. Модель связывает среднеквадратические значения виброскорости ( $V_{скз}$ ) с расчетными значениями вейвлет-преобразования в точках ее максимума ( $W$ ) для ряда частот ( $i$ ), кратных основной частоте вращения роторов электродвигателей (50 Гц):

$$V_{скз} = a_{1i} \cdot W + a_{0i}.$$

Выбор вида преобразования и масштабных коэффициентов позволяет добиться относительной погрешности идентификации не более 1%, что существенно повышает достоверность получаемых по модели диагностических оценок.

Одним из эффективных методов раннего обнаружения дефектов в контактах и контактных соединениях линий электропередачи и ошинок подстанционного электрооборудования является метод тепловизионного

контроля (ТВК). Метод основан на регистрации инфракрасных излучений, выделяемых на поверхности обследуемого оборудования от зон аномального нагрева, подверженных развивающемуся дефекту [20]. Не смотря на очевидные достоинства метода, дистанционность измерений, высокую информативность, возможность применения на работающем оборудовании (под напряжением и нагрузкой), он обладает существенным недостатком – сложностями идентификации дефектов в объектах с малыми температурными отклонениями. Они отражают факт возникшей аномалии, на фоне более сильных шумов, вызванных различными факторами. Практики применения ТВК электрооборудования (например, трансформаторов) опираются на различные методы преобразования первичных сигналов (термограммы объектов контроля). При этом задача идентификации состоит в построении «образа» (модели) объекта, позволяющего фиксировать развивающийся дефект и распознавать степень его опасности для дальнейшей эксплуатации оборудования. Один из известных методологических подходов предложен в [33]. Он заключается в преобразовании поверхностной термограммы объекта с помощью термографических информационных функций (ТИФ). ТИФ представляют собой значения  $F(\theta^\circ)$ , полученные путем интегрирования по участкам поверхности термограммы в координатах  $(x_i, x_j)$  и  $(y_i, y_j)$ . Значение  $F(\theta^\circ)$  при заданной температуре характеризует относительный размер поверхности объекта с указанной температурой  $\theta^\circ$ . При этом ТИФ содержит «ядро», характеризующее процессы выделения тепла и охлаждение объекта, а также «моду», указывающую на наличие тепловой аномалии. Оценка технического состояния выполняется путем сравнения энергии диссипации контрольных ТИФ с эталонной энергией, полученной статистически на том же либо однотипном оборудовании в состоянии «норма». В качестве критерия оценки состояния применяется коэффициент дефектности, который вычисляется по мощностям диссипационных процессов в трансформаторном оборудовании.

Отсутствие достаточной статистики измерений ограничивает область достоверной идентификации состояния оборудования с применением метода ТИФ.

Другой метод извлечения информации о температурных изменениях, характеризующих возможные дефекты в объекте, основан на применении одномерной функции свертки исходной термограммы по координатам плоскости [34]. Введенная свертка  $F(\theta^\circ)$  характеризует тепловое состояние объекта (его конструктивного элемента), а также несет информацию о скрытых источниках тепловыделения, взаимодействии с окружающей средой и т.п. Нормированный график  $F(\theta^\circ)$  - «образ» термограммы, представляет собой гистограмму распределения площади поверхности по температурному диапазону и позволяет определять наиболее вероятные значения температур. Таким образом, возможность обработки статистических параметров излучающей поверхности объекта формирует ряд преимуществ предложенного в [34] метода перед методом ТИФ. К ним относятся: сокращение размерности сравниваемых массивов данных и упрощение оперативной идентификации состояния трансформатора за счет применения одномерной свертки, инвариантность свертки к направлению ТВК и пространственным координатам объекта, нечувствительность к нестабильным внешним температурным условиям, слабая чувствительность к глубине залегания дефектов. К ограничениям в применении данного метода приводит необходимость построения эталонного «образа» объекта, что подразумевает проведение термографических обследований на заводах-изготовителях трансформаторов и включение эталонных «образов» в паспортные данные оборудования.

Наиболее информативным видом упреждающей диагностики маслонаполненного электрооборудования (прежде всего трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов), является хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ) [35,36]. За последние 25 лет метод приобрел заслуженную популярность и широко

применяется в международной практике именно как индикатор раннего обнаружения развивающихся дефектов в элементах активной части трансформаторов. Идентификация состояния элементов активной части трансформаторов с применением ХАРГ производится опосредовано через масло, выполняющее роль диагностической среды, где сконцентрированы основные источники информации об объекте. При этом метод позволяет уверенно диагностировать медленно развивающиеся дефекты типа «разряд», «перегрев», «разряд и перегрев». В качестве контролируемых параметров (признаков дефекта) применяются абсолютные концентрации диагностических газов ( $A_i$  % об, ppm),  $i = \overline{1, k}$ , относительные скорости их изменения ( $V_{отн.i}$  %мес), а также отношения пар концентраций характерных газов. Столь высокая размерность случайного вектора первичных параметров обусловлена потребностями дифференциации прогнозируемых дефектов по типу и степени тяжести (электрические разряды дуговые, искровые, частичные, малой, средней и высокой интенсивности выделяемой энергии, термические дефекты в диапазоне низких, средних и высоких температур, дефекты в масле или в твердой изоляции и т.п.). Безусловно, большая размерность пространства первичных параметров не способствует высокой достоверности получаемых оценок. Кроме того оценки по ХАРГ оказываются чрезвычайно нестабильными к большому количеству эксплуатационных факторов. Стремление специалистов и исследователей усилить инвариантность метода к изменениям эксплуатационных факторов и повысить достоверность оценок состояния электрооборудования породило целый ряд методик интерпретации результатов ХАРГ [37]. Наиболее известными из них, закрепленными в ряде национальных стандартов, и правил являются: методики МЭК 60599, Шлизингера, Дорненбурга, треугольника Дюваля, SEGB отношений по Роджерсу, IEEE. В настоящее время в России действует методика (РД 153-34.0-46.302-00) [35]. Многочисленные исследования по сопоставлению достоверности

интерпретации результатов ХАРГ с применением указанных методик, выполненные в разных странах [38,39,40], не выявили значимых преимуществ какой-либо из них. В связи с этим рекомендовано совместное применение нескольких методик для повышения достоверности идентификации состояния трансформаторов по ХАРГ.

Качественные изменения в диагностике трансформаторов по ХАРГ произошли с применением методов математической статистики для обработки диагностической информации. В последнее десятилетие данное направление получило мощный импульс развития. Это позволило успешно решать многие принципиально важные задачи, например, такие как формирование достоверного образа дефектов, определение допустимых (ДЗ) и предельно-допустимых (ПДЗ) значений концентраций растворенных газов [41], выявление и формализация практически значимых статистических зависимостей [42]. Несмотря на указанный прогресс, задачи принятия решений по эксплуатации маслонаполненного трансформаторного оборудования (МНТО) на основе идентификации состояний, в том числе по ХАРГ, по-прежнему актуальны и требуют новых подходов к решению.

Один из продуктивных подходов базируется на применении Байесовской теории идентификации [43,44] к выборкам результатов ХАРГ, по которым производятся оценки технического состояния трансформаторов. Проблема описания множества разделимых классов состояний трансформаторов и синтеза решающего правила (классификатора) неразрывно связана с формированием пространства информативных признаков. Для повышения информативности и сокращения размерности входного описания объекта случайный вектор первичных параметров  $X$  преобразуется в вектор информативных признаков  $Y = [y_1, y_2, \dots, y_m]^T$  меньшей размерности ( $m < n$ ). Подобное преобразование производят с использованием, например, метода факторного анализа [45,46] либо метода многомерного шкалирования. Сокращение размерности пространства

признаков облегчает построение классификатора (может быть применен Байесовский классификатор на основе отношения правдоподобия), упрощает визуализацию границы раздела классов состояний и способствует их линейной разделимости [47]. Процедура вычисления собственных чисел и собственных векторов ковариационной матрицы вектора первичных параметров  $X$  обеспечивает выделение статистически значимых признаков  $y_j, j = \overline{1, m}$  (главных компонент вектора  $Y$ ) и отбрасывание малозначимых признаков, что в ряде случаев позволяет получать оценки состояния с приемлемой для практики достоверностью идентификации [46].

Не смотря на статистическую адекватность и вычислительную функциональность, указанный подход ограничен в применении необходимостью оперирования с полимодальными, многомерными распределениями компонент случайного вектора признаков  $Y$ . Существующая особенность параметрического типа преобразования усложняет вычислительную процедуру метода и практически исключает возможность линейной разделимости классов состояний МНТО. В ряде случаев для восстановления неизвестных плотностей распределений по заданной статистике прибегают к преобразованиям непараметрического типа (метод парзеновского окна,  $k$ - ближайших соседей, др.) [47]. Зачастую, ожидаемые дивиденды в виде упрощения расчетов, повышения точности определения закона распределения случайного признака  $(y_j)$  превосходят их реальные значения и ограничивают область эффективного применения указанного вида преобразований. Выход из создавшейся ситуации видится в переходе к одномодальному распределению одномерного вектора (скаляра) признаков, для которого параметрическое восстановление плотности распределения не вызывает вычислительных сложностей.

В качестве такой одномерной функции признаков применительно к результатам ХАРГ в [48] предложено использовать дискриминантную (весовую) функцию вида

$$G(A) = w_0 + w_1 \cdot a_1 + \dots + w_i \cdot a_i + \dots + w_k \cdot a_k,$$

где  $a_i$  представляет собой измеренную концентрацию  $i$ -го диагностического газа, отнесенную к своему ПДЗ, а  $w_i$  - весовой коэффициент (объемное содержание  $i$ -го газа в выделенной из пробы масла газовой смеси). Таким образом, полученная функция обладает не только вычислительными преимуществами перед  $k$ -мерным вектором абсолютных концентраций  $A = \{A_1, A_2, \dots, A_k\}$ , но также содержит информацию о реальном физическом процессе газовыделения в масле. Применение признака  $G(A)$  для идентификации текущего состояния трансформатора по результатам ХАРГ имеет большие перспективы. Например, если сформировать указанный признак как многоразрядный, то каждый его разряд может быть отнесен к определенному типу или «образу» дефекта в МНТО. При формировании обобщенного вектора признаков на основе  $G(A)$  его состав целесообразно дополнить другими информативными компонентами, учитывающими специфику решаемой задачи идентификации.

Таким образом, многообразие методов преобразования исходной эмпирической информации позволяет реализовать выбор (формирование) таких признаков, которые проявляют наибольшую информативность с точки зрения выявления значимых закономерностей в объекте, с одной стороны, а с другой, обладают наибольшей чувствительностью к изменениям условий его функционирования. Актуальность данного направления исследований применительно к электрооборудованию сетей не вызывает сомнений, так как результаты способствуют эффективной идентификации технического состояния и принятия решений, направленных на его безаварийную, надежную эксплуатацию.

### **1.3.2 Эволюция методов моделирования и оценки надежности электросетевого оборудования с учетом технического состояния**

В большинстве случаев надежность электрооборудования связывают с такими ее единичными свойствами, как безотказность, ремонтпригодность и долговечность, что является вполне обоснованным. Показателями, характеризующими указанные свойства надежности, являются наработка на отказ или параметр потока отказов, время восстановления, коэффициент готовности, назначенный и  $\gamma$ - процентный ресурс. Моделированию и анализу эксплуатационной надежности электрооборудования посвящены результаты многих исследований [49-51]. Информационной основой классических методов моделирования и анализа надежности электрооборудования и его конструктивных элементов является статистика отказов, формируемая в процессе расследования технологических нарушений. При наличии представительной статистики можно смоделировать кривую жизни определенного типа оборудования, выделить участки, характерные определенным этапам, оценить интенсивность старения на рассматриваемом интервале эксплуатации, а также принять меры по ее снижению. Результаты подобного анализа весьма информативны, так как дают возможность определять слабые места в системе, где возникает наибольшее количество отказов, устанавливать их причины и производить оценку вероятных последствий [9]. Это позволяет обеспечить принятие обоснованных решений для поддержания или восстановления требуемой эксплуатационной надежности объектов электроэнергетики.

Обеспечение заданного уровня эксплуатационной надежности в современных условиях тотального старения основных производственных фондов электроэнергетики и возросшей роли диагностики потребовало организации ТОиР оборудования по техническому состоянию, а в связи с этим выработки более взвешенных решений, учитывающих изменение его

фактического состояния. Таким образом, наметилась тенденция совершенствования моделей и методов анализа эксплуатационной надежности оборудования.

Следует выделить два доминирующих направления, по которым следует развитие методологии моделирования и анализа надежности электрооборудования в целях учета и отражения изменений параметров состояния в показателях надежности и критериях принятия решений.

Одно из таких направлений базируется на положении о том, что к отказу системы либо ее элемента как к событию финишному приводят случайные процессы возникновения и развития дефектов, включая деградационные. В связи с этим исследованию подлежат случайные процессы дефектообразования в оборудовании разного типа. Очевидно, что информационной основой такого моделирования является статистика, которую позволяет сформировать применение современных методов диагностирования. Наблюдения за параметрами (признаками) дефекта и фиксация изменения разряда признака в процессе статистической обработки информации позволяют определить момент его возникновения и/или перехода в другую стадию развития. Только сочетание аварийной и диагностической статистик для однотипного оборудования дает возможность определить изменение во времени таких показателей эксплуатационной надежности как вероятность возникновения дефекта, наработка на дефект, параметр потока (интенсивность) дефекта, а в ряде случаев обеспечивает вскрытие механизмов возникновения отказов. Тогда в качестве модели отказа системы могут быть получены зависимости вида:

$$Q(t) = \prod_{j=1}^k Q_j(t),$$

где  $Q(t)$ - вероятность отказа;  $Q_j(t)$ - вероятность  $j$ -го типа дефекта, приводящего к отказу. Если допустить, что отказ  $i$ -го элемента системы ( $O_i$ ) происходит главным образом по причине развития  $j$ -го дефекта (появления  $j$ -

го признака  $D_j, j = \overline{1, k}$ ), то становится очевидной продуктивность применения формулы условной вероятности (формулы Байеса) для моделирования надежности [52]

$$Q(O_i/D_j) = Q(O_i) \cdot \frac{Q(D_j/O_i)}{Q(D_j)}.$$

Здесь:  $Q(O_i)$ - априорная вероятность отказа  $i$ -го элемента системы ( $i = \overline{1, n}$ ), определяемая по статистическим данным;  $Q(D_j/O_i)$ - вероятность появления признака  $D_j$  у  $i$ -го элемента системы;  $Q(O_i/D_j)$ - апостериорная вероятность отказа;  $Q(D_j)$ - вероятность появления признака  $D_j$  у любого элемента системы, причем при наличии комплекса признаков  $\mathbf{D} = \{D_1, \dots, D_j, \dots, D_k\}$ ,

$$Q(\mathbf{D}) = \sum_{i=1}^n Q(O_i) \cdot Q(\mathbf{D}/O_i).$$

Расчеты вероятностей дефектов и априорных вероятностей отказов системы по формуле Байеса удобно оформить в виде таблицы 1.2.

Таблица 1.2 – Значения априорных вероятностей событий

Отказ i-го элемента	Вероятности появления $D_j$			$Q(O_i)$
	$Q(D_1/O_i)$	$Q(D_j/O_i)$	$Q(D_2/O_i)$	
$O_1$	X	...	X	X
$O_i$	...	...	...	...
$O_n$	X	...	X	X

Формула Байеса реализует принцип «статистического обучения и распознавания». Это позволяет производить уточнения вероятностей отказов в соответствии с появлением новой информации в результате наблюдения за объектом или процессом, что является несомненным достоинством Байесовской статистики и позволяет формировать адаптивные модели и алгоритмы анализа надежности оборудования.

Особую группу моделей надежности восстанавливаемых технических систем составляют Марковские и полумарковские модели случайных процессов. Случайные процессы, как правило, оперируют со случайными функциями вида:  $S_i(t)$ , где  $S_i, i = \overline{1, n}$  - состояние системы,  $t$  - время. Они могут быть классифицированы как процессы с непрерывными или дискретными состояниями или временем. Случайный процесс называется Марковским, если он удовлетворяет некоторым свойствам: ординарности, стационарности, отсутствия последействия [53]. Моделью Марковского случайного процесса является направленный, взвешенный граф, вершинами которого являются состояния системы  $S_i, i = \overline{1, n}$ , а дугами – переходные вероятности (рисунок 1.5). Вероятности переходов системы образуют переходную матрицу  $\mathbf{P} = \|P_{i,j}\|$ , где  $i, j = \overline{1, n}, i \neq j$ .

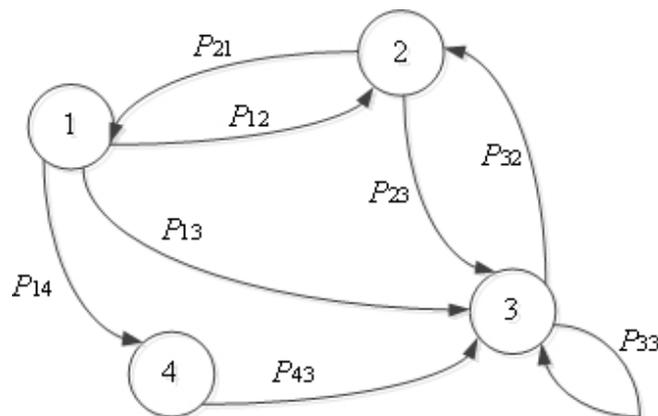


Рисунок 1.5 – Граф состояний и переходов системы.

При этом вероятности переходов системы из одного состояния в другие образуют полную группу событий, например  $P_{12} + P_{13} + P_{14} = 1$ . Если известны компоненты переходной матрицы, то считается построенной одна из возможных реализаций Марковского процесса, которая представляет собой последовательность переходов из состояния в состояние. Кроме матрицы переходных вероятностей задается вектор начальных вероятностей, характеризующий начальное состояние системы (процесса)

$\boldsymbol{\pi} = |\pi_{01}, \pi_{02}, \dots, \pi_{0n}|^T$ . Марковский случайный процесс считается

однородным, если переходные вероятности  $P_{i,j}$  остаются постоянными в ходе процесса. При этом интервалы времени переходов оказываются распределенным по закону Пуассона [53]. Однако часто в реальных процессах это свойство не соблюдается, и интервалы времени оказываются случайными с каким-либо произвольным законом распределения при сохранении марковости процесса. Такие случайные процессы и их модели называются полумарковскими [54]. Полумарковские модели адекватны таким реальным случайным процессам, которые описывают эволюцию системы с переменными во времени интенсивностями отказов и восстановлений. В некоторых практических случаях, несмотря на случайность исследуемого процесса, имеется возможность до определенной степени управлять законами распределения или параметрами переходных вероятностей. Такие Марковские и полумарковские процессы называют управляемыми [55]. Указанные возможности определенным образом расширяет область применения математического аппарата для моделирования и управления эксплуатационной надежностью оборудования ЭЭС.

В свете использования диагностической информации о параметрах случайных процессов дефектообразования в оборудовании электрических сетей для моделирования и исследования показателей их эксплуатационной надежности перспективным является применение так называемых скрытых Марковских (полумарковских) моделей. Такие модели нашли широкое применение для создания практических приложений в некоторых областях знаний, где основной случайный процесс (процесс физической природы) скрыт от наблюдателя [56,57]. Возможность суждения о нем организуется с помощью другого случайного процесса, который предоставляет последовательность наблюдений. Таким образом, скрытая Марковская модель будет представлять собой дважды стохастический процесс, состоящий из пары стохастических процессов, один из которых является основным и ненаблюдаемым. Другое важное направление в развитии

методологии моделирования и анализа надежности электрооборудования ЭЭС связано с построением аналитических (графоаналитических) зависимостей, отражающих взаимосвязь одного из показателей надежности с каким-либо параметром состояния системы либо ее компонента. Как правило, при построении подобных моделей в качестве показателя надежности оборудования используется его технический ресурс, то есть суммарная наработка от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до достижения предельного состояния, при котором его дальнейшая эксплуатация нецелесообразна по экономическим причинам либо недопустима по причинам безопасности [58].

Оценка долговечности технического устройства по величине остаточного (сработанного) ресурса весьма показательна, так как ориентирована на определение наработки или календарного времени жизни, которое отводится устройству для функционирования до достижения предельного состояния. Возможность рассчитать (спрогнозировать) остаточный ресурс оборудования открывает перспективу выбора правильной траектории его использования с учетом возможных изменений состояния, что является значимым фактором при планировании мероприятий по поддержанию его работоспособности. В тоже время моделирование эксплуатационного ресурса электрооборудования характеризует ряд особенностей, которые обуславливают приближенность получаемых оценок, а, следовательно, возможность их использования только в качестве некоторых, хотя и важных ориентиров. К указанным особенностям следует отнести, по крайней мере:

1) необходимость использования исключительно индивидуальных характеристик конкретной единицы электрооборудования вместо привлечения статистики по парку однотипных технических устройств;

2) необходимость привлечения экспертного опыта и знаний об изменениях многих параметров состояния электрооборудования разного типа для выбора из них наиболее информативного или чувствительного к

продолжительности, интенсивности и условиям применения по назначению;

3) необходимость учета при моделировании динамики процесса изменения наблюдаемого параметра состояния оборудования в зависимости от ряда наиболее влияющих факторов.

Рассмотрим некоторые, наиболее перспективные подходы к моделированию эксплуатационного ресурса электрооборудования.

**Модель 1.** Достаточно простая, наглядная и универсальная модель эксплуатационного ресурса электрооборудования предложена в [59]. В качестве базового метода выбраны однородные Марковские модели с дискретными состояниями и непрерывным временем. Для описания процесса эксплуатации оборудования составлен простейший граф состояний (рисунок 1.6) и система уравнений Колмогорова, численное решение которой позволяет рассчитать изменение вероятности работоспособного состояния на некотором интервале эксплуатации  $\pi_1(t)$ .

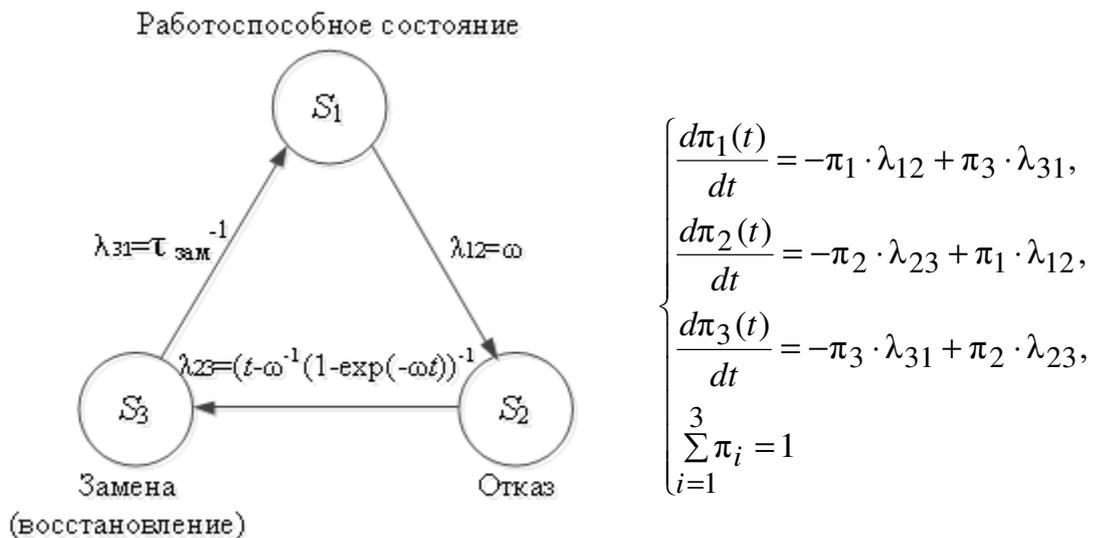


Рисунок 1.6 – Граф состояний системы.

Область допустимого применения полученной модели ограничена рядом вводимых допущений, например: переходы системы из состояния в состояние осуществляются под действием Пуассоновских потоков событий; сработка ресурса происходит монотонно; отсутствуют промежуточные воздействия по поддержанию и восстановлению работоспособности на интервале наблюдения. Не смотря на это, модель оказывается вполне

пригодной для проведения оценочных расчетов сработки эксплуатационного ресурса для разных типов электрооборудования при заданных значениях параметра потока отказов  $\omega$  и предельного значения параметра безотказности  $\pi_1 = \pi_{\text{пред}}$ .

**Модель 2.** Еще одна упрощенная модель ресурса элемента технической системы предложена в [60]. Модель базируется на понятии «стареющего» элемента с возрастающей во времени функцией интенсивности и наработкой до отказа, распределенной по нормальному закону. Функция интенсивности отказов выглядит в виде:  $\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$ , где  $F(t)$ ,  $f(t) = \frac{dF(t)}{dt}$  - функция и плотность распределения времени безотказной работы элемента. Исходными допущениями при этом являются: отказ элемента происходит мгновенно, а факт отказа сразу фиксируется; отказавший элемент может быть заменен как при профилактическом обслуживании, так и в порядке аварийного восстановления; известна средняя длительность замены отказавшего и исправного элементов  $(T_1, T_2)$ . Заданный ресурс элемента находится как наработка, по истечении которой элемент должен быть заменен. Критерием для выбора оптимального значения заданного ресурса стареющего элемента, является коэффициент оперативной готовности:

$$K_{\text{ог}}(x, t) = \frac{\int_0^{\tau} [1 - F(t)] dt - x \cdot F(\tau)}{\int_0^{\tau} [1 - F(t)] dt + T_2 - (T_1 - T_2) \cdot F(\tau)}, \text{ то есть вероятность застать}$$

элемент в исправном состоянии в произвольный момент времени  $t$  и проработать безотказно после момента  $t$  в течение времени  $x$ . Решение уравнения  $\frac{dK_{\text{ог}}}{d\tau} = 0$  позволяет определить оптимальное значение заданного ресурса  $(x)$ , по истечении которого элемент должен быть обязательно заменен:

$$x = \frac{T_2}{1 - \left[ 1 - F(\tau) + \lambda(\tau) \cdot \int_0^{\tau} [1 - F(t) dt] \right]^{-1}} - T_1$$

Полученная модель адекватна для принятия решения о своевременной замене или выводе в ремонт элемента, со временем эксплуатации, приближающемся к найденному значению ресурса. При этом интенсивность отказов может быть задана любой известной функцией, например линейной  $\lambda(t) = k \cdot t^a + \lambda_0$ , где  $k$  характеризует тенденцию возрастания функции интенсивности,  $a$  отражает скорость ее роста,  $\lambda_0$  обозначает начальное значение интенсивности отказов. Следует отметить, что область применения указанной модели ограничена необходимостью определения либо задания функции распределения времени безотказной работы. Нахождение действительной функции распределения сопряжено с большими трудностями, а в некоторых случаях и вовсе не осуществимо. Задание же условного вида функции распределения может привести к значительным вычислительным погрешностям в определении технического ресурса оборудования.

**Модель 3.** Более универсальная, но не менее простая модель технического ресурса, учитывающая его изменение под воздействием различных эксплуатационных факторов, предложена в [61-63]. Модель основана на положении, что на электрооборудование в реальных условиях работы оказывает влияние некоторая совокупность эксплуатационных факторов. Воздействие каждого  $j$ -го фактора измеряется величиной  $Z_j$ ,  $j = \overline{1, N}$ . В реальных условиях эксплуатации воздействие  $j$ -го фактора может изменяться в пределах  $\pm \Delta Z_j = Z_j - Z_{0j}$ , а вместе с ним изменяется и величина фактического ресурса электрооборудования:

$R = R_0 \cdot e^{\left(\frac{Z_j - Z_{0j}}{\Delta Z_j}\right)}$  или в относительных единицах  $R^* = R_0^* \cdot e^{\left(\frac{Z_j^* - 1}{\Delta Z_j^*}\right)}$ , где:
   
 $R$  - фактический ресурс при постоянной величине фактора  $Z_j = const$ ,  $R_0$  -
   
 нормативный ресурс,  $Z_{0j}$  - нормативное значение фактора  $Z_j$ ,  $Z_j^*, \Delta Z_j^*$  -
   
 относительные значения фактора и его приращения. При работе
   
 электрооборудования в нормальных условиях  $Z_j = Z_{0j}$ , а  $R_0^* = 1$ . При
   
 одновременном воздействии на оборудование  $N$  факторов в модели
   
 использован принцип суперпозиции, реализующий допущение о
   
 независимости указанных воздействий:

$$R^* = \prod_{j=1}^N R_j^* = \prod_{j=1}^N e^{\left(\frac{z_j^* - 1}{\Delta Z_j^*}\right)} = e^{\sum_{j=1}^N \left(\frac{Z_j^* - 1}{\Delta Z_j^*}\right)}.$$

С учетом принятых допущений модель пригодна для решения прямой и
   
 обратной задач. Например, по модели можно рассчитать величину

сработанного за время  $r$  ресурса  $R_{сраб}^* = \sum_{j=1}^N \left[ \begin{array}{l} R_j^* \int_0^r e^{\sum_{j=1}^N \left(\frac{Z_j^* - 1}{\Delta Z_j^*}\right)} dr - R_j^* \\ 0 \end{array} \right]$  или

остаточного ресурса электрооборудования  $R_{ост}^* = 1 - R_{сраб}^*$ , а можно при
   
 известном значении остаточного ресурса электрооборудования определить
   
 условия эксплуатации, при которых оно проработает еще некоторый срок.
   
 При этом путем вариации значений некоторых эксплуатационных факторов
   
 устанавливается возможность облегчить режим работы оборудования.

Область применения указанной модели ограничена принятыми
   
 допущениями, и, прежде всего, независимостью влияния на ресурс
   
 оборудования значимых эксплуатационных факторов. В реальных условиях

эксплуатации электрооборудования данное допущение оказывается приемлемым лишь в некоторых отдельных случаях. Возможность количественного выражения воздействий различных эксплуатационных факторов не всегда практически реализуема, а использование нормативных и предельно допустимых значений факторов требует их предварительного установления, что является отдельной и весьма сложной задачей.

Таким образом, наряду с очевидным достоинством указанной модели, таким как возможность интегральной оценки и прогнозирования эксплуатационной надежности оборудования при изменении его технического состояния, она не лишена и ряда ограничений, обуславливающих сложность практического применения и вероятную погрешность получаемых решений.

**Модель 4.** Особый вид математических моделей остаточного или сработанного ресурса индивидуального объекта получен на основе экспертной информации по результатам анализа доминирующих физико-химических процессов, сопровождающих износ электрооборудования [64,65]. В этих работах объемная и сложная проблема оценки общего ресурса трансформатора как сложной системы ограничивается вопросами расходования ресурса бумажной изоляции на том основании, что именно ресурс бумажной изоляции определяет общий ресурс трансформатора [66]. Так в соответствии с рекомендациями *CIGRE* ресурс бумажной изоляции определяется из условия снижения степени полимеризации (СП) до 200 единиц по формуле

$$R_{\text{сраб}}^* = \frac{\left( \frac{1}{200} - \frac{1}{\text{СП}_t} \right) \cdot \exp\left( \frac{13350}{\theta + 273} \right)}{8760 \cdot K}.$$

Здесь:  $\text{СП}_t$  - текущее значение степени полимеризации целлюлозной изоляции,  $\theta$  – температура наиболее нагретой точки изоляции,  $K$  – коэффициент старения бумаги, зависящий от влагосодержания, наличия кислот и кислорода в масле (рисунок 1.7). Очевидный недостаток данной

модели заключается в необходимости считать постоянными как температуру обмотки, так и уровень окислительных процессов и влагосодержание бумаги, не смотря на то, что указанные факторы подвержены существенным изменениям в процессе эксплуатации (рис.1.7).

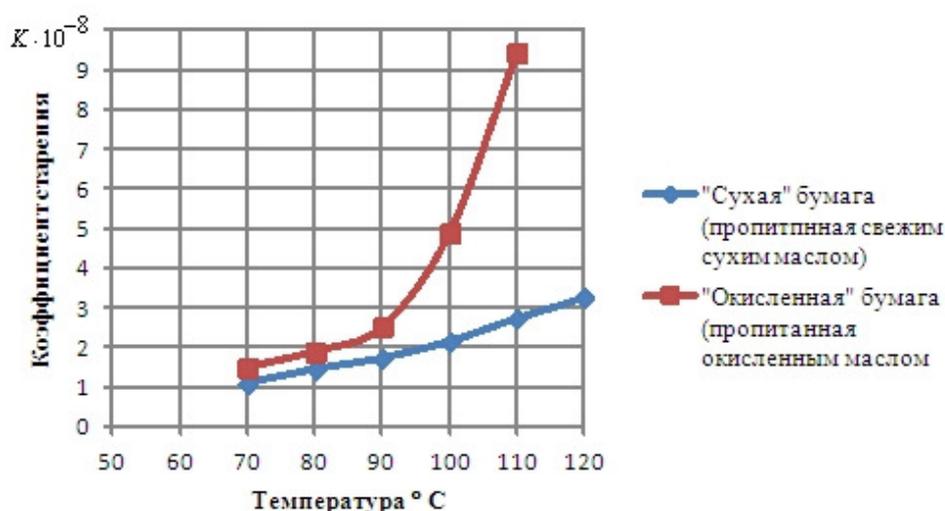


Рисунок 1.7 – Влияние степени окисления и увлажнения масла на скорость старения бумажной изоляции при нагревании.

На основании рекомендаций МЭК и ГОСТ 14209-97 [67] общеизвестна формула Монтзингера и 6-ти градусное правило термического износа целлюлозной изоляции трансформатора. Формула Монтзингера позволяет учесть динамику термического износа изоляции и рассчитать ее относительный износ (сработанный ресурс) на интервале времени  $(t, t + \Delta t)$ :

$$R_{\text{сраб}}^*(t, t + \Delta t) = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} \exp\left[\frac{\ln 2 \cdot (\theta - 98)}{6}\right] dt.$$

Следует отметить, что температура наиболее нагретой точки изоляции обмоток трансформатора существенно изменяется вследствие изменения его нагрузки. Отсюда вытекает главное достоинство данной модели – возможность анализировать динамику термического износа изоляции трансформатора при изменении его электрической нагрузки в реальных условиях эксплуатации. Однако эта модель никоим образом не учитывает влияние на относительный износ (сработанный ресурс) изоляции таких значимых эксплуатационных факторов, как степень увлажнения целлюлозы и

степень окисления масла. В [68] предложена модель ресурса изоляции, основанная на формуле Монтзингера, но учитывающая указанные факторы.

Влияние влагосодержания бумаги на скорость ее старения принято учитывать зависимостью  $V_w = (w/0,3)^{1,493}$ , где  $w$  и  $w_{\text{баз}}$  – текущее (измеренное) и базовое значения влагосодержания бумаги, 1,493 – степень дроби определена экспертным путем [69,70]. Подобным образом с известной долей экспертных допущений предлагается учитывать относительную скорость старения бумаги под влиянием окисления масла  $V_{\text{КЧ}} = (\text{КЧ}/\text{КЧ}_{\text{баз}})^{2,05}$ . Здесь КЧ,  $\text{КЧ}_{\text{баз}}$  – текущее и базовое значения кислотного числа масла трансформатора, а 2,05 – экспертный коэффициент. Внесение полученных выражений под интеграл формулы Монтзингера позволяет получить модель сработанного ресурса, обеспечивающую учет указанных факторов:

$$R_{\text{сраб}}^*(t, t + \Delta t) = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} \left( \frac{w}{w_{\text{баз}}} \right)^{1,493} \cdot \left( \frac{\text{КЧ}}{\text{КЧ}_{\text{баз}}} \right)^{2,05} \cdot \exp \left[ \frac{\ln 2 \cdot (t - 98)}{6} \right] dt.$$

Полученная модель учитывает динамику изменения сработанного ресурса целлюлозной изоляции трансформатора в зависимости от ряда основных факторов и в этом заключается одно из достоинств ее практического применения. Другое достоинство модели – непосредственная связь показателя эксплуатационной надежности трансформатора с параметрами, подлежащими периодическому или on-line контролю, что делает ее перспективной для использования при решении вопроса о продлении срока службы трансформатора, отработавшего 25 и более лет. К недостаткам модели, затрудняющим ее практическое применение, следует отнести большую долю условности при назначении коэффициентов и констант путем экспертных решений. Отчасти указанные противоречия, а также другие соображения подвигли авторов указанной модели к утверждению о необходимости рассматривать процессы старения изоляции как случайные процессы. Это предполагает отказ от детерминистских методов

моделирования в пользу вероятностных.

### **1.3.3 Методы, модели и критерии принятия решений при управлении эксплуатацией оборудования электрических сетей**

Эффективность эксплуатации оборудования объектов электроэнергетики во многом определяется объективностью критериев выбора и принятия решений при управлении техническим обслуживанием и ремонтами. Моделирование критериев выбора и принятия решений при управлении ТОиР электрооборудования, а также разработка методов и методик получения количественных характеристик управления представляет собой отдельное научное направление в рамках исследования надежности систем энергетики. Среди многочисленных отечественных и зарубежных исследований в области разработки методов, моделей и критериев принятия решений при управлении ТОиР электрооборудования можно выделить несколько подходов, имеющих самостоятельное применение и наиболее близких к разработкам автора настоящей диссертации. Все они в той или иной степени базируются на объективных предпосылках, которые требуют следующей формулировки:

1) техническое обслуживание и ремонты оборудования проводятся периодически на интервале эксплуатации, называемом сроком службы (*life time*) с целью поддержания и восстановления его работоспособности (надежности);

2) остаточный ресурс оборудования на сроке службы имеет тенденцию к уменьшению, а периодическое проведение ТОиР снижает интенсивность его сработки и, таким образом, повышает эксплуатационную надежность;

3) в процессе эксплуатации оборудование подвергается отказам, которые на разных этапах срока службы вызваны доминирующими причинами, например на этапе нормальной эксплуатации оборудования к таким

причинам относятся внешние случайные воздействия, практически не связанные с изменением его технического состояния;

4) частота отказов есть вероятностная характеристика, изменяемая под влиянием большого количества факторов, к которым в частности относится периодичность выполнения ТОиР;

5) техническое состояние оборудования, а, следовательно, и его остаточный ресурс определяется в процессе диагностирования с применением систем периодического или on-line контроля (мониторинга).

6) затраты на ТОиР оборудования складываются из затрат на профилактическое обслуживание и ремонты и затрат на его аварийное восстановление после отказа с учетом причиненного ущерба;

7) в условиях рыночных отношений и разобщенности управления ТОиР опирается на выбор стратегии, которая способна обеспечить наибольший технический и экономический эффект на интервале эксплуатации. Ее эффективность проявляется в возможности достижения минимума совокупных ремонтно-эксплуатационных затрат при поддержании допустимого уровня функциональной надежности либо в возможности обеспечить достаточный уровень надежности, не превышая заданный лимит финансирования.

**Подход 1.** Классический подход к моделированию критериев принятия решений в рамках заданной стратегии ТОиР описан в [71]. Получаемые в результате его применения упрощенные аналитические модели позволяют определять оптимальную периодичность произвольных восстановлений простейшей технической системы (элемента). Так, например, для стратегии строго периодических восстановлений, которая определяет обязательное восстановление системы после отказа, если она проработала после отказа некоторое время  $\tau$ , то производится профилактическая замена, в противном случае – аварийная. Если обозначить наработки между последовательными аварийными восстановлениями и профилактиками, как  $\Delta\tau_a$  и  $\Delta\tau$ , задаться распределением этих наработок:

$$P(\Delta\tau_a < t) = 1 - (\bar{F}(\tau))^n \cdot \bar{F}(t - n \cdot \tau), \quad n \cdot \tau \leq t < (n+1) \cdot \tau, \quad n = 0, 1, \dots$$

$$P(\Delta\tau_p < t) = \begin{cases} F(t), & 0 < t \leq \tau \\ 1, & \tau < t, \end{cases}$$

то математические ожидания времени между двумя аварийными восстановлениями и профилактиками, а также среднее число соответствующих восстановлений и профилактик будут вычисляться по

$$\text{формулам: } M(\Delta\tau_a) = \sum_{n=0}^{\infty} \left( \bar{F}(\tau)^n \right) \cdot \frac{(n+1)\tau}{n\tau} \int_{n\tau}^{(n+1)\tau} \bar{F}(t - n \cdot \tau) \cdot dt,$$

$$M(\Delta\tau_p) = \frac{1}{F(\tau)} \cdot \int_0^{\tau} \bar{F}(t) \cdot dt, \quad I_a(\tau) = 1/M(\Delta\tau_a), \quad I_p(\tau) = 1/M(\Delta\tau_p).$$

Необходимо отметить условия, для которых справедливы полученные модели. К ним относятся непрерывность функции распределения наработки  $F(t)$  и ее принадлежность к классу возрастающих функций интенсивности отказов (ВФИ). Указанные условия одновременно являются ограничениями, затрудняющими практическое применение полученных вероятностных моделей. Однако если они выполняются, то с увеличением  $\tau$  среднее число аварийных восстановлений  $I_a(\tau)$  будет монотонно возрастать, а среднее число профилактик  $I_p(\tau)$  наоборот монотонно уменьшаться. Тогда следует ожидать, что суммарное число восстановлений системы на интервале  $\tau$ ,  $I(\tau) = I_a(\tau) + I_p(\tau)$  будет иметь некоторый минимум, соответствующий оптимальному интервалу восстановления  $\tau_{\text{опт}}$ . Для определения  $\tau_{\text{опт}}$  предлагается решить уравнение  $dC(\tau)/d\tau = 0$ , где  $C(\tau) = c_a \cdot I_a(\tau) + c_p \cdot I_p(\tau)$  - интенсивность суммарных эксплуатационных затрат, а  $c_a$  и  $c_p$  - средние затраты на одно аварийное и профилактическое восстановление соответственно, причем  $0 < c_p < c_a < \infty$ .

Не смотря на описанные выше условности, принятая модель

оказывается вполне работоспособной в тех случаях реальных технических систем, когда практически удастся отыскать вид распределения наработки на аварийное восстановление и профилактику, адекватный заданным  $\bar{F}(\tau)$ ,  $F(\tau)$ . Однако в силу случайного характера влияния на величину  $\tau_{\text{опт}}$  различных эксплуатационных факторов, приводящих к изменениям технического состояния электрооборудования, указанные модели и метод их получения нуждается в доработке с целью учета вероятностных характеристик состояния и динамики процессов их изменения.

**Подход 2.** Развитие класса описанных выше моделей и методов нахождения оптимальной периодичности ТОиР предложено в [72]. Модификация модели стандартного ремонта (замены) позволяет получить расчетную модель ремонта по техническому состоянию, способную учитывать вероятность обнаружения неисправности оборудования в процессе эксплуатации средствами диагностики. Это существенно расширяет область применения математических моделей для практического использования в системах управления ТОиР электрооборудования промышленных и энергетических объектов.

Для определения математического ожидания числа отказов оборудования, как элемента технической системы, на интервале периодичности плановых ремонтов ( $T_{\text{П}}$ ) вводится предложенная в [73]

функция восстановления  $\Lambda(T_{\text{П}}) = \int_0^{T_{\text{П}}} \lambda(t) \cdot dt$ , где  $\lambda(t) = \lambda_0 + k \cdot t$  -

интенсивность отказов электрооборудования, соответствующая классу ВФИ. Принятые обозначения переменных:  $\lambda_0$  - начальное значение интенсивности отказов,  $k$  - коэффициент, характеризующий темпы старения оборудования. Результирующая формула удельных суммарных эксплуатационных затрат, содержащих затраты на проведение плановых и аварийных (с учетом экономических потерь из-за нарушения технологии) ремонтов выглядит следующим образом:

$$c_{\Sigma} = [1 + c \cdot (\lambda_0 \cdot T_{\Pi} + k \cdot T_{\Pi}^2 / 2)] / T_{\Pi}.$$

Решение дифференциального уравнения  $dc_{\Sigma}/dT_{\Pi} = 0$  позволяет определить оптимальную периодичность плановых ремонтов  $T_{\Pi\text{опт}} = \sqrt{2/c \cdot k}$ , где  $c = C_a/C_p$  - соотношение затрат на выполнение аварийного и планового ремонта оборудования. Полученное выражение  $T_{\Pi\text{опт}}$  адекватно для нахождения оптимальной периодичности плановых текущих ремонтов, для которых не имеет значения величина  $\lambda_0$ , а значим лишь факт старения системы,  $k > 0$  (принадлежность к классу ВФИ). В цикле капитального ремонта или замены оборудования, как правило, укладывается несколько циклов текущих ремонтов. После выполнения текущего ремонта восстанавливается работоспособность системы и уменьшается интенсивность ее отказов, что нарушает область существования разработанной модели (нарушается условие монотонности ВФИ отказов). Для преодоления указанной сложности предложено использовать модель с частичным восстановлением ресурса за каждый  $i$ -й цикл текущего ремонта. Принято допущение о последовательном росте математического ожидания числа отказов от одного цикла текущего ремонта к другому  $\Lambda_i = e^{\alpha} \cdot \Lambda_{i-1}$ . Коэффициент  $e^{\alpha}$  характеризует «деградацию» системы после каждого интервала текущего ремонта, параметр  $\alpha > 0$  оценивается эмпирически [73]. Практически это означает использование некоторого среднего значения  $\bar{\lambda}_i = \text{const}$  в пределах  $i$ -го цикла  $(T_{\Pi})$  текущего ремонта  $\bar{\lambda}_i = e^{\alpha} \cdot (\lambda_0 + k \cdot T_{\Pi}) / 2$ . Для перехода к стратегии ремонтов по техническому состоянию в результирующую модель удельных суммарных эксплуатационных затрат дополнительно вводится коэффициент, который характеризует то, что часть дефектов в оборудовании обнаруживается в процессе эксплуатации и устраняется при проведении очередного текущего ремонта

$$c_{\Sigma} = [1 + c \cdot (\lambda_0 \cdot T_{\Pi} + k \cdot T_{\Pi}^2 / 2) \cdot (1 - q)] / T_{\Pi},$$

где  $q$  - устанавливаемая экспертным путем вероятность обнаружения дефектов в оборудовании средствами диагностики. Очевидно, чем выше вероятность  $q$ , то есть успешность диагностики дефектов, тем реже возникает необходимость в плановых ремонтах оборудования и тем меньше суммарные эксплуатационные затраты на их проведение.

Таким образом, модифицированные модели стандартных ремонтов (замен) и ремонтов по техническому состоянию в сравнении с приведенными ранее, расширяют область практического применения для задач планирования и оптимизации ТОиР. Однако, не смотря на использование более компактной исходной информации, они не лишены недостатков, главным из которых следует признать упрощенный учет динамики эксплуатационных процессов и отсутствие связи между вероятностью обнаружения дефектов в оборудовании и случайными процессами дефектообразования. Такая взаимосвязь позволила бы определять вероятность  $q$ , непосредственно опираясь на результаты диагностирования конкретных типов электрооборудования. Это способствовало бы повышению точности в определении оптимальной периодичности ТОиР и величины ремонтного фонда предприятия, необходимого для реализации выбранной стратегии.

**Подход 3.** Отдельного рассмотрения заслуживает подход к моделированию параметров управления ТОиР оборудования электрических сетей, предложенный в [74,75]. Основная идея, на которой базируются теоретические выкладки, заключается в агрегированном представлении предприятия электрических сетей. Предприятие подобно агрегату, состоящему из отдельных взаимосвязанных элементов, выполняющих определенные функции. Принятый подход, несомненно, упрощает, но и загроубляет модели, поскольку относит получаемые результаты к группам однородного оборудования электрических сетей. Решению подлежат

несколько взаимосвязанных задач, среди которых определение оптимального остаточного технического ресурса электрооборудования и определение величины затрат на ТОиР, достаточной для поддержания оптимального уровня остаточного технического ресурса и частоты отказов в течение срока службы оборудования [74].

В качестве критерия оптимальности решений по ТОиР оборудования электрических сетей принят минимум суммарных эксплуатационных затрат за нормативный срок эксплуатации  $T_{\text{норм}}$ :

$$C_{\Sigma} = \sum_{t=1}^{T_{\text{норм}}} a_t \cdot C_t^p + \sum_{t=1}^{T_{\text{норм}}} a_t \cdot C_t^a,$$

где:  $C_t^p, C_t^a$  - затраты на плановые и аварийные (с учетом компенсации ущерба  $Y$ ) ремонты оборудования в  $t$ -м году эксплуатации,  $a_t$  - некоторый коэффициент дисконтирования затрат.

Установление зависимости между затратами на ремонты, частотой отказов и остаточным ресурсом оборудования выполняется на основании весьма спорного положения. Это положение заключается в отождествлении механизма сработки фактического технического ресурса оборудования с механизмом формирования его остаточной балансовой стоимости в результате ежегодных амортизационных отчислений. Его учет при построении моделей приводит к тому, что более обоснованными получаются результаты для групп однородного электросетевого оборудования с преобладанием объектов, длительно находящихся в эксплуатации. Именно для такого оборудования возрастание частоты отказов обусловлено факторами старения и износа. Это подтверждает выражение

$$\frac{d\omega_t}{dR_t} = - \frac{E}{1+E} \cdot \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{\Phi_0 \cdot (1 - R_t^{\text{ост}})^{(1-\alpha)/\alpha}}{\Phi_0 \cdot (R_t^{\text{ост}})^{1/\alpha} + Y},$$

в котором:  $\Phi_0$  - начальная стоимость оборудования,  $E$  - норма дисконта,  $\alpha$  - эмпирический коэффициент, имеющий разное значение для оборудования

разного вида (для ЛЭП  $\alpha = 1$ , для оборудования подстанций  $\alpha = 2/3$ ).

При этом осредненная в  $t$ -м году эксплуатации частота отказов рассчитывается по выражению  $\omega_t = 1 / (R_t^{\text{ост}} \cdot T_{\text{ж}})$ , где  $R_t^{\text{ост}}$  и  $T_{\text{ж}}$  - значение остаточного технического ресурса, и срок жизни объекта до полной его сработки. Оптимальное значение остаточного технического ресурса определяется графически как точка пересечения последних двух зависимостей при положительных значениях входящих в них компонентов. Следует отметить, что разработанное методическое обеспечение вполне пригодно для оценочных расчетов остаточного технического ресурса, оптимального с точки зрения минимума суммарных дисконтированных затрат на выполнение плановых, аварийных ремонтов и замен оборудования. Присущие ему особенности: детерминистский подход к определению частоты отказов, упрощенное представление механизма сработки технического ресурса разных видов электросетевого оборудования сужают область практического применения разработок до задач укрупненной оценки параметров управления ТОиР.

**Подход 4.** Учет большого количества факторов заложен при построении моделей планирования и оптимизации ТОиР электрооборудования в работах [61,76]. Построенные модели отвечают отмеченным ранее ключевым принципам управления ТОиР электрооборудования объектов энергетики в современных условиях. Главным отличием обсуждаемых моделей от рассмотренных ранее является стремление к максимально полному охвату ситуаций и детальному учету случайных факторов. Одна из детализаций при оптимизации ТОиР электрооборудования с учетом технического состояния, определяемого с помощью средств технической диагностики, заключается в представлении вероятности отказа, как характеристики изменения его технического состояния, в составе двух компонентов  $Q(T) = Q_p(T) \cdot Q_a(T)$ . Здесь

$Q_p(T) = 1 - \exp(-t \cdot \lambda_p \cdot R_i^*)$  – вероятность постепенных отказов оборудования под воздействием старения и износа, а  $Q_a(T) = 1 - \exp(-t \cdot \lambda_a)$  – вероятность внезапных отказов, вызванных случайными факторами.

Принятые обозначения:  $t$  – заранее заданный интервал времени, за который вычисляется  $(R_i^*)$  относительное изменение ресурса оборудования при эксплуатации в  $i$ -х условиях и режимах;  $\lambda_p, \lambda_a$  - интенсивности постепенных и внезапных отказов;  $T$  - интервал эксплуатации, на котором производится оптимизация ТОиР. Следует отметить, что для определения вероятности отказов по статистическим данным о работе оборудования и результатам диагностики в разработанных моделях предпочтение отдано экспоненциальному закону распределения наработки, что не противоречит теоретическим основам надежности [78,79]. Кроме того, в условиях эксплуатации объем статистических данных по отказам зачастую недостаточен для применения более сложных законов распределения [76]. Однако даже использованием в моделях наиболее простого, но адекватного закона распределения интервала наработки на отказ, не удастся избежать принятия ряда допущений, например, значения  $R_i^*$  и  $\lambda_p$  определяются заранее и используются в виде констант, причем для нахождения  $R_i^*$  требуется непрерывный контроль режимов работы оборудования.

Разработанные модели оптимизации ТОиР отражают тот аспект, что решение о необходимости вывода оборудования в ремонт принимается по результатам технической диагностики. Это представляется оправданным, поскольку отражает прогрессивную тенденцию перехода к организации ТОиР электрооборудования по его фактическому состоянию. Для отражения данного принципа в моделях введены вероятности  $q$  и  $f = 1 - q$  двух несовместных событий, составляющие полную группу. Здесь  $q$  - вероятность того, что по результатам технической диагностики будет назначен ремонт

оборудования, а  $f$  - вероятность обратного события (ремонт не назначается).

Детальное представление суммарных затрат с учетом составляющих на техническое обслуживание  $C_{то}$ , диагностирование  $C_{д}$ , текущий  $C_{тр}$  и капитальный  $C_{кр}$  предупредительные ремонты, а также на аварийное восстановление оборудования после внезапных отказов  $C_a$  нашло отражение в результирующей модели средних удельных суммарных затрат:

$$c_{\Sigma} = \frac{[f \cdot (C_{то} + C_{д}) \cdot Q(T) + (1 - f) \cdot (C_{тр} + C_{кр}) \cdot Q(T) + C_a \cdot (n(T) - f \cdot n_p(T))]}{T}.$$

Здесь  $n(T)$  и  $n_p(T)$  – общее количество отказов, и количество постепенных отказов оборудования на интервале эксплуатации  $T$ . Строго говоря, получение таких данных на основе реальной эксплуатационной статистики об отказах электрооборудования представляется весьма проблематичным и даже мало осуществимым на практике. Результирующая модель затрат является целевой функцией при определении оптимальных характеристик ТОиР оборудования. Ей присуща достаточная вариативность как в отношении вида стратегии ТОиР, так и в отношении характера возникновения отказа в оборудовании. Учет вида стратегии обслуживания в результирующей модели целевой функции осуществляется изменением величины  $f$ : при  $f = 0$  выбранная стратегия соответствует стратегии предупредительных ремонтов «Time Based Maintenance» (TBM), условие  $f = 1$  соответствует выбору стратегии ремонтов по факту отказа «Run to Failure» (RTF), а случай  $0 < f < 1$  характеризует стратегию ремонтов по техническому состоянию «Condition Based Maintenance» (CBM). Определение оптимального значения межремонтного периода с учетом реальных условий и режимов эксплуатации, как и во всех перечисленных ранее подходах, осуществляется решением дифференциального уравнения  $dc_{\Sigma}/dT = 0$ . Полученное в результате выражение:

$$T_{\text{опт}} = \sqrt[3]{\frac{f \cdot (C_{\text{то}} + C_{\text{д}}) \cdot Q(T) + (1 - f) \cdot (C_{\text{тр}} + C_{\text{кр}}) \cdot Q(T)}{2 \cdot \lambda_p \cdot C_a}}$$

позволяет рассчитать оптимальный период между профилактиками при эксплуатации электрооборудования по стратегии СВМ [76].

Еще одним допущением при разработке результирующей модели является введение понятия эффективности технической диагностики и ее количественной меры, от которой зависит значение вероятности  $f$ . Тезис о том, что диагностирование эффективно, если позволяет выявить хотя бы один опасный дефект в оборудовании, вызывающий необходимость проведения ремонта, мягко говоря, не корректен и не согласуется со стратегией СВМ. В большинстве случаев периодичность диагностирования не согласована со скоростью возникновения и развития неисправностей и дефектов в электрооборудовании. Процессы дефектообразования и механизмы развития дефектов в устойчивые отказы случайны как по моменту старта, так и по продолжительности. Это затрудняет прогнозирование отказов и обуславливает низкую готовность диагностирования к выявлению дефектов, требующих вывода оборудования в ремонт.

**Подход 5.** Принципиально иной подход к моделированию эксплуатационной надежности при выборе стратегий и оптимизации ТОиР оборудования развивают исследования [80,81]. Программным документом в указанном направлении является доклад целевой группы подкомитета IEEE/PES о влиянии стратегий ТОиР на надежность [79]. В докладе сформулированы основополагающие принципы и определен вектор развития теории и практик управления ТОиР электрооборудования. Среди отмеченных направлений использование одной из наиболее прогрессивных и гибких стратегий профилактического обслуживания, ориентированной на надежность «Reliability Centered Maintenance» (RCM). Эта стратегия идеологически отличается от стратегии СВМ. В стратегии СВМ эффект

снижения суммарных эксплуатационных затрат формируется за счет оптимизации вывода в ремонт оборудования по результатам диагностирования. При этом каждая единица оборудования определенного типа рассматривается в отдельности либо агрегировано, но без учета предпочтений, связанных с относительной важностью этого оборудования в электрической сети. Стратегия RCM учитывает не только фактор технического состояния оборудования, но и фактор его относительной важности. Она базируется на оценке влияния результатов ТОиР на надежность оборудования и сети в целом. Следующим поколением стратегии RCM признана стратегия RBM «Risk Based Maintenance», которая ориентирована на учет не только текущего технического состояния оборудования, но и на риски, связанные с выполнением или невыполнением ТОиР. Согласно стратегии RBM при оптимизации ТОиР оценке подлежит как надежность отдельных компонентов, так и системы в целом [82]. Вполне очевидно, что для реализации указанных стратегий потребуются иные критерии эффективности и специальные математические модели, пригодные для описания связей параметров управления ТОиР с показателями надежности. В качестве приоритетных отмечаются достаточно хорошо разработанные модели случайных процессов, а именно Марковские модели [79]. Рассмотрена эволюция моделей от простейших до более полных. Простейшие модели как правило основаны на фиксированных интервалах времени ТОиР, их оптимизация приведет к определению наименьшей по затратам частоты обслуживания. Более полные модели объединяют надежность с концепцией мониторинга оборудования. При этом решения, касаемые времени проведения ТОиР зависят не только от его стоимости, но и от текущего состояния оборудования. На рисунке 1.8 представлено одно из направлений эволюции математических моделей надежности с использованием Марковских случайных процессов – это переход от случайных отказов к многоступенчатым деградиционным (износным) отказам с техническим обслуживанием. На рисунке приняты следующие

условные обозначения: Р – работоспособное состояние оборудования, О – отказ,  $I_1, \dots, I_k$  – состояние многоступенчатого износа,  $TO_1, \dots, TO_k$  – состояние многоступенчатого технического обслуживания. Указанный подход использует вероятностные Марковские модели надежности в сочетании с процедурами численной оптимизации (линейного и динамического программирования, роя частиц, др.) [82,84,85]. В качестве критериев эффективности используются как суммарные эксплуатационные затраты, так и суммарный риск последствий выполнения (не выполнения) различных мероприятий по ТОиР, моментов их приложения и продолжительностей.

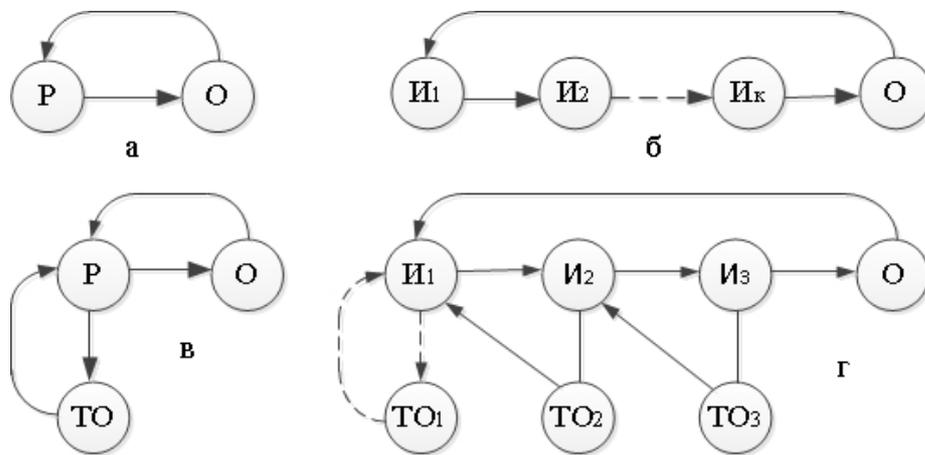


Рисунок 1.8 – Диаграмма состояний для (а) случайных и (б) износовых отказов для стратегий без ТО, (в) и (г) тоже для стратегий с ТО.

Методы многокритериальной оптимизации осуществляют перебор находящегося в эксплуатации оборудования по отдельным аппаратам, видам обслуживания и ремонта, моментам их приложения.

Анализ существующих подходов позволяет выявить некоторые их общие и отличительные особенности и предложить классификационную структуру для описания эволюции моделей и методов оценки и прогнозирования эксплуатационной надежности электрооборудования при оптимизации ТОиР (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Классификация моделей надежности, методов и критериев оптимизации ТОиР электрооборудования

Классификационный признак	Дифференциация		
	Характер отказа	Внезапный	Смешанный
Износосовый			
Вид стратегии	RTF, TBM	CBM	RCM, RBM
Тип модели	Детерминистский	Вероятностный	
Метод расчета	Аналитический		Численный
Критерий эффективности	Минимум суммарного времени внеплановых простоев	Минимум суммарных затрат	Минимум суммарных затрат с учетом риска отказов
	Минимум вероятности отказов		

### Выводы:

1. Постепенным переводом ЭСК России на новую информационно-технологическую платформу – интеллектуальную энергосистему с активно-адаптивной сетью (ИЭС с ААС) фактически обозначен 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. Именно этот переход инициирует потенциал противостояния современным проблемам и вызовам, решения приоритетных стратегических задач развития, осуществить которое в рамках

существующей парадигмы не представляется возможным.

2. Масштабность проблем в ЭСК и в частности опережение темпов старения оборудования сетей по отношению к темпам реконструкции и модернизации сетевых объектов усугубляется тем, что преодоление большинства из них возможно только в весьма отдаленной перспективе. В связи с этим наряду с долгосрочными и затратными мерами по реконструкции и обновлению электрических сетей целесообразно применение менее затратных, но эффективных в краткосрочной перспективе систем поддержки планирования мероприятий по оптимизации технического обслуживания и ремонтов оборудования. Такие системы должны быть основаны на идентификации и прогнозировании текущего состояния и эксплуатационного ресурса оборудования и обеспечивать выбор и принятие своевременных и обоснованных решений по введению воздействий ремонтной направленности.

3. Эффективность эксплуатации оборудования отражает качество функционирования электрических сетей и количественно может быть измерена в единицах надежности и/или экономичности. Обостряющееся в последнее время противоречие между двумя указанными свойствами стареющих технических систем может быть преодолено наряду с техническим перевооружением и модернизацией объектов электроэнергетики за счет создания эффективной системы оценки технического состояния (ОТС) и принятия решений по эксплуатации электрооборудования. По-настоящему эффективная система должна опираться на три важнейших компонента: периодический и/или непрерывный диагностический мониторинг оборудования; использование многолетней статистики измерений диагностических параметров оборудования, совместно с историей выполненных по отношению к нему эксплуатационных мероприятий; применение адаптивных моделей и алгоритмов, в основу которых положены интеллектуальные методы сбора, визуализации и обработки диагностической информации.

4. Несоответствие между современными информационными системами, измерительными средствами диагностирования и мониторинга электрооборудования и традиционными методами обработки диагностической информации, выработки правил принятия решений подчеркивает отсутствие на сегодняшний день единых методологических основ для анализа и управления техническим состоянием и надежностью оборудования электрических сетей и побуждает к разработке адаптивных методов, моделей и алгоритмов ОТС на основе теории искусственного интеллекта.

## **2 ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ (МОНИТОРИНГЕ) ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

В условиях перехода электроэнергетики на новую технологическую платформу – интеллектуальную энергосистему с активно-адаптивной сетью (ИЭС с ААС), особую остроту приобретает проблема несоответствия между современными информационными системами, измерительными средствами диагностирования, мониторинга и управления актуальным состоянием электрооборудования и методами обработки измерений, принятия решений по его дальнейшей эффективной эксплуатации. Указанная проблема имеет двойственное проявление. С одной стороны, в связи с недостаточной достоверностью интерпретации результатов диагностирования она приводит к принятию не обоснованных и не своевременных решений в отношении эксплуатации оборудования, к повышению риска отказов и общему снижению надежности функционирования электрических сетей. С другой стороны, наличие указанного несоответствия обуславливает не обоснованное завышение стоимости измерительных и диагностических систем за счет увеличения числа контролируемых параметров и создания информационной избыточности с целью компенсации ошибок в принятии решений.

Таким образом, указанная проблема имеет выраженный технико-экономический характер и требует поиска путей разрешения.

Дополнительным аспектом, осложняющим проявление данной проблемы, является постепенный рост количества оборудования, отработавшего свой нормативный срок службы. Такая тенденция характерна для большинства промышленно развитых стран, особенно в отношении высоковольтных силовых трансформаторов [83]. опережение темпов старения парка трансформаторов над темпами реконструкции и нового строительства, а также рост уровней напряжения и снижение запасов

прочности у современного оборудования приводит к повышению числа технологических нарушений с участием трансформаторов и общему снижению надежности. Поэтому в ближайшие 10 лет актуальными для электроэнергетики останутся вопросы оценки и прогнозирования состояния, определения сроков безопасной эксплуатации, управления эксплуатационной надежностью оборудования электрических сетей.

Для достижения поставленных целей актуально решение следующих важных задач:

1) анализа традиционной системы диагностического контроля электрооборудования и построенных на ее основе моделей идентификации фактического состояния силовых трансформаторов;

2) совершенствования методов принятия решений по эксплуатации силовых трансформаторов с использованием процедур статистической классификации и распознавания образов;

3) разработки моделей и алгоритмов идентификации, реализующих принципы самообучения и адаптации к индивидуальным особенностям оборудования и изменениям условий его эксплуатации.

## **2.1 Анализ систем диагностического контроля и оценки состояния оборудования, использующих данные измерений (на примере МНТО)**

К маслonaполненному трансформаторному оборудованию относят силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы. МНТО представляет собой наиболее сложное, ответственное и дорогостоящее оборудование электростанций и электросетевых подстанций, оценка состояния которого выполняется на основе многопараметрического диагностирования. Традиционная система диагностического контроля МНТО по своему составу неоднородна. Она включает более 30 различных методов, имеющих разную информативность и методическое обеспечение,

применяемых с различной периодичностью, более или менее затратных, выполняемых с предварительным выводом из работы или на работающем оборудовании. Нормативные требования к системе диагностического контроля МНТО определяет РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [20]. Оно регламентирует условия для реализации перехода к техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) МНТО по техническому состоянию. Указанный подход подразделяет методы диагностирования на две группы: методы традиционных периодических испытаний и дополнительные методы раннего обнаружения дефектов. Кроме того трансформатор рассматривается в виде отдельных конструктивных элементов: обмотки, магнитопровод, вводы, система охлаждения, устройство РПН, твердая изоляция, трансформаторное масло, бак и связанные с ним элементы. Следует отметить, что такая модель объекта концептуально неверна, поскольку не допускает учета взаимного влияния характеристик одного из элементов конструкции на характеристики других элементов, что имеет место в действительности [84]. Так, например, качество трансформаторного масла, являющегося уникальной информационной средой, по которой можно выявить до 70% дефектов трансформатора, оказывает непосредственное влияние на характеристики твердой изоляции [85]. Практика применения данного нормативного подхода продолжительностью более 15 лет позволила выявить основные недостатки традиционной системы диагностического контроля, существенно ограничивающие возможности достоверной оценки и прогнозирования состояния трансформаторов. Прежде всего, к ним относятся:

1. Избыточный объем испытаний и малая эффективность проводимых измерений;
2. Возможность неправильной интерпретации результатов измерений и принятия необоснованных решений;
3. Возможность пропуска отдельных дефектов в трансформаторе из-за установленного недостаточного объема и неверных условий проведения

испытания;

4. Отсутствие зависимости между контролируемыми параметрами и запасами прочности элементов конструкции трансформатора;

5. Отсутствие прогностических возможностей по изменению состояния трансформатора во времени.

В таблице А.1 (Приложение А) приведены основные виды традиционных испытаний МНТО, указаны критерии отбраковки (предельно допустимые значения ПДЗ контролируемых параметров) и периодичность контроля. Вторая группа методов диагностирования объединяет методы раннего обнаружения дефектов в элементах трансформаторов (таблица А2). К ним следует отнести: хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ), тепловизионный контроль, измерение частичных разрядов, вибродиагностику и пр. Достоинствами указанных методов являются высокая информативность контролируемых параметров и возможность проводить измерения на работающем оборудовании. Комплексное применение указанных методов способно повысить достоверность оценки состояния МНТО и обогатить эксплуатацию новой информацией. Разная периодичность контроля диагностических параметров трансформатора, установленная [20], вынуждает прибегать к допущению о том, что в промежутке между очередными сеансами контроля диагностического параметра, его значение не изменится. На самом деле это грубое допущение дорого обходится эксплуатации. Во-первых, требуется учет и хранение информации обо всех эксплуатационных факторах, оказывающих влияние на изменение контролируемых параметров трансформатора (изменения нагрузки, замыкания во внешней сети, перепады температур наружного воздуха, доливка масла и т.п.). Анализ фактов отклонения условий эксплуатации от нормы способен дополнить информацию традиционных испытаний на отключенном оборудовании для определения причин аномальных изменений контролируемых параметров при многопараметрической оценке состояния, а также послужить основанием к

принятию решения о введении корректирующих воздействий. Во-вторых, неточность диагноза порождает необходимость подтверждающих проверок, для чего проводятся повторные измерения с привлечением дополнительных методов контроля. Это создает информационную избыточность и в свою очередь приводит к дополнительным, зачастую неоправданным эксплуатационным затратам. В-третьих, ошибки диагноза и задержки в принятии решений приводят к избыточности корректирующих воздействий, что также удорожают эксплуатацию трансформаторов.

Таким образом, в традиционной системе диагностического контроля присутствуют механизмы, тормозящие переход к ТОиР по фактическому состоянию, отрицательно влияющие на эффективность эксплуатации МНТО и в целом на надежность электрических сетей.

Перспективным дополнением традиционного периодического контроля является непрерывный контроль (мониторинг) состояния оборудования под рабочим напряжением [11]. Этому способствует разработка и внедрение на объектах электроэнергетики автоматизированных систем диагностического мониторинга (АСДМ) и их интеграция в АСУ ТП [86]. Задачи, возлагаемые на АСДМ, создают условия для сведения к минимуму рисков технологических нарушений и крупных аварий, организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования по техническому состоянию и управления его ресурсом, сокращения эксплуатационных затрат за счет принятия оперативных и обоснованных решений о возможности продолжения эксплуатации или необходимости замены МНТО. Известны разнообразные варианты реализации систем диагностического мониторинга как иностранного, так и российского производства, которые отличаются составом функций, набором датчиков и измерительных каналов, элементной базой, конструктивными особенностями, математическим и алгоритмическим обеспечением, стоимостью [21]. Многообразие реализаций АСДМ МНТО чрезвычайно затрудняет выбор наилучшего из решений применительно к трансформаторам разной мощности и класса номинального

напряжения, срока службы и уровня ответственности в электрической сети.

Таким образом, очевидна необходимость целенаправленного классификационного анализа систем диагностического мониторинга МНТО, а также условий их эффективного применения.

## **2.2 Классификационный анализ систем диагностического мониторинга МНТО и условий их эффективного применения**

Общие технические требования к системам мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов сформулированы в [87]. Согласно этим требованиям структура АСДМ СТ должна включать три иерархических уровня: нижний уровень – комплекс первичных преобразователей и датчиков контроля текущих параметров (газосодержания, влагосодержания, контроля основной изоляции и изоляции вводов и т.п.); средний уровень – блок мониторинга и управления, осуществляющий сбор данных, поступающих от преобразователей и датчиков; верхний уровень – уровень центральных вычислительных ресурсов, включающий комплекс прикладных программ и автоматизированное рабочее место эксплуатационного персонала (АРМ ЭП). Средствами верхнего уровня АСДМ обеспечивается математическая поддержка экспертной оценки и прогноза технического состояния СТ, а также определения мер по его своевременному обслуживанию или замене.

### ***Принципы формирования информационного пространства диагностического мониторинга силовых трансформаторов.***

Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов условно можно подразделить на стационарные и мобильные. Основной задачей обоих видов систем является обнаружение дефектов в оборудовании на ранней стадии их развития без отключения от сети. Это позволяет предотвратить опасные тенденции задолго до их предельного проявления и аварийного отказа оборудования. Стационарные системы диагностического

мониторинга реализуют непрерывный (on-line) контроль параметров, оценку состояния отдельной единицы оборудования и интегральную оценку состояния подстанции в целом и строятся на базе специализированного комплекса аппаратных и программных средств. Мобильные системы мониторинга предусматривают периодическое применение методов раннего диагностирования совместно с контролем режима работы СТ и результатами традиционных измерений на отключенном оборудовании.

Стоимость стационарных систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов достаточно высока и колеблется в зависимости от функциональных свойств и конфигурации. По некоторым оценкам их стоимость совместно с монтажом и обслуживанием составляет 10-15% от стоимости основного оборудования. Чем больше функциональных возможностей заложено в систему диагностического мониторинга, точнее используемые в ее составе методы измерений и оценки состояния, тем она дороже. Применение таких систем должно быть экономически оправдано при установке на мощные, дорогостоящие трансформаторы ответственных сетевых подстанций 220-750 кВ и электрических станций при новом строительстве или реконструкции, а также на трансформаторы с длительным сроком эксплуатации в случае высоких экономических рисков отказа [88].

Для самого массового МНТО, такого как СТ 110-35-10(6) кВ распределительных электрических сетей наиболее оправдано применение мобильных систем диагностического мониторинга. Стоимость подобных систем может и должна быть значительно снижена. Это достигается в частности за счет комбинированного использования технологической автоматики, средств телемеханики, микропроцессорных защит, АСКУЭ, регистраторов аварийных событий, пр. в качестве первичных датчиков, преобразователей и информационных каналов в сочетании с одним или несколькими специализированными датчиками: температуры, влажности, газосодержания [89].

Структура и размерность информационного пространства в системах

непрерывного диагностического мониторинга существенно различается [90-92]. В качестве примера в таблице 2.1 приведена структура информационного пространства, реализованного в системе ТЕС (ABB Power Technology) [21].

Обобщенно формирование пространства контролируемых в АСДМ параметров подчиняется одному из следующих принципов:

- контролируется максимальное количество параметров по возможному числу видов развивающихся при работе трансформатора дефектов;
- контролируются наиболее важные параметры, для которых установлены связи с выявляемыми с их помощью дефектами;

Таблица 2.1 – Информационное пространство АСДМ ТЕС (ABB Power Technology)

Контролируемые параметры	Вид дефекта							
	Дефект в обмотке	Дефект в изоляции	Дефект сердечника	Горячие точки	Дугообразование	Пузырьки газа	Грязь в масле	Утечки в системе
Влага в масле				+				+
Газы в масле	+	+	+	+	+	+	+	
Частичные разряды	+	+			+	+	+	
Температура	+		+	+				
Вибрация	+		+					
Пробивное напряжение масла				+		+	+	
Перегревы	+		+	+				

- контролируются параметры, поддерживающие только те функции системы, для которых стоимость реализации в системе непрерывного контроля не превышает ее стоимость в системе традиционного периодического контроля.

Таким образом, упрощение системы диагностирования и чрезмерное сокращение числа контролируемых параметров приводят к снижению достоверности оценки технического состояния оборудования, и ограничивает возможность его длительной надежной эксплуатации. С другой стороны,

результатом необоснованного усложнения системы диагностирования является информационная избыточность и не востребованность заключений о состоянии отдельных частей оборудования [93]. В любом случае внедрение системы непрерывного диагностирования на основе мониторинга параметров МНТО потребует предварительного технико-экономического обоснования с учетом уровня автоматизации, типов контролируемого оборудования и его технологической значимости для электроснабжения обслуживаемой территории.

### ***Критерии выбора АСДМ***

Как следует из анализа многочисленных источников информации основными критериями для обоснованного выбора состава диагностических тестов и конфигурации систем диагностического мониторинга СТ являются:

- соотношение функциональных возможностей и стоимости реализации системы диагностического мониторинга;
- оценка вероятных экономических рисков при возникновении аварийных ситуаций в сети по причине повреждения оборудования из-за отсутствия на нем системы диагностического мониторинга;
- статистика повреждаемости элементов высоковольтного оборудования конкретного типа и конкретной марки, характеризующая его эксплуатационные свойства и, прежде всего, надежность.

В полной мере удовлетворяющим указанным критериям представляется подход к организации диагностического мониторинга электрооборудования компании DIMRUS [94,95], ключевыми положениями, которого являются:

- 1) гибкий модульный принцип формирования систем диагностического мониторинга, обеспечивающий возможность их наращивания и усложнения по мере необходимости;
- 2) охват системами диагностического мониторинга всех типов ответственного оборудования подстанций и примыкающих к ним линий электропередачи с интеграцией в АСУТП объекта, что особенно важно с

точки зрения повышения надежности и экономичности эксплуатации сети;

3) оснащение АСДМ методами диагностирования, пригодными для контроля параметров оборудования в режиме on-line с корректировкой для этого ряда нормативных требований;

4) необходимость использования для оценки состояния оборудования новых синтезированных параметров (признаков) с формулировкой и обоснованием их физического смысла;

5) возможность дополнения информации от первичных датчиков систем мониторинга данными периодических испытаний, проводимых ремонтным персоналом на отключенном электрооборудовании, которая позволит повысить информативность итоговых экспертных заключений и частично снизить затраты на внедрение системы мониторинга;

6) повышение функциональной значимости среднего уровня АСДМ (блока мониторинга и управления) за счет оснащения мощными программируемыми контролерами, обеспечивающими наряду с обработкой информации ее интерпретацию и оценку состояния оборудования по одному или нескольким методам диагностирования, что в ряде случаев позволяет упростить и удешевить систему мониторинга, исключив дублирование функций;

7) оснащение каждого метода диагностирования для каждого типа электрооборудования подстанции встроенной экспертной системой, работающей в идеальном случае в автоматическом режиме и позволяющей оперативно формировать диагноз;

8) внедрение широкой линейки простых, относительно дешёвых и универсальных компонентов (датчиков, реле, алгоритмов, программных средств) собственного производства, закрывающих практически все потребности отечественного рынка в системах диагностического мониторинга с учетом индивидуальных особенностей оборудования и его технологического назначения.

Таким образом, указанный подход создает условия для

индивидуального выбора доступной или желаемой конфигурации АСДМ практически любой сложности за счет унификации технических решений. Следует отметить, что приведенные выше положения и в особенности пункты 4, 5, 7 наиболее созвучны сформулированным в диссертации идеям разработки интеллектуальных методов принятия решений на основе предварительной обработки диагностической информации и идентификации технического состояния электрооборудования в процессе его эксплуатации.

При мониторинге качество и достоверность оценки текущего состояния оборудования зависят не только от выбора комплекса информативных контролируемых параметров, но также от класса моделей, обеспечивающих подобную оценку. Таким образом, актуальной является задача разработки математических моделей среднего и верхнего уровня АСДМ со специальными свойствами, необходимыми для использования в алгоритмическом и программном обеспечении систем диагностического мониторинга. Указанные свойства моделей в рамках математической поддержки АСДМ СТ сформулированы в [96] и содержат следующее:

- 1) простота математического аппарата и его адекватность решаемым задачам;
- 2) возможность использования наряду с параметрами контролируемого в on-line режиме СТ результатов периодических измерений параметров на однотипном оборудовании (статистику);
- 3) максимальную достоверность получаемых оценок (минимум ошибок диагноза);
- 4) возможность адаптации к изменяющимся условиям эксплуатации (обучаемость моделей);
- 5) инвариантность к количественным и качественным характеристикам входного информационного пространства мониторинга;
- б) высокую степень визуализации результатов и удобство для анализа.

## 2.3 Разработка теоретических основ статистической идентификации и принятия решений применительно к МНТО

### 2.3.1 Стохастическая сущность и диагностическая ценность данных измерений

Одной из важнейших задач в системах диагностического контроля (мониторинга) электрооборудования является измерение комплекса параметров, характеризующих его состояние. В общем случае комплекс контролируемых параметров объекта можно представить в виде вектора  $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^t$  размерностью  $n$ , описывающего любую произвольную точку пространства измерений. Размерность  $n$  и мощность  $N$  исходного пространства измерений зависят от вида системы диагностического контроля. Размерность пространства измерений должна определяться с учетом информативности или диагностической ценности измеряемых параметров. Здесь под диагностической ценностью параметра понимается его чувствительность к изменениям состояния объекта (его отдельного элемента) в определенных режимах работы и при определенных условиях эксплуатации. Следует отметить, что увеличение размерности пространства измерений (количества измеряемых параметров), как впрочем, и чрезмерное его сокращение, отнюдь не гарантирует высокой достоверности диагноза, а напротив, увеличивает вероятность ошибки и ограничивает возможности системы диагностического контроля состояния оборудования. Другое дело мощность пространства  $N$ . Она характеризует количество однородных измерений параметров  $x_i$  ( $i = \overline{1, n}$ ) и позволяет работать с ними как с реализациями случайной величины с использованием методов математической статистики.

При условии, что элементы множества измерений представляют собой

реализации случайной величины, их распределение характеризуется некоторым вероятностным законом с известными функциями  $F(x)$  и плотностями  $f(x) = \frac{F(x)}{dx}$  распределения – интегральными характеристиками

[97]. Для определения закона распределения случайной величины, как правило, достаточно получить одну или несколько числовых констант, участвующих в его формировании. Так, например, нормальное распределение случайной величины  $x$  описывается плотностью

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-M)^2}{2\sigma^2}\right],$$

где числовыми константами являются  $M$  -

математическое ожидание;  $\sigma$  - среднеквадратическое отклонение.

В системах непрерывного диагностирования (мониторинга), производящих ежеминутные измерения, проблема формирования представительного статистического множества диагностических параметров отсутствует. Однако возникает необходимость компактизации (сжатия) данных для удобного их хранения. В системах периодического диагностирования для формирования представительного множества параметров не достаточно измерений параметров  $x_i$  ( $i = \overline{1, n}$ ) на отдельно взятой единице оборудования, поскольку эти измерения выполняются с относительно большой периодичностью [20]. В подобном случае прибегают к использованию ретроспективы измерений на большом количестве однотипного оборудования с одинаковыми условиями эксплуатации. Такой подход к формированию представительного множества контролируемых параметров является статистически корректным и вполне оправданным с точки зрения ожидаемых диагностических преимуществ. Для подтверждения корректности подхода необходимо применять процедуру проверки гипотезы об однородности исходного статистического материала.

Для однородных множеств измерений характерны «нормальные» случайные отклонения от гипотетической средней величины, обусловленные

специфическими особенностями отдельных элементов множества. К таковым, например, следует отнести: систематические погрешности измерительной аппаратуры, влияние атмосферных изменений, режимные колебания параметров и т.п. Однородные множества и полученные на их основе выборки данных позволяют применять статистический анализ и обеспечить не только выявление тенденций изменения во времени отдельных параметров объекта, что является, кстати, весьма продуктивным с диагностической точки зрения, но и более глубокую оценку его технического состояния.

В случае если множество статистических данных является неоднородным (опровергнута начальная гипотеза об однородности), необходимо выполнить предварительный анализ структуры данных. Неоднородность статистических данных может быть обусловлена одной из следующих причин:

- 1) наличием значительных отклонений, вызванных грубыми ошибками («плохие» данные);
- 2) неправильным отнесением элементов множества к типичному классу состояний (ошибки классификации).

Каждая из указанных причин может быть успешно устранена одним из известных способов [98]. При этом практически всегда удается восстановить однородность множества и использовать самые эффективные методы статистической обработки информации. Так, например, устранение причины 1 гарантированно обеспечит исключение «плохих» данных из сформированных выборок. Для устранения причины 2 требуется декомпозиция (разбиение) исходного множества на ряд подмножеств, в каждом из которых выполняется свойство однородности данных. Иными словами необходимо решать задачу статистической классификации, для чего имеется мощный математический аппарат.

Принятый в диссертационной работе подход к обработке исходного статистического материала, представляющего собой массивы

диагностической информации об оборудовании, идеологически близок к подходу, описанному в [98]. Следуя данному подходу, однородность случайной совокупности следует рассматривать в двух аспектах: качественном и количественном. Качественная однородность (одноразностность) присуща любой неоднородной совокупности, элементы которой сформированы под воздействием общих причин и условий, а их законы распределения имеют простую структуру. Если применить декомпозицию к такой совокупности, то есть разделить ее на части, то возможно получить несколько однородных совокупностей каждая со своими количественными характеристиками. Таким образом, согласно [98] неоднородность случайной совокупности следует рассматривать как результат смешения нескольких однородных совокупностей.

Указанное представление позволяет сформировать другое, более общее в философском смысле понимание задачи статистической классификации и осознанно подойти к выбору методов и алгоритмов ее решения.

### **2.3.2 Сравнительный анализ классических методов статистической теории распознавания образов**

Проблеме обработки больших массивов специальной информации посредством классификации и распознавания образов посвящено большое количество фундаментальных и прикладных работ [47, 99-102] значительная часть которых может быть отнесена к классике жанра. Результаты данных исследований с профессиональной тщательностью обобщают и детализируют различные аспекты и стороны проблемы во многих областях ее проявления [52,103,104].

Актуальность задач классификации и распознавания образов особенно высока в сфере технической диагностики и эксплуатации электрического оборудования станций и сетей, где от достоверности оценок и оперативности

воздействий зависит надежность, экономичность и качество функционирования отдельных объектов и электроэнергетики в целом.

В данном разделе приводится краткий аналитический обзор существующих математических подходов и методов распознавания. Его цель состоит в выявлении границ применимости общих теоретических решений для разработки эффективных моделей автоматической идентификации состояний маслонаполненного трансформаторного оборудования, использующих диагностическую информацию, их методического и алгоритмического обеспечения.

Согласно положениям классической теории [47] задача статистической классификации и распознавания образов состоит из комплекса взаимосвязанных подзадач, каждая из которых в зависимости от специфики объекта и характера данных может быть решена тем или иным наилучшим образом. Структура комплексной задачи показана на рисунке 2.1.

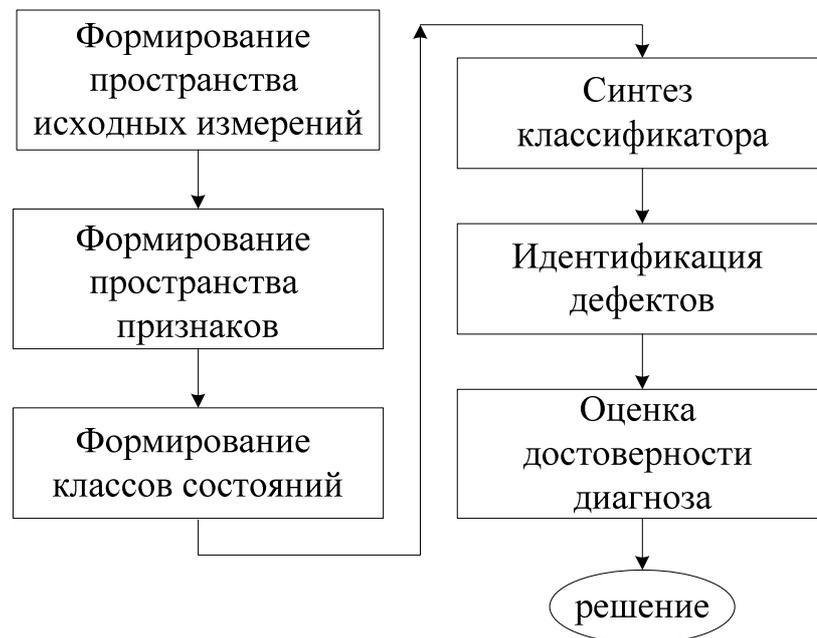


Рисунок 2.1 – Структура задачи распознавания образов применительно к диагностированию электрооборудования.

**Формирование пространства исходных измерений.** Данная подзадача обсуждалась в предыдущем разделе главы. Анализ показывает, что в общем случае набор и количество  $n$  измеряемых параметров формируется

экспертным путем с учетом специфики объекта, типа и конструктивных особенностей оборудования, принятой системы диагностического контроля (мониторинга) и т.п. Так, например, для силовых трансформаторов при традиционной системе периодического диагностирования количество контролируемых параметров может достигать 20-25 [20]. Следует учитывать, что некоторые из них с точки зрения оценки состояния оборудования имеют слабую информативность либо дублируют друг друга. Таким образом, исходно закладывается некоторая информационная избыточность.

Важно отметить одну характерную особенность контролируемых параметров электрооборудования, которые являются случайными переменными с определенными вероятностными законами распределения. В процессе эксплуатации оборудования случайные отклонения его контролируемых параметров от своего условного среднего («общего уровня») или установленной нормы происходят под воздействием множества случайных факторов, каждый из которых вносит свой незначительный, независимый вклад в суммарное отклонение. В связи с этим большинство контролируемых технических параметров нормально распределены либо имеют распределение близкое к нормальному, что не противоречит положениям центральной предельной теореме Ляпунова [97].

**Выбор разграничительных признаков.** Понятие «признак» играет центральную роль, как в техническом диагностировании, так и в построении математических процедур распознавания образов. В техническом диагностировании под признаком понимают параметр, изменение которого наиболее полно характеризует изменение состояния отдельного узла или технического устройства в целом. На практике в качестве информативных признаков используют как непосредственно физические параметры объекта: напряжение, ток, температуру, так и различные комбинации первичных параметров, полученные расчетно-аналитическим путем с помощью специально разработанных моделей. С математической точки зрения требования к количеству и качеству разграничительных признаков

определяются достаточностью для описания классов состояний объекта в многомерном пространстве признаков, то есть для разбиения этого пространства на области, соответствующие контролируемым классам. В общем случае размерность  $m$  вектора признаков  $Y = [y_1, y_2, \dots, y_m]^t$  может существенно отличаться от размерности вектора  $X$  входных измерений, как в большую, так и в меньшую сторону.

Задача выбора разграничительных признаков является определяющей для качественной классификации, поскольку значительная размерность  $m$  исходного пространства признаков и низкая их информативность ограничивают возможности построения линейно разделимых классов состояний. В этой связи продуктивно использование понятия линейно реализуемой дихотомии [102]. По смыслу оно означает, что предложенный вариант дихотомии классов состояний объекта в  $m$ -мерном пространстве признаков может гарантировать их линейную разделимость с вероятностью:

$$P_{n,m} = \begin{cases} 2^{1-n} \sum_{i=0}^m C_{n-1}^i & n > m \\ 1 & n \leq m \end{cases}$$

где  $N$  – мощность выборки связана с размерностью пространства диагностических признаков зависимостью  $N = \alpha(m+1)$ ,  $\alpha \geq 0$ . Вероятность линейной реализуемости дихотомии обладает интересным свойством. Очевидно, параметр  $\alpha$  всегда можно подобрать так, чтобы независимо от размерности  $m$  пространства признаков значение  $\alpha(m+1)$  было равно количеству измерений в выборке ( $N$ ).

Таким образом, актуальным является сокращение размерности рабочего пространства диагностических признаков путем его преобразования с выделением наиболее информативных (значимых) и исключением мало информативных.

Сравнительную оценку информативности признаков  $y_1$  и  $y_2$  можно

выполнить, например, сравнением их вероятностных характеристик в случае, когда известны условные плотности распределений  $p(y_1 / \Pi_j)$ ,  $p(y_2 / \Pi_j)$  и априорные вероятности  $P(\Pi_j)$  для каждого из выделенных классов состояний  $\Pi_j$  ( $j = \overline{1, k}$ ) или, по крайней мере, числовые характеристики этих распределений  $M_{i,j}$  и  $\sigma_{i,j}^2$ , ( $i = \overline{1, m}$ ). Для этого рассчитываются математические ожидания дисперсии каждого  $i$ -го признака по классам:  $M[\sigma_{i,j}^2] = \sum_{j=1}^k \sigma_{i,j}^2 P(\Pi_j)$ , а затем сравниваются  $M[\sigma_{1,j}^2]$  с  $M[\sigma_{2,j}^2]$ . Если при прочих равных условиях  $M[\sigma_{1,j}^2] < M[\sigma_{2,j}^2]$ , то информативность признака  $y_1$  выше, чем  $y_2$ , так как вдоль оси признака  $y_1$  реализации располагаются компактней, чем по оси признака  $y_2$ .

Выбор и оценку информативных признаков также можно произвести на основе энтропийного подхода [100]. До проведения измерений признаков исходная априорная энтропия (степень неопределенности), характеризующая состояние объекта контроля:  $H(\Pi) = - \sum_{j=1}^k P(\Pi_j) \log_2 P(\Pi_j)$ . Количество

информации, которое получает система распознавания после измерения признака  $y_i$  при условии, что признак принимает дискретные значения с

вероятностью  $P(y_{1,l}) = \sum_{j=1}^k P(\Pi_j) p(y_{i,l} / \Pi_j)$ , ( $l = \overline{1, L}$ ), а полная условная

энтропия системы после измерения всех  $L$  значений признака равна

$$\bar{H}(\Pi / y_i) = - \sum_{j=1}^k P(\Pi_j) \sum_{r=1}^k \sum_{l=1}^L p(y_{i,l} / \Pi_r) P(\Pi_r / y_{i,l}) \log_2 P(\Pi_r / y_{i,l}),$$

получается в виде:  $J_i = H(\Pi) - \bar{H}(\Pi / y_i)$ . В процессе определения всех

значений  $J_i$  ( $i = \overline{1, m}$ ), производится их сравнение и выбор наиболее информативных признаков по критерию  $J_i \Rightarrow \max$ .

Принципиально иной подход к формированию пространства диагностических признаков может быть реализован с применением, например, метода факторного анализа [105].

Стохастический факторный анализ фактически представляет собой линейное преобразование пространства признаков в пространство меньшей размерности и направлен на решение двух основных задач:

- определения взаимосвязей между наблюдаемыми параметрами с помощью установления корреляционных зависимостей;
- сокращения количества наблюдаемых параметров за счет преобразования по критерию максимума остаточной дисперсии.

Математическая процедура факторного анализа базируется на преобразовании случайного вектора входных измерений  $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^t$  в случайный вектор признаков  $Y = [y_1, y_2, \dots, y_m]$  меньшей размерности ( $m < n$ ):

$$X = \Phi \cdot Y, \quad (2.1)$$

где  $\Phi$  - матрица преобразования размерностью  $(m \times n)$ .

Тогда для определения элементов случайного вектора  $Y$  потребуется получить транспонированную матрицу  $\Phi^t$ . Оценка исходного вектора  $X$  в  $m$ -мерном пространстве признаков

$$\hat{X}(m) = \sum_{i=1}^m y_i \Phi_i + \sum_{i=m+1}^n b_i \Phi_i$$

неизбежно содержит ошибку преобразования, возникшую за счет уменьшения размерности:

$$\begin{aligned}\Delta X(m) &= X - \hat{X}(m) = X - \sum_{i=1}^m y_i \Phi_i + \sum_{i=m+1}^n b_i \Phi_i = \\ &= \sum_{i=1}^n y_i \Phi_i - \sum_{i=1}^m y_i \Phi_i - \sum_{i=m+1}^n b_i \Phi_i = \sum_{i=m+1}^n (y_i - b_i) \Phi_i\end{aligned}$$

Эффективность преобразования пространства исходных измерений в новое пространство признаков удобно оценивать по критерию минимума среднеквадратичной ошибки, которая вычисляется следующим образом:

$$\varepsilon^2(m) = M \left[ \|\Delta X(m)\|^2 \right] = M \left[ \sum_{i=m+1}^n (y_i - b_i)^2 \right] = \sum_{i=m+1}^n M \left[ (y_i - b_i)^2 \right].$$

Значение константы  $b_i$  определяется из соотношения

$$\frac{\partial \varepsilon^2(m)}{\partial b_i} = \frac{\partial}{\partial b_i} M \left[ (y_i - b_i)^2 \right] = -2M \left[ (y_i - b_i) \right] = -2(M[y_i] - b_i) = 0 \quad (2.2)$$

и однозначно равно  $b_i = M[y_i]$ . С учетом данного условия выражение (2.2) может быть преобразовано к виду:

$$\begin{aligned}\varepsilon^2(m) &= \sum_{i=m+1}^n M \left[ (y_i - b_i)^2 \right] = \sum_{i=m+1}^n \Phi_i^t M \left[ (X - M[X])(X - M[X])^t \right] \cdot \Phi_i = \\ &= \sum_{i=m+1}^n \Phi_i^t \Sigma_X \Phi_i,\end{aligned}$$

где  $\Sigma_X$  - ковариационная матрица вектора  $X$ .

Применение дискретного разложения Карунена-Лоева [47,103] позволяет осуществить оптимальный выбор матрицы преобразования  $\Phi$  из условия

$$\Sigma_X \Phi_i = \lambda_i \Phi_i,$$

где:  $\lambda_i$ ,  $\Phi_i$  - собственные числа и собственные векторы ковариационной матрицы. При этом минимальная среднеквадратичная ошибка

преобразования будет равна сумме собственных чисел ковариационной

$$\text{матрицы } \varepsilon^2(m) = \sum_{i=m+1}^n \lambda_i.$$

Конечный вид  $Y = (A^t A)^{-1} A^t X$  преобразование, обратное (2.1)

получит при использовании матрицы нагрузок  $A$ , элементы которой

$$\text{определяются по формуле } a_{ik} = \frac{\Phi_{ik} \sqrt{\lambda_k}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m \Phi_{ik}^2}}.$$

Целесообразное количество  $m$  информативных диагностических признаков следует выбирать, исходя из анализа величины остаточной дисперсии  $\sigma_{\text{ост}}^2$  матрицы нагрузок  $A$  с учетом последовательно

исключаемых мало информативных признаков. Одна из практических рекомендаций по выбору целесообразной размерности признакового

пространства, согласно которой  $\sigma_{\text{ост}}^2 = \sum_{i=1}^m a_{ik}^2 \leq 0,75 \sum_{i=1}^n a_{ik}^2$ , содержится в

[106]. Однако итоговое решение о целесообразном количестве информативных диагностических признаков, на основе которого будет строиться система распознавания, принимается в результате анализа специфики задачи и особенностей исходной информации.

**Формирование классов состояний.** Теоретически различная глубина диагностирования допускает использование любого произвольного количества  $k$  классов состояний наблюдаемого объекта [102]. Однако на практике количество классов состояний всегда ограничено либо возможностями системы сбора и обработки диагностической информации, либо, как было отмечено выше, возможностью наилучшей делимости многомерного пространства признаков. Большинство практических задач распознавания состояния электрооборудования решаются в постановке дихотомии классов ( $k = 2$ ). Наиболее рациональным представляется подход

[99], при котором вариант линейно реализуемой дихотомии является доминирующим даже при  $k > 2$ . В этом случае границы раздела классов состояний строятся последовательно между каждым из выделенных классов и всеми остальными вместе взятыми. Их количество  $g$  определяется по выражению  $g = k(k - 1) / 2$ .

**Синтез классификатора.** Классификатором или решающей функцией называют условие (правило), по которому принимается решение об отнесении состояния объекта, наблюдаемого с помощью  $m$ -мерного случайного вектора диагностических признаков, к одному из возможных классов. Задача синтеза классификатора, хотя и не лишена достаточного формализма, относится к наиболее сложным и противоречивым в теории распознавания образов.

Различают параметрический и непараметрический подходы к построению решающих функций [47,107].

Основное место в задаче построения классификатора занимает Байесовская теория принятия решений. Этот подход базируется на положении, что для любой выборочной совокупности случайных параметров (признаков)  $X \in \{x_i\}$  ( $i = \overline{1, m}$ ) известны априорные вероятности принадлежности к каждому из возможных классов  $P(\Pi_j)$ , ( $j = \overline{1, k}$ ), а также условные плотности вероятностей  $p(x_i / \Pi_j)$ . Поскольку в большинстве практических случаев данное положение имеет достаточные основания, указанный подход заслуживает особого внимания.

Байесовская теория решений опирается на формулу Байеса, позволяющую определять апостериорные вероятности  $P(\Pi_j / X)$  в виде:

$$P(\Pi_j / X) = \frac{P(X / \Pi_j)P(\Pi_j)}{p(X)}, \quad (2.3)$$

где  $p(X)$  есть плотность вероятности вектора контролируемых параметров (признаков).

Байесовский классификатор (решающее правило) при наличии двух альтернативных классов состояний ( $j=1,2$ ) строится с использованием формулы (2.3) путем замены общего знаменателя  $p(X)$  в выражениях апостериорных вероятностей классов:

$$\frac{p(X / \Pi_1) > P(\Pi_2)}{p(X / \Pi_2) < P(\Pi_1)} \Rightarrow X \in \begin{cases} \Pi_1 \\ \Pi_2 \end{cases} \text{ или}$$

$$g(X) = -\ln \left[ \frac{p(X / \Pi_1)}{p(X / \Pi_2)} \right] - \ln \left[ \frac{P(\Pi_2)}{P(\Pi_1)} \right] > 0 \Rightarrow X \in \begin{cases} \Pi_1 \\ \Pi_2 \end{cases}. \quad (2.4)$$

В выражении (2.4) первое слагаемое представляет собой логарифм отношения условных плотностей вероятности классов, называемого отношением правдоподобия, а под логарифмическое выражение во втором слагаемом задает некоторый его порог. Значение порога весьма произвольно в зависимости от условий формирования классификатора.

Байесовское решающее правило априори обеспечивает наименьшую из всех возможных ошибку классификации [47,99] и в этом смысле является наиболее предпочтительным при решении задач практической идентификации (распознавания). Вероятность суммарной ошибки классификатора складывается из вероятности неправильного отнесения объекта к классу  $\Pi_1$  в то время как он принадлежит классу  $\Pi_2$  и вероятности неправильного отнесения объекта к классу  $\Pi_2$  в то время как он принадлежит классу  $\Pi_1$ :  $\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2$ . В технической диагностике [52]  $\varepsilon_1$ ,  $\varepsilon_2$  называют ошибками первого и второго рода или «пропуском дефекта» и «ложной тревогой». Нетрудно убедиться, что ошибки  $\varepsilon_1$  и  $\varepsilon_2$  образуют полную группу событий, поэтому  $\varepsilon_2 = 1 - \varepsilon_1$ .

Решающее правило (2.4) получено при условии классификации по максимуму апостериорной вероятности  $p(\Pi_j / X)$ , что гарантирует

минимальную вероятность ошибки решения. Однако существуют и другие условия для синтеза классификатора. Так, например, Байесовское решающее правило может быть сформировано из условия минимизации риска принятия любого неверного решения, где под риском понимается математическое ожидание некоторой функции потерь [47]:

$$g(X) = -\ln \left[ \frac{p(X / \Pi_1)}{p(X / \Pi_2)} \right] - \ln \left[ \frac{P(\Pi_2)}{P(\Pi_1)} \cdot \frac{(l_{12} - l_{22})}{(l_{21} - l_{11})} \right] > 0 \Rightarrow X \in \begin{cases} \Pi_1 \\ \Pi_2 \end{cases}. \quad (2.5)$$

Здесь:  $l_{12}$  и  $l_{21}$  - потери от ошибки типа «пропуск дефекта» и «ложная тревога»; потери от принятия правильного решения  $l_{11}$  и  $l_{22}$  зачастую приравнивают нулю. Вычисление отношения правдоподобия позволяет воспользоваться и другими критериями построения классификатора. Частный случай решающего правила (2.5) может быть реализован с применением критерия Неймана-Пирсона, который обеспечивает минимум среднего риска при заданном уровне вероятности одной из ошибок классификации, например  $\varepsilon_2 = \varepsilon_{\text{зад}}$ . Минимаксный критерий, обеспечивает минимизацию максимально возможного риска даже при изменении априорных вероятностей  $P(\Pi_j)$  [47].

Характерно, что разнообразие критериев для оптимизации Байесовского классификатора кардинальным образом не влияет на приоритетность решающих правил (2.4) и (2.5), реализующих наиболее общие свойства отношения правдоподобия.

В случаях, когда реализации случайных векторов  $X$  в каждом из классов состояний наблюдаемого объекта подчиняются нормальному закону распределения, плотность вероятности имеет следующий вид:

$$p(X) = (2\pi)^{-n/2} \cdot |\Sigma|^{-1/2} \exp \left[ -\frac{1}{2} (X - M)^T \Sigma^{-1} (X - M) \right],$$

где  $\mathbf{M}$  - вектор математического ожидания,  $\Sigma$  - ковариационная матрица.

При наличии дихотомии классов ( $i=1,2$ ) Байесовское решающее правило (2.4) выглядит в виде:

$$g(X) = \frac{1}{2}(X - M_1)^T \Sigma_1^{-1}(X - M_1) - \frac{1}{2}(X - M_2)^T \Sigma_2^{-1}(X - M_2) + \frac{1}{2} \ln \frac{|\Sigma_1|}{|\Sigma_2|} - \ln \left[ \frac{P(\Pi_2)}{P(\Pi_1)} \right] > 0 \Rightarrow X \in \begin{cases} \Pi_1 \\ \Pi_2 \end{cases}. \quad (2.6)$$

Классификатор можно представить в канонической форме независимо от вида плотности вероятности  $p(X)$  посредством системы дискриминантных (весовых) функций  $g_i(X)$ , ( $i = \overline{1, k}$ ). Каноническая форма классификатора ставит в соответствие вектор признаков  $X$  классу  $\Pi_j$ , если для всех  $j \neq i$  справедливо неравенство  $g_i(X) > g_j(X)$ . При этом из  $k$  дискриминантных функций выбирается решение, соответствующее наибольшей из них. Запись канонической формы – наиболее простой и естественный способ задания Байесовского классификатора, принципиальная схема которого показана на рисунке 2.2.

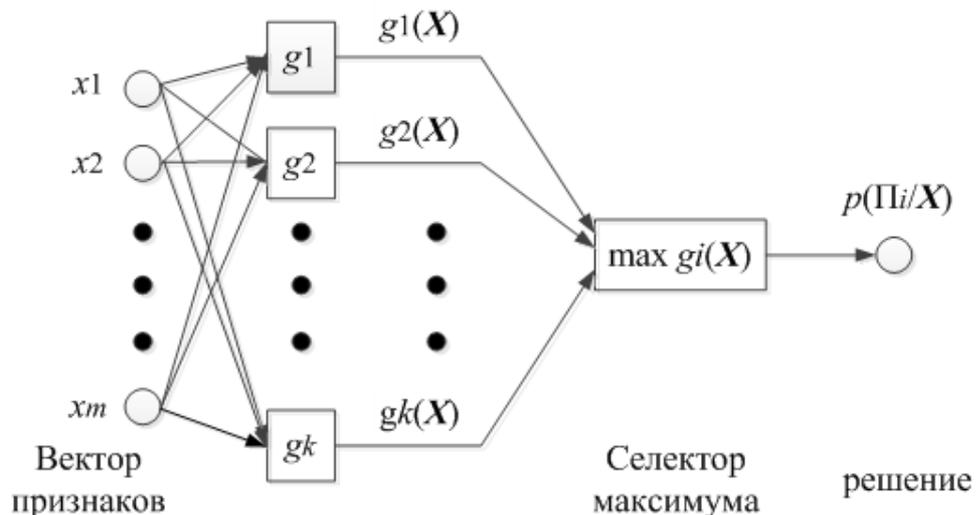


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема байесовского классификатора, минимизирующего ошибку решения.

Вид дискриминантной функции может быть достаточно произволен с

точки зрения понятности или удобства вычислений, например:

$$g(X) = p(\Pi_i / X),$$

$$g(X) = p(\Pi_i / X) - p(\Pi_j / X)$$

$$g(X) = \ln \left( \frac{p(X / \Pi_i)}{p(X / \Pi_j)} \right) + \ln \left( \frac{p(\Pi_i)}{p(\Pi_j)} \right),$$

и это совершенно не отражается на решении. Таким образом, замена  $g_i(X)$  на монотонно возрастающую функцию  $\phi[g_i(X)]$  ни как не отражается на результирующей классификации. Данное обстоятельство позволяет использовать дискриминантные функции для описания границ раздела классов состояний в пространстве диагностических признаков.

Большие возможности в плане построения классификаторов открывает использование дискриминантных функций в виде линейного (кусочно-линейного) либо нелинейного полинома [102].

Простой и удобный вариант многомерной линейной дискриминантной функции выглядит следующим образом:

$$g(X) = w_0 + w_1 x_1 + w_2 x_2 + \dots + w_n x_n = \sum_{i=1}^n w_i x_i + w_0$$

или в матричной форме:

$$g(X) = W \cdot X, \quad (2.7)$$

где  $W = (w_0, w_1, w_2, \dots, w_n)^t$  - вектор весовых коэффициентов,  $X = (1, x_1, x_2, \dots, x_n)^t$  - дополненный вектор контролируемых параметров (признаков).

Предполагается, что в случае разбиения пространства состояний на два класса (дихотомия) решающая функция (2.7) обладает следующим свойством

$$g(X) = W \cdot X \begin{cases} > 0, & \text{если } X \in \Pi_1 \\ < 0, & \text{если } X \in \Pi_2 \end{cases}.$$

При этом основными этапами решения являются определение вида дискриминантной функции и выбор способа расчета весовых коэффициентов. Как показывают исследования определение вида дискриминантных функций производится исходя из соображений геометрической близости образов внутри одного класса и удаленности между образами, принадлежащими различным классам состояний. Так применение линейных функций вида (2.7) наиболее оправдано в случае гауссовского распределения случайного вектора признаков и линейно разделимых классов. Здесь эффективность означает качество распознавания, то есть высокую достоверность решения. Если классы линейно не разделимы, их количество  $k > 2$  и вид распределения плотности вероятности  $p(X)$  произволен, применение линейной дискриминантной функции для моделирования разделяющих границ нецелесообразно в связи с возрастающей ошибкой классификации. В этих условиях добиться линейной разделимости классов возможно одним из двух способов:

1) заменой  $\phi[g_i(X)]$  линейной дискриминантной функции на кусочно-линейную или нелинейную;

2) нелинейным преобразованием  $Y = \psi(X)$  исходного пространства диагностических признаков в новое пространство согласно теореме Ковера о разделимости образов [108]. Использование нелинейного преобразования пространства исходных признаков достигается уменьшение расстояния между образами, принадлежащими одному классу, и соответственно увеличение расстояний между соседними классами. Практическое подтверждение данного положения применительно к распознаванию состояний силовых маслонаполненных трансформаторов было получено в работах [109,110]. Таким образом, получение границы раздела классов в

пространстве диагностических признаков при заданном виде дискриминантной функции заключается в расчете вектора весовых коэффициентов. При отсутствии возможностей предварительной оценки вероятностных характеристик случайной совокупности входных переменных используют непараметрические методы построения классификатора.

Одним из непараметрических методов моделирования границы раздела классов, обеспечивающим формирование вектора весовых коэффициентов согласно принятым критериям эффективности распознавания, является применение искусственных нейронных сетей (ИНС) и простейшей их разновидности – персептрона Розенблатта [107]. Персептрон представляет собой простейшую форму ИНС, предназначенную для классификации линейно разделимых сигналов. Персептрон состоит из одного нейрона с настраиваемыми синаптическими весами и порогом. Персептрон, построенный на одном нейроне, ограничен выполнением дихотомической задачи, разделением пространства состояний только на два класса  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ . ИНС состоит из линейного сумматора и ограничителя, реализованного в виде пороговой функции вычислительного знака (рис.2.4). Суммирующий узел вычисляет линейную комбинацию входных сигналов, поступающих на синапсы (ассоциативные элементы) с учетом внешнего возмущения (порога). На схеме (рисунок 2.3)  $\mathbf{W} = [w_1, w_2, \dots, w_m]$  – вектор синаптических весов,  $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_m]$  – вектор входных сигналов,  $w_0$  – пороговое значение. Полученная сумма передается на узел ограничителя. Выходной сигнал нейрона определяется выражением:

$$y_k = \varphi \left( \sum_{i=1}^m w_i x_i + w_0 \right)$$

и принимает значение 1, если сигнал на выходе сумматора положителен, то есть классифицируемый образ принадлежит классу  $\Pi_1$ , и 0, если сигнал на выходе отрицателен (образ принадлежит классу  $\Pi_2$ ). Нейросетевые модели

распознавания не требуют предварительной оценки вероятностных характеристик случайного вектора входов, что является определенным их достоинством по сравнению с параметрическими моделями.

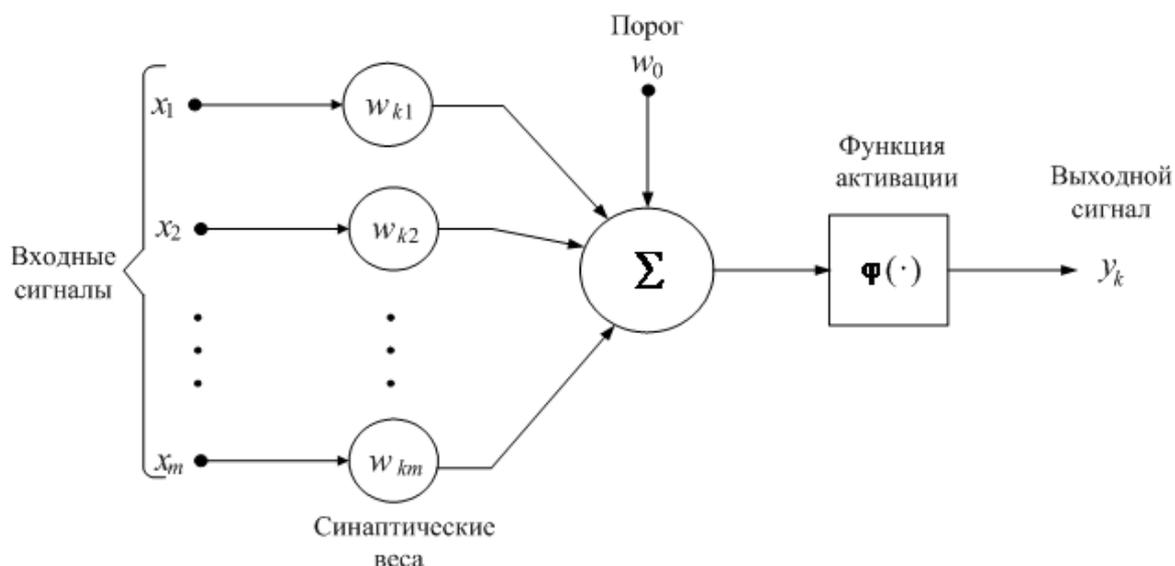


Рисунок 2.3 – Схема преобразования сигнала с помощью однослойного перцептрона

Однако имеются другие не менее важные аспекты, которые требуется учитывать при синтезе качественного классификатора с помощью ИНС:

*1) уровень сложности практической задачи классификации.*

Как правило, различают два уровня сложности [107]. Первый уровень – линейная делимость, когда классы можно однозначно разделить прямыми линиями (гиперплоскостями в случае многомерного пространства входов). Второй уровень – нелинейная делимость, при которой для разделения классов требуется строить гиперповерхности произвольной степени нелинейности. В идеальном варианте в результате предварительной обработки входных данных (преобразования пространства измеренных параметров в новое пространство информативных признаков) можно добиться линейной делимости классов. Следует отметить, что для реализации желаемого упрощения задачи необходимо обеспечить непротиворечивость входных данных (однородность статистики) и представительность выборки.

*2) сложность архитектуры синтезируемой нейронной сети.*

Сложность архитектуры ИНС определяется количеством скрытых слоев и количеством нейронов в каждом слое. Заранее не известно, какой сложности может потребоваться сеть для реализации приемлемой с практической точки зрения точности распознавания. Каждый скрытый слой многослойной нейронной сети преобразует пространство входов в некоторое новое пространство, которое может иметь другую размерность. Затем гиперплоскости, соответствующие нейронам выходного слоя, разделяют его на классы. Таким образом, сеть распознает не только характеристики входных данных, но и «характеристики характеристик», сформированные скрытым слоем.

*3) согласованность количества входных переменных нейронной сети (размерности пространства признаков) с объемом обучающей выборки.*

От этого зависит способность нейронной сети к обучению. При малой размерности пространства признаков может возникнуть ситуация, когда один и тот же набор входных параметров соответствует примерам, относящимся к разным классам (данные противоречивы). В этом случае обучить нейронную сеть не представляется возможным и полученный классификатор не отвечает критериям качества. Для решения этой проблемы необходимо увеличить размерность признакового пространства, но таким образом, чтобы выборка данных была достаточно представительной для надежного обучения сети. Далее необходима нормировка подаваемых на вход ИНС данных одним из известных способов, поскольку сеть работает с данными в диапазоне (0-1), а входные переменные могут иметь произвольные диапазоны и единицы измерения.

*4) выбор способа кодирования выходных данных ИНС.*

Кодирование выходного сигнала ИНС достаточно важно для правильной интерпретации результата распознавания. В особенности это характерно при наличии более двух классов. Целью кодирования является задание соответствия между выходными данными сети и номером класса, к которому может быть отнесен рассматриваемый пример. Выбор способа кодирования

зависит в частности от числа рассматриваемых классов и количества нейронов в выходном слое [107]. Альтернативным способом, который во многих практических задачах дает лучший результат, является разбиение  $k$  классов на  $\frac{k \cdot (k - 1)}{2}$  дихотомий.

*5) выбор алгоритма обучения ИНС, обеспечивающего необходимую точность классификации.*

Как правило, сеть обучается по итерационной процедуре. При этом обычно опробуется несколько конфигураций сети с различным количеством элементов. Для многослойных нейронных сетей используются алгоритмы прямого или обратного распространения. Обучение сети состоит в подстройке весовых коэффициентов каждого нейрона. Пусть имеется обучающая выборка с набором из  $i=1,2,\dots,m$  пар векторов  $(x_i, y_i)$  входных и выходных данных. Обученной на данной обучающей выборке является такая сеть, при подаче, на входы которой каждого вектора  $x_i$ , на выходе возникает соответствующий ему вектор  $y_i$ . Алгоритм, как правило, включает несколько последовательных шагов:

1. Начальные значения весов всех нейронов полагаются случайными  $W(t=0)$ .

2. Нейронной сети предъявляется входной образ  $X$ . В результате работы сети формируется выходной образ  $\hat{Y} \neq Y$ .

3. Вычисляется вектор ошибки на выходе сети  $\varepsilon = (Y - \hat{Y})$ . Идея обучения состоит в том, что изменение вектора весовых коэффициентов в области малых ошибок должно быть пропорционально ошибке на выходе, и равно нулю при равенстве ошибки нулю.

4. Вектор весов корректируется по формуле  $W(t + \Delta t) = W(t) + \eta \cdot X \cdot \varepsilon^t$ , где  $0 < \eta < 1$  - темп обучения.

5. Шаги 1-3 повторяются для всех обучающих векторов. Один цикл последовательного предъявления всей выборки называется эпохой. Обучение

завершается по истечении нескольких эпох, либо когда вектор весов перестает изменяться, либо когда полная просуммированная по всем векторам абсолютная ошибка станет меньше некоторого малого значения.

Обученная таким образом ИНС проверяется на тестовой выборке данных, не участвующих в обучении. На рисунке 2.4. показан обобщенный алгоритм синтеза классификатора с применением нейросетевых моделей.

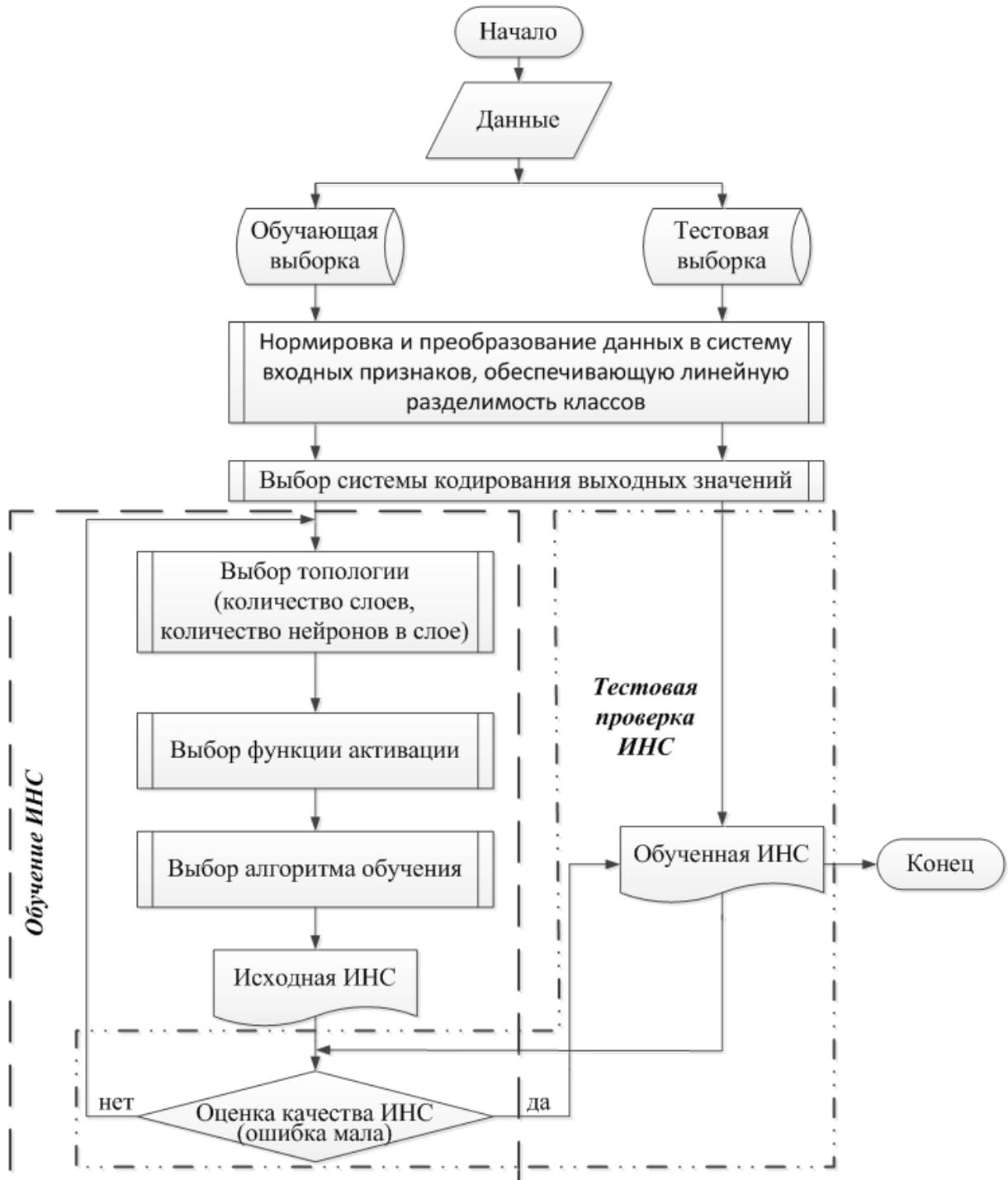


Рисунок 2.4 – Алгоритм синтеза классификатора на основе ИНС.

## **2.4. Разработка метода, моделей и критериев статистической идентификации состояний МНТО с применением результатов ХАРГ**

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле силовых трансформаторов (ХАРГ), благодаря своей высокой информативности [111] является общепризнанным методом раннего обнаружения развивающихся дефектов. Он принадлежит к разряду физических методов диагностирования [112], основанных на том, что изменение характеристик физического поля объекта (в данном случае химического состава и концентраций, растворенных в масле газов) как реакция на возникновение в нем дефекта проявляется значительно раньше во времени, чем последует изменение его рабочих параметров, характеризующих свойства материалов и конструкции. Эта особенность метода, а также его относительная простота послужили основой для широкого применения в международной практике диагностирования маслonaполненного трансформаторного оборудования.

В настоящее время совершенствование метода ХАРГ происходит преимущественно в двух направлениях:

- 1) повышение точности измерений;
- 2) улучшение качества интерпретации результатов измерений (повышение достоверности диагноза).

Первое из направлений связано с уменьшением инструментальной погрешности за счет качественного отбора проб масла, повышения чувствительности аппаратуры и квалификации персонала. Второе направление объединяет исследования, связанные с уменьшением методической погрешности ХАРГ за счет установления однозначного соответствия между видом дефекта и сочетанием характеризующих его признаков (образ дефекта), выявления предельно допустимых значений (ПДЗ) контролируемых параметров в зависимости от типа оборудования, режимов работы и продолжительности эксплуатации. Общеизвестны

методики интерпретации ХАРГ, такие как методика МЭК 599, методики Роджерса, Дорненбурга, Шлизингера, методика Дюваля и др., которые положены в основу ряда национальных и международного стандартов [35-37]. Следует отметить, что развитие методов интерпретации ХАРГ непрерывно продолжается с привлечением новых знаний об объекте, современных информационных технологий и процедур искусственного интеллекта.

Таким образом, повышение эффективности ХАРГ как метода диагностирования МНТО непосредственно связано с задачами настоящего раздела диссертации и будет дополнено результатами новых исследований, выполненных автором работы.

#### **2.4.1 Конструирование границы раздела классов состояний СТ в пространстве диагностических признаков с применением данных ХАРГ**

На сегодняшний день ХАРГ является практически единственным утвержденным нормативами методом отбраковки дефектного трансформаторного оборудования [20]. Принятая в России методика оценки состояния СТ по ХАРГ изложена в [35] и рекомендует определять трансформаторы с возможными развивающимися дефектами по критерию граничных концентраций:

$$A_i \leq A_{Грi} - \text{нет данных о наличии развивающегося дефекта,} \quad (2.8)$$

$$A_i > A_{Грi} - \text{возможно наличие развивающегося дефекта.}$$

Здесь  $A_i$  (%об) – измеренная концентрация  $i$ -го газа ( $i=1, \dots, d$ ), выделяемого из пробы масла;  $A_{Грi}$  (%об) – заданная граничная концентрация  $i$ -го газа (ПДЗ);  $d$  – количество выделяемых газов (как правило,  $d = 7$ ). Вместо абсолютных концентраций газов, измеряемых в % объема, могут использоваться безразмерные значения относительных концентраций

$a_i = \frac{A_i}{A_{Грi}}$ . Такой вид масштабирования содержит положительный эффект,

так как выравнивает информационную ценность отдельных параметров [аш].

Формирование массива данных по концентрациям диагностических газов может быть произведено как непрерывно в режиме мониторинга, так и периодически в соответствии с указаниями [20]. Безусловно, способ сбора исходной информации оказывает влияние на статистические характеристики совокупностей случайных величин. Можно предположить, что чем чаще производятся измерения, тем меньше разброс между соседними реализациями случайных величин и компактнее статистическое множество. С другой стороны, массивы данных, полученные в результате длительного периодического контроля, содержат информацию, включающую влияние различных технологических и эксплуатационных факторов, что является необходимым условием для выявления и описания их взаимосвязей.

Для изучения статистических свойств подобного рода информации в диссертации выполнены исследования по трем различным массивам данных. Первый и второй массивы содержат результаты ХАРГ для групп силовых трансформаторов 110 кВ распределительных сетевых компаний: филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» и филиала «Ноябрьские электрические сети» ПАО «Тюменьэнерго», полученные за период эксплуатации 10 лет (с 1995 по 2004 г.) и 14 лет (с 1999 по 2012 г.) соответственно. Обследуемый парк трансформаторов 110 кВ каждого из предприятий включает порядка 100 единиц оборудования разных типов (ТДН, ТРДН, ТДТН, ТРДЦН), номинальных мощностей и возрастного состава. При этом мощности выборок составили соответственно 1340 и 3025 записей. Третья выборка ХАРГ принадлежит трансформатору ТДЦ-250000/220 второго энергоблока Новосибирской ТЭЦ-5 и содержит протоколы ХАРГ за период с 1992 по 2013 год в количестве 150 записей.

Анализ данных включал проверку статистических гипотез с применением различных критериев. Для повышения достоверности

результатов анализа каждая из исходных выборок была предварительно разделена на два класса состояний ( $\Pi_1$  – «норма» и  $\Pi_2$  – «норма с отклонениями») с применением критерия граничных концентраций (2.8). Поскольку данные ХАРГ СТ распределительных сетевых компаний (выборки 1 и 2) принадлежат оборудованию разных типов и возрастного состава, они были подвергнуты проверке на однородность с применением критерия Вилкоксона [113,114]. Во всех рассмотренных случаях проверка подтвердила состоятельность гипотезы об однородности выборок.

Другой вид проверки заключался в выявлении статистических закономерностей рассматриваемых вариационных рядов (концентраций растворенных в масле газов). По каждому из газов проверялась нулевая гипотеза о принадлежности эмпирического распределения относительной концентрации нормальному, логнормальному или экспоненциальному закону распределения. Проверка гипотезы с уровнем значимости  $\alpha = 0,1$  и  $0,05$  выполнялась с привлечением критериев  $\chi^2$  Пирсона и Колмогорова ( $D_n$  статистика) [114]. В результате исследований установлено, что для описания эмпирического распределения большинства диагностических газов наиболее подходящим является смещенный нормальный или логнормальный закон. В таблицах П.2.1, П.2.2, а также на рис.П.2.1 (Приложение 2) в качестве примера приведены результаты проверки статистической гипотезы для 1-го массива данных (СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС»). Как следует из таблиц, для некоторых газов не удается подобрать устойчивую закономерность распределения (нулевая гипотеза отвергается), что противоречит принципу одинаковости распределений компонент вектора признаков  $A$ . Таким образом, применение относительных концентраций диагностических газов в качестве разграничительных признаков при решении задач статистической идентификации состояний СТ нецелесообразно по следующим причинам:

- 1) отсутствие устойчивой закономерности распределений отдельных

признаков, ограничивающее область применения параметрических методов классификации;

2) сложность применения критериев на основе отношения правдоподобия в условиях многомерности распределений компонент вектора  $A$ ;

3) большая размерность исходного признакового пространства, затрудняющая описание классов состояний СТ и ухудшающая их линейную делимость.

В этих условиях эффективно преобразование исходного пространства признаков  $A = [A_1, A_2, \dots, A_d]$  в новое пространство с одновременной редукцией его размерности. Для этого в [43,44] предложена замена многомерного вектора относительных концентраций диагностических газов на скалярную линейную дискриминантную функцию вида (2.7), составленную из компонент этого вектора – *обобщенный идентификатор состояний* [44]. В простейшем виде обобщенный идентификатор состояний представляет собой свертку вида:

$$G(A) = \sum_{i=1}^d w_i \cdot a_i + w_0, \quad (2.9)$$

где  $w_i = \frac{A_i}{\sum_{i=1}^d A_i}$  – вес или объемная доля  $i$ -го газа в выделенной из пробы

масла газовой смеси;  $w_0 \geq 0$ . Использование свертки (2.9) практически трансформирует многомерное пространство исходных признаков на числовую ось  $[0; \infty)$ , что существенно упрощает задачу классификации. Однако следует выяснить, обладает ли новый признак необходимыми статистическими свойствами, какова закономерность распределения и достаточна ли его информативность (диагностическая ценность) для однозначной идентификации развивающихся в СТ дефектов.

По результатам ХАРГ характерным считается газ, имеющий наибольшую относительную концентрацию ( $a_{i \max}$ ), причем условие

$a_{i \max} > 1$  соответствует наличию в СТ развивающегося дефекта и необходимости уточнения его вида и степени опасности [35]. В связи с этим, используя выборки данных ХАРГ, целесообразно оценить корреляционную связанность параметров  $G$  и  $a_{i \max}$ . По виду функции  $G(a_{i \max})$  можно судить о степени информативности нового признака и определить его ПДЗ. На рисунке 2.5 кружками представлены эмпирические значения  $a_{i \max}$  из выборки 1 в диапазоне от 0 до 1, сплошной линией – их аппроксимация со степенью доверия 0,975 линейной регрессионной зависимостью вида  $G = 0,66 \cdot a_{i \max}$ . Коэффициент парной корреляции исследуемых параметров равен 0,985, что свидетельствует о высокой их статистической связанности. На основании полученных результатов можно заключить, что новый признак  $G$  обладает информативностью не ниже, чем нормативно заданный ( $a_{i \max}$ ) и может быть использован для идентификации состояний СТ.

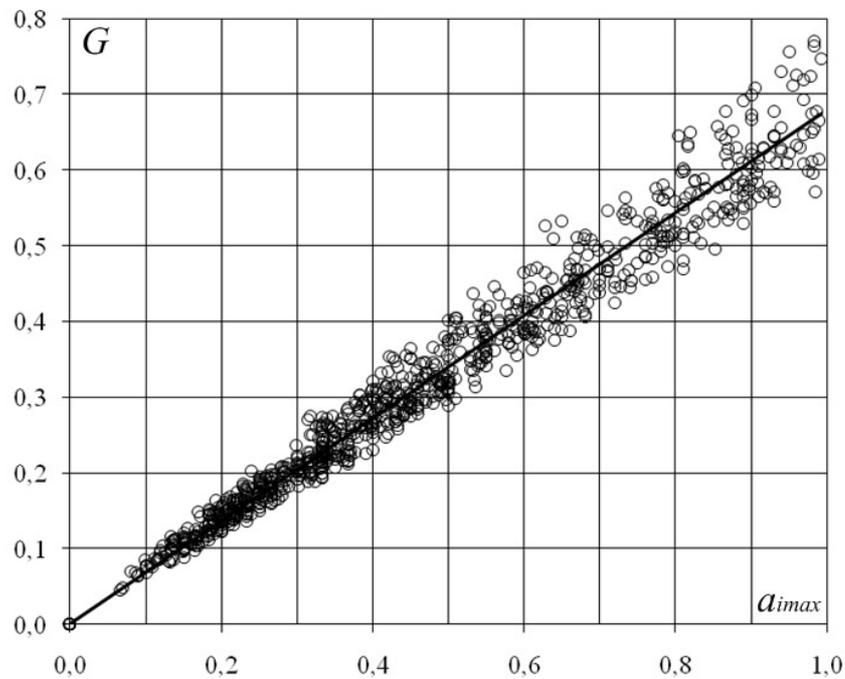


Рисунок 2.5 – Регрессионная зависимость  $G(a_{i \max})$ .

Кроме этого очевидно, стремление  $G$  к некоторому граничному значению  $G_{\text{гр}}$  при приближении  $a_{i \max}$  к единице. Значение  $G_{\text{гр}}$  должно

быть таким, чтобы не зависимо от соотношений измеренных концентраций диагностических газов, выполнялось однозначное соответствие критерия  $a_{i \max} > 1$  ( $i = \overline{1, d}$ ) и нового критерия  $G > G_{\text{гр}}$  при описании состояний СТ в подмножестве  $\Pi_2$  – «норма с отклонениями». Рассмотрим на примерах исследуемых выборок ХАРГ какова статистическая закономерность распределения случайного параметра  $G$ . На рисунке 2.6 показаны эмпирические плотности распределения признака  $G$  в подмножествах состояний  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ , полученные по выборке 1. Анализ гистограмм позволил выдвинуть гипотезу о принадлежности распределений признака  $G$  нормальному закону для каждого из выделенных классов состояний. Более строгая проверка гипотезы с привлечением критерия  $\chi^2$  Пирсона при уровне значимости 0,05 подтвердила ее состоятельность (см. рисунки 2.7 и 2.8).

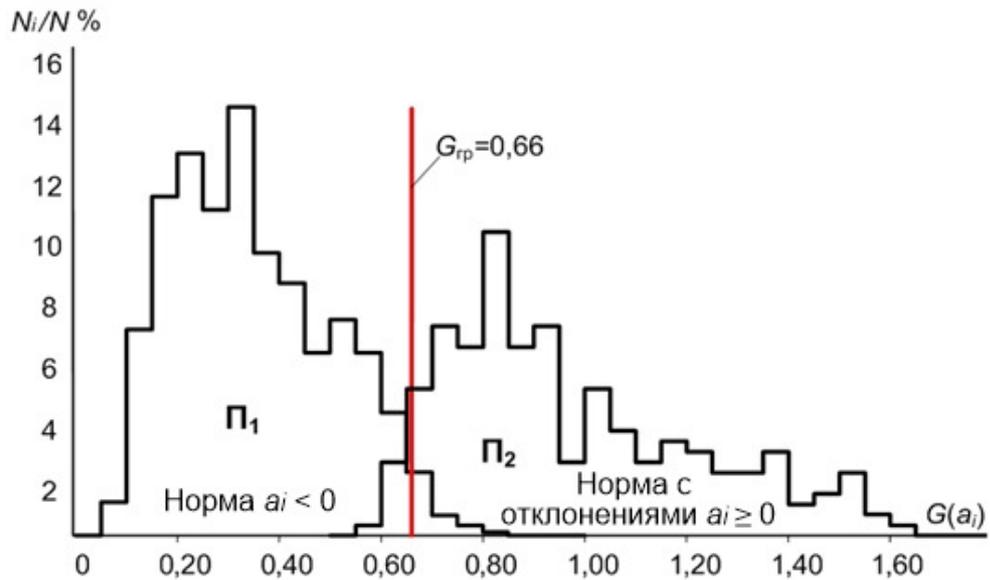


Рисунок 2.6 – Эмпирические плотности распределения  $G$ .

Одной из исчерпывающих характеристик любого статистического распределения является его интегральная функция. На рисунке 2.9 показана интегральная функция эмпирического распределения  $G$  в классе  $\Pi_1$ , вид которой соответствует нормальному закону распределения признака и позволяет с уровнем надежности не ниже 97% рассчитать его граничное значение.

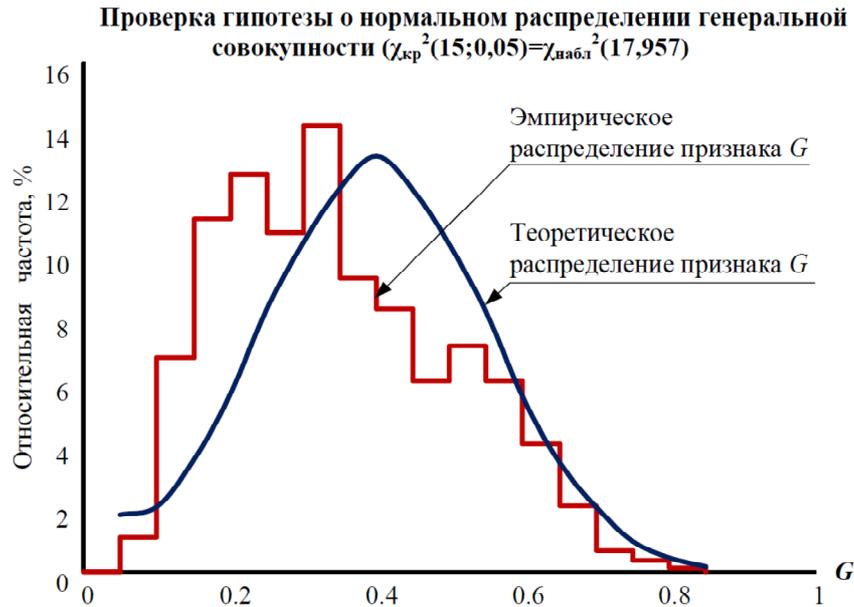


Рисунок 2.7 – Проверка закона распределения признака  $G$  для класса  $\Pi_1$ .



Рисунок 2.8 – Проверка закона распределения признака  $G$  для класса  $\Pi_2$ .

Как следует из рисунка 2.7, эмпирические плотности распределения признака  $G$  имеют достаточно малую область пересечения, площадь которой характеризует суммарную ошибку распознавания  $\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2$ . Выполненные расчеты показывают, что граничное значение признака  $G_{гр} = 0,66$ , полученное по статистическим характеристикам распределения  $G$  в подмножестве  $\Pi_1$ , удовлетворяет условию, при котором ошибки первого и второго рода минимальны и не превышают 3%.

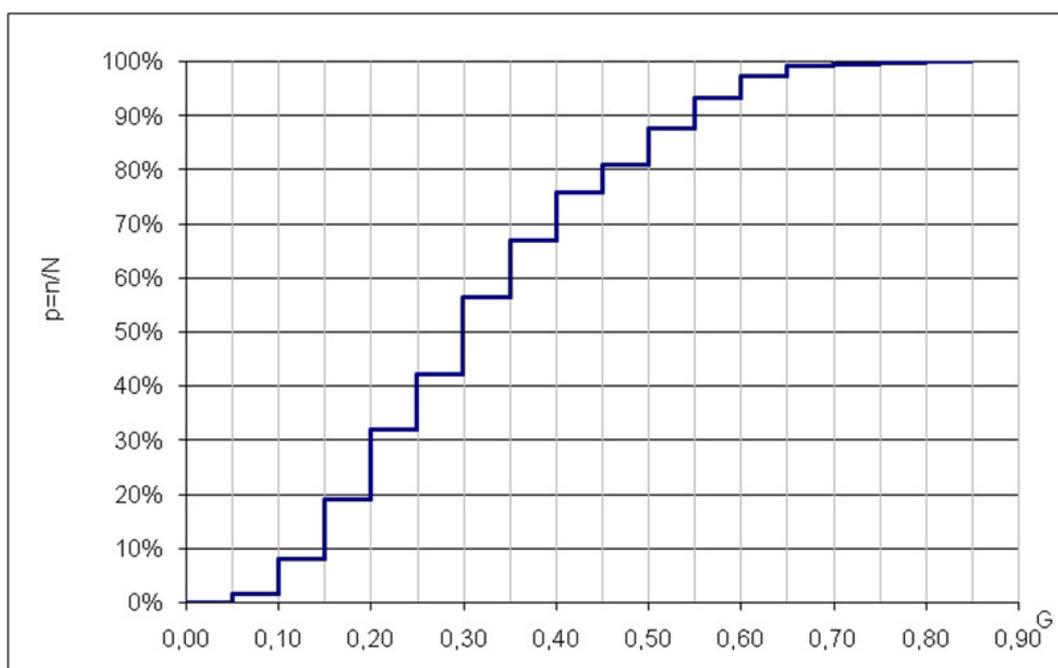


Рисунок 2.9 – Интегральная функция распределения  $G$  для класса  $\Pi_1$ .

Проверка применимости условия  $G > G_{\text{гр}}$  в качестве критерия идентификации развивающегося в СТ дефекта по тестовой выборке объемом 455 записей, включающей протоколы ХАРГ СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» за 2005 и 2006 годы, показала высокую достоверность диагноза ( $\epsilon_1 = 1,69\%$ ,  $\epsilon_2 = 2,28\%$ ). Помимо функций и плотностей эмпирического распределения признака  $G$  для классов состояний СТ  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  важную для задачи идентификации информацию содержат оценки их числовых характеристик. В частности они позволяют использовать байесовский классификатор (2.6) для определения границы раздела классов состояний ( $G_{\text{гр}}$ ). В таблице 2.2 приведены оценки числовых характеристик признака  $G$  для выделенной дихотомии классов по данным выборки 1.

Подстановка в выражение (2.6) числовых характеристик одномерного нормального распределения признака  $G$  и дальнейшее его преобразование позволяет получить квадратное уравнение относительно  $G_{\text{гр}}$  в виде:

$$A \cdot G_{\text{гр}}^2 + B \cdot G_{\text{гр}} + C = 0,$$

Таблица 2.2 – Оценки параметров распределения признака  $G$ 

Оценки параметров распределения $G$	Значения параметров	
	Класс $\Pi_1$	Класс $\Pi_2$
Математическое ожидание, $\tilde{M}_G$	0,349	1,119
Дисперсия, $\tilde{\sigma}_G^2$	0,024	0,255
Среднеквадратическое отклонение, $\tilde{\sigma}_G$	0,155	0,504
Медиана, $\tilde{Me}_G$	0,328	0,937
Мода, $\tilde{Mo}_G$	0,454	-
Экссесс, $\tilde{E}_k_G$	-0,585	3,654
Асимметрия, $\tilde{A}_s_G$	0,458	1,895

где  $A = (\sigma_2^2 - \sigma_1^2)$ ;  $B = 2 \cdot (M_2 \cdot \sigma_1^2 - M_1 \cdot \sigma_2^2)$ ;

$$C = (\sigma_2^2 \cdot M_1^2 - \sigma_1^2 \cdot M_2^2) + \sigma_1^2 \cdot \sigma_2^2 \cdot \left( \ln \left( \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} \right) - 2 \cdot \ln \left( \frac{P_1}{P_2} \right) \right).$$

Один из корней данного уравнения (а именно  $G_{гр} > 0$ ) является значением границы раздела классов состояний «норма» и «норма с отклонениями»:

$$G_{гр} = \frac{M_1 \cdot \sigma_2^2 - M_2 \cdot \sigma_1^2 + \sqrt{D}}{\sigma_2^2 - \sigma_1^2}, \quad (2.10)$$

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

Для параметров распределения, приведенных в таблице 2.4, расчет по формуле (2.10) дает следующее значение  $G_{гр} = 0,659$ , что весьма близко полученному ранее из условия минимума суммарной ошибки распознавания значению  $G_{гр} = 0,66$ .

В большинстве практических случаев представляется удобным использование одного из свойств нормально распределенной случайной

величины, известного, как “правило трех сигм” [97]. Учитывая то, что эмпирическое распределение признака  $G$  подчиняется нормальному закону и обладает положительной асимметрией относительно теоретического распределения (см. рисунки 2.7, 2.8), вполне достаточным для применения с практически приемлемой точностью может оказаться интервал  $2 \cdot \sigma_G \leq (G - M_G) \leq 3 \cdot \sigma_G$ . Это предположение послужило основанием для упрощенного описания границы раздела классов состояний СТ  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  в виде:

$$G_{\text{гр}} = M_G + k \cdot \sigma_G, \quad (2.11)$$

где  $k$  – положительный коэффициент, уточняется экспертным путем в результате оценки ошибки распознавания по обучающей и тестовой выборкам данных и принимает значения из интервала  $(2 \div 3)$ . Упрощенная модель границы раздела классов состояний «норма» и «норма с отклонениями» получается подстановкой параметров распределения (таблица 2.4) для класса  $\Pi_1$  в выражение (2.11)

$$G_{\text{гр}} = 0,349 + 2 \cdot 0,155 = 0,659.$$

При прогнозировании в СТ развивающегося дефекта по ХАРГ  $(G > G_{\text{гр}})$  методика [35] предусматривает уточнения вида дефекта с применением следующих соотношений:

- $\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0,1$  и  $\frac{CH_4}{H_2} \leq 0,5$  – «разряд»;
- $\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0,1$  и  $\frac{CH_4}{H_2} > 0,5$ ; – «перегрев»;
- $\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0,1$  и  $\frac{CH_4}{H_2} > 0,5$  или  $\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0,1$  и  $\frac{CH_4}{H_2} \leq 0,5$  – «разряд и перегрев».

Формализация задачи идентификации вида дефекта с применением разработанного статистического подхода требует установления эффективных

разграничительных признаков, по которым будет производиться описание классов состояний:  $P_{21}$ – «разряд»,  $P_{22}$ – «перегрев»,  $P_{23}$ – «разряд и перегрев» при условии наилучшей их делимости.

Исследования проводились по обучающей выборке из 311 протоколов ХАРГ, принадлежащих множеству  $P_2$  и разделенных в соответствии с [35] на группы по принадлежности к определенному виду дефекта:  $P_{21}$ – 61 измерений,  $P_{22}$ – 130 измерений,  $P_{23}$ – 120 измерений. В результате было установлено, что использование в качестве входных признаков пар отношений концентраций характерных газов не приводит к желаемому результату, так как не выполняется главное из условий линейной делимости классов – условие компактности множества точек, принадлежащих одноименному классу (рисунок 2.10).

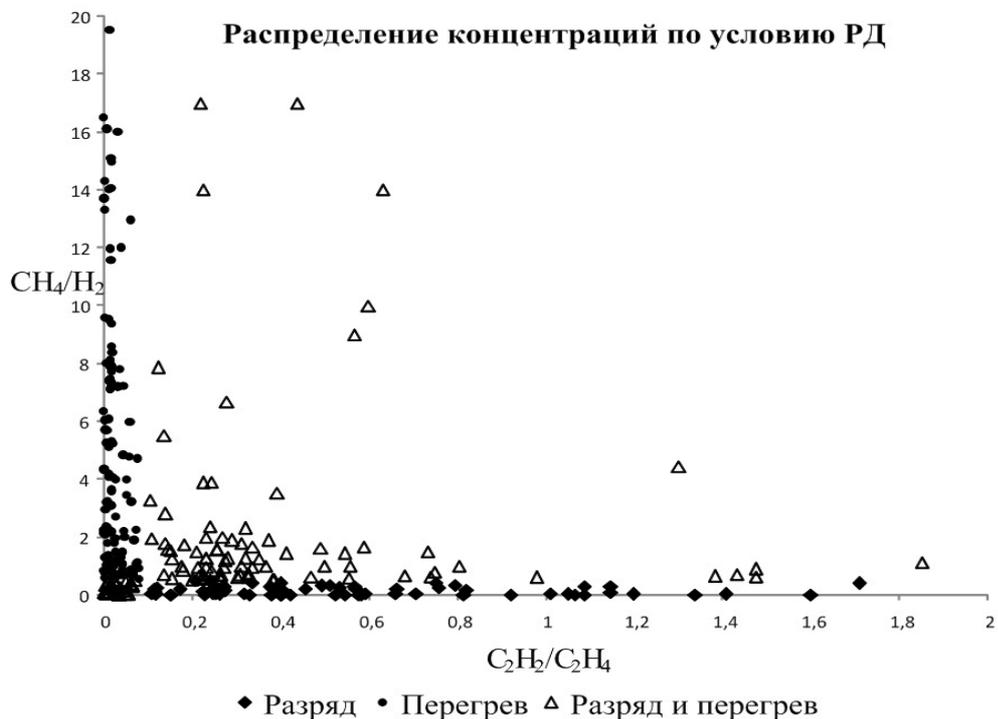


Рисунок 2.10 – Корреляционная диаграмма классов  $P_{21}$ ,  $P_{22}$ ,  $P_{23}$  в пространстве исходных признаков.

Наилучшим нелинейным преобразованием исходных признаков, обеспечивающим выполнение условия компактности при описании классов в формируемом признаковом пространстве, как показали исследования

[44,115], следует считать логарифмирование:

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

Рисунок 2.11 иллюстрирует эффект компактного размещения классов состояний СТ по видам развивающихся дефектов в новом пространстве признаков.

Статистические вычисления с привлечением разработанных методик позволили установить, что эмпирические плотности результирующих признаков близки к нормальному распределению, и рассчитать параметры распределений для каждого из классов (таблица 2.3).

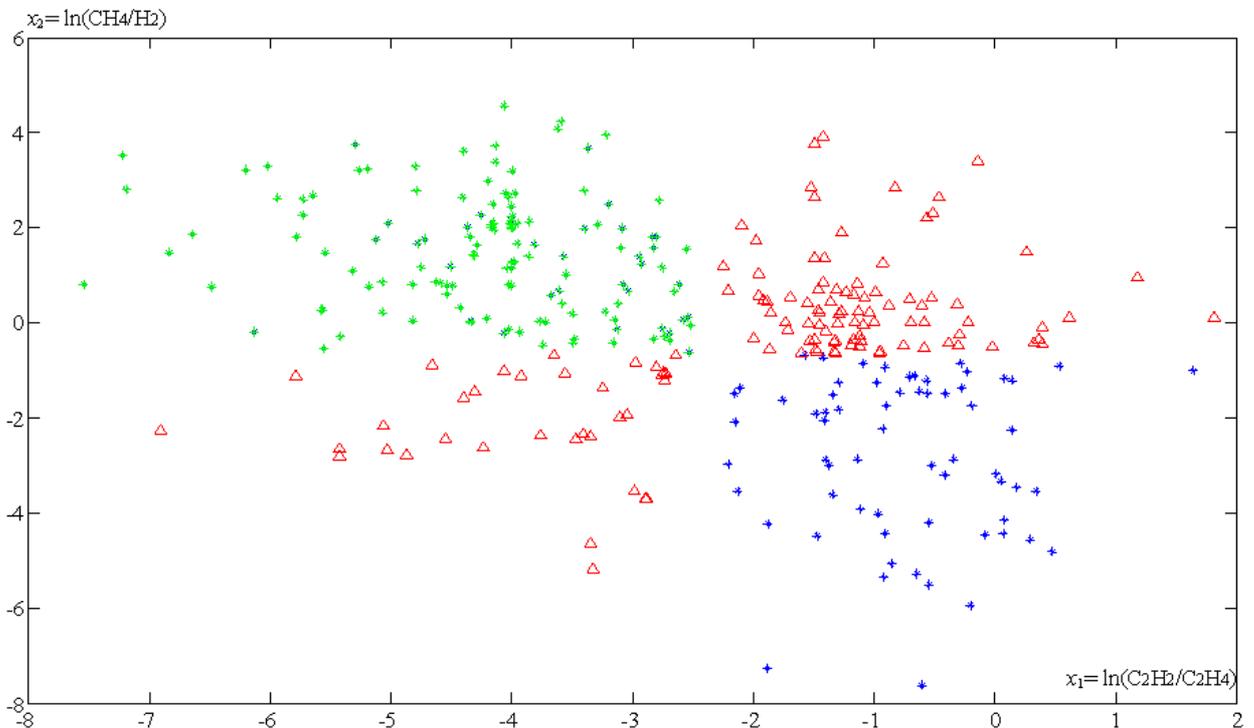


Рис.2.11 – Корреляционная диаграмма классов  $\Pi_{21}$ ,  $\Pi_{22}$ ,  $\Pi_{23}$  в новом пространстве признаков.

По полученным числовым характеристикам распределений с использованием выражения (2.6) производится построение байесовского решающего правила. В случае многомерного распределения Байесовская граница раздела классов состояний СТ принадлежит к разряду гиперквадрик [47].

Таблица 2.3 – Параметры распределений признаков

Числовые характеристики	Классы дефектов СТ		
	П <sub>21</sub> - «разряд»	П <sub>22</sub> - «перегрев»	П <sub>23</sub> - «разряд и перегрев»
$M_x$	$\begin{bmatrix} -0,7736 \\ -2,8254 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -6,6702 \\ 3,7078 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -1,8387 \\ -0,2703 \end{bmatrix}$
$\sigma_x$	$\begin{bmatrix} 0,5771 \\ 2,9455 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2,6518 \\ 3,9261 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2,2192 \\ 2,2533 \end{bmatrix}$
$\Sigma_x$	$\begin{bmatrix} 0,5771 & -0,0118 \\ -0,0118 & 2,9455 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2,6518 & 0,3404 \\ 0,3404 & 3,9261 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2,2195 & 1,3412 \\ 1,3412 & 2,2533 \end{bmatrix}$

Для двумерного распределения признаков – это кривая второго порядка (эллипс, парабола, гипербола, др.). Решающие правила для комбинации пар дефектов согласно (2.6) получены в следующем виде [96,116]:

$$g_{12}(X) = -0,088x_1^2 + 0,044x_1x_2 + 1,754x_1 - 0,087x_2^2 - 2,718x_2 - 6,491;$$

$$g_{13}(X) = -0,056x_1^2 + 0,083x_1x_3 + 0,290x_1 + 0,051x_3^2 - 0,241x_3 + 1,345; \quad (2.12)$$

$$g_{23}(X) = 0,032x_2^2 + 0,040x_2x_3 - 1,464x_2 + 0,138x_3^2 + 2,477x_3 + 7,604.$$

Визуализация решающих правил (2.12) представлена на рисунке 2.12. Как показывают исследования, разработанная модель идентификации вида дефектов в СТ обладает погрешностью (порядка 7%), которая обусловлена главным образом не достаточной представительностью отдельных массивов данных в обучающей выборке (объем менее 100 элементов). Этот недостаток можно отчасти преодолеть и повысить достоверность модели, если предварительно попарно объединить отдельные массивы выборки. Например,  $g_{1j}(X)$  получать, как границу раздела между классом П<sub>21</sub> и объединенным  $j$ -классом (П<sub>22</sub> и П<sub>23</sub>), а  $g_{2j}(X)$  – как границу раздела между П<sub>22</sub> и объединенным  $j$ -классом (П<sub>21</sub> и П<sub>23</sub>). В этом случае обобщенным критерием идентификации вида дефекта в СТ является

выполнение следующих правил:

$$\begin{aligned}
 g_{1j}(X) \leq 0 & \quad \text{дефект вида «разряд»} \\
 g_{1j}(X) > 0 & \quad \text{дефект вида «перегрев» либо} \\
 & \quad \text{«разряд и перегрев»} \\
 g_{2j}(X) \leq 0 & \quad \text{дефект вида «перегрев»} \\
 g_{2j}(X) > 0 & \quad \text{дефект вида «разряд и} \\
 & \quad \text{перегрев»}.
 \end{aligned}
 \tag{2.13}$$

Обученная по сформированным правилам (2.13) модель обеспечивает более высокое качество разделимости классов и соответственно более низкую ошибку идентификации.

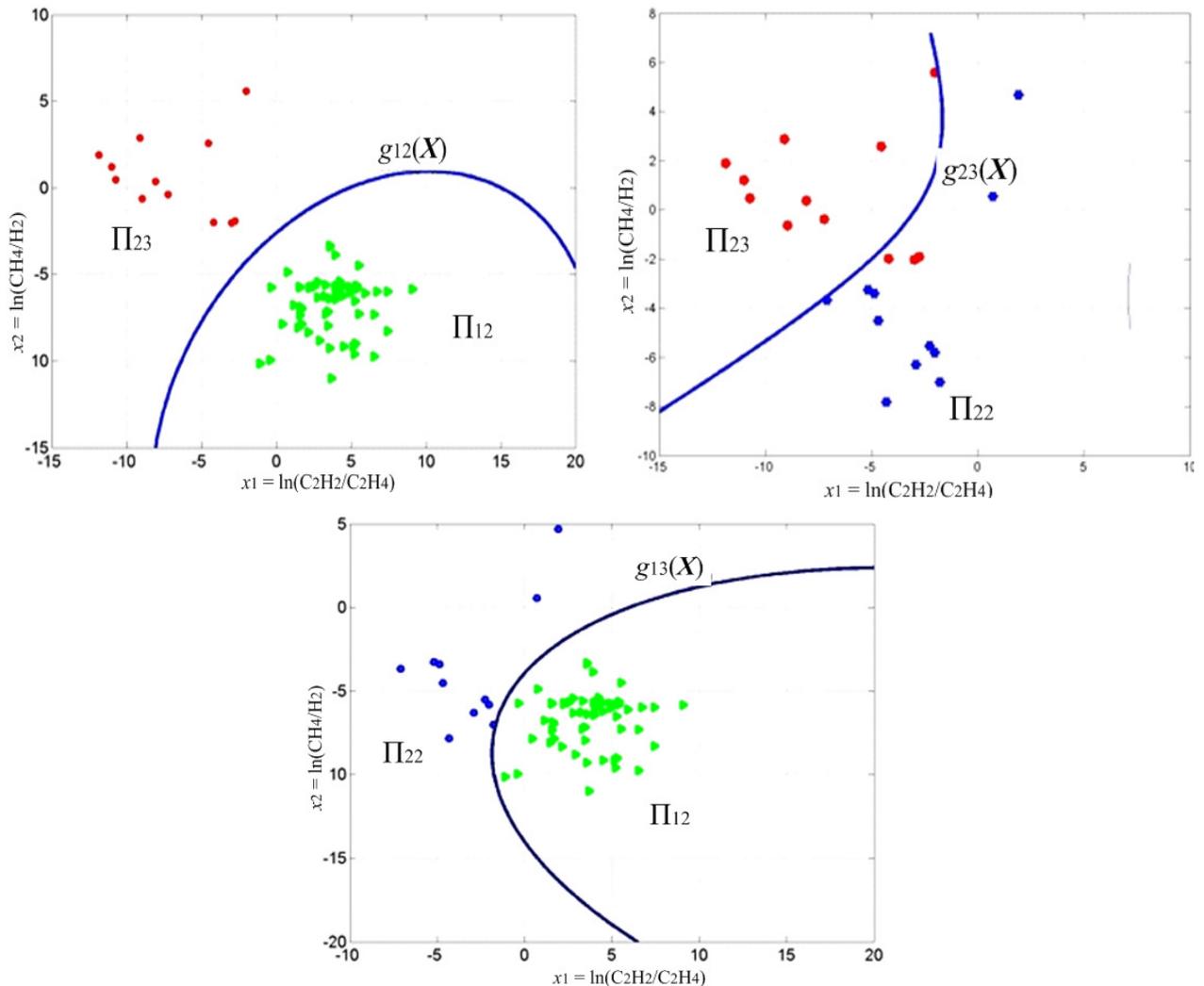


Рисунок 2.12 –Разделение области дефектов СТ на классы в пространстве признаков.

## 2.4.2 Адаптация границы раздела классов состояний МНТО к изменениям эксплуатационных факторов

В процессе эксплуатации СТ подвержен воздействию целого ряда технологических и эксплуатационных факторов, которые, так или иначе, оказывают влияние на изменение его технического состояния и характеристик эксплуатационной надежности [118].

Одним из важнейших эксплуатационных факторов, определяющих тепловое состояние и интенсивность износа изоляции СТ, является его электрическая нагрузка. При исправной системе охлаждения и отсутствии дефектов в активной части СТ увеличение его нагрузки приводит к увеличению температуры нагрева элементов конструкции, повышению концентраций растворенных в масле характерных газов ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ). С другой стороны, возникновение в СТ развивающегося термического или электрического дефекта даже в режимах с незначительными нагрузками также сопровождается увеличением температуры и концентраций характерных газов в масле. Надежное разграничение указанных ситуаций позволит повысить достоверность идентификации состояний «норма» и «норма с отклонениями» в СТ. В связи с этим целесообразно выявить и описать зависимость признака  $G$  и его граничного значения  $G_{\text{гр}}$  от нагрузки СТ. Учитывая специфику постановки задачи идентификации и характер исходной информации, получить подобное описание представляется возможным только статистически. Для описания режима электрической нагрузки СТ воспользуемся таким параметром, как коэффициент загрузки ( $K_3$ ), под которым будем понимать сумму отношений токовых нагрузок обмотки НН (для трехобмоточного СТ обмоток СН и НН) к номинальному току соответствующей обмотки [110]:

- для двухобмоточного СТ  $K_3 = \frac{I_{\text{нагрНН}}}{I_{\text{номНН}}}$ ;

- для двухобмоточного СТ с расщепленной обмоткой НН

$$K_3 = \left( \frac{I_{\text{нагрНН1}} + I_{\text{нагрНН2}}}{I_{\text{номНН}}} \right)$$

- для трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора)

$$K_3 = \left( \frac{I_{\text{нагрНН}}}{I_{\text{номНН}}} + \frac{I_{\text{нагрСН}}}{I_{\text{номСН}}} \right).$$

С целью формализации корреляционной зависимости  $G_{\text{гр}}(K_3)$  дополнительно к выборке 1 концентраций диагностических газов по результатам ХАРГ СТ 110 кВ была подготовлена выборка данных о нагрузках СТ обследованной группы за рассматриваемый период времени. Ядро полученной выборки располагалось в диапазоне значений  $K_3 = 0 \div 0,7$ .

При этом распределение случайной величины  $K_3$  подчинено закону, близкому к нормальному (рисунок 2.13). Проверка гипотезы о значимости выборочного коэффициента корреляции двумерной нормальной совокупности  $(G, K_3)$  по критерию Стьюдента показала, что его величина значимо отличается от нуля и, таким образом,  $G$  и  $K_3$  коррелированы

$$r_B = \frac{\sum_{i=1}^N (K_{3i} - M_{K_3}) \cdot (G_i - M_G)}{\sigma_{K_3} \sigma_G} = 0,621 \quad .$$

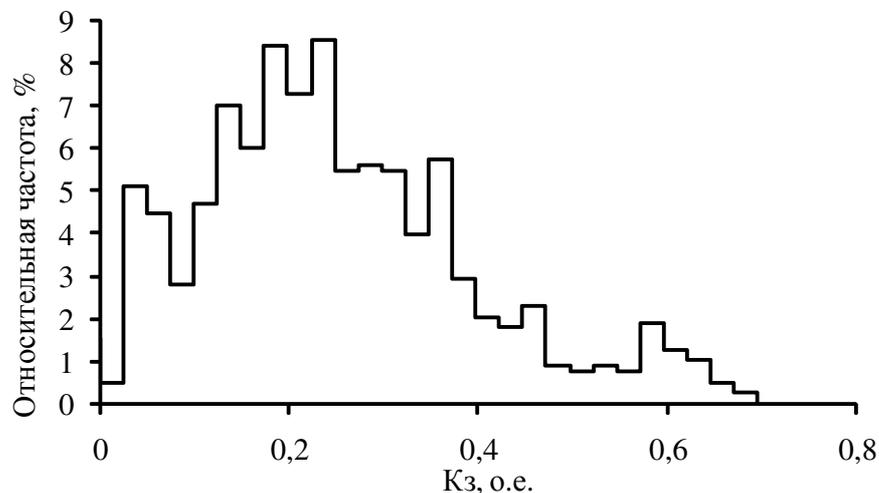


Рисунок 2.13. – Эмпирическая плотность распределения  $K_3$ .

Исследованиями установлено, что распределение признака  $G$  в каждом из частичных интервалов изменения  $K_3$  ( $0 \div 0,1$ ;  $0,1 \div 0,2$  и т.д.) близко к нормальному распределению. Это дает основание корректно использовать полученную ранее модель границы раздела классов состояний СТ (2.11) для описания зависимости  $G_{Гр}(K_3) = M_G(K_3) + 2 \cdot \sigma_G(K_3)$ . В результате аппроксимации искомой зависимости со степенью доверия 0,9998 была подобрана экспоненциальная функция вида (рисунок 2.14):

$$G_{Гр} = 0,6127 \cdot \exp[0,1448 \cdot K_3]. \quad (2.14)$$

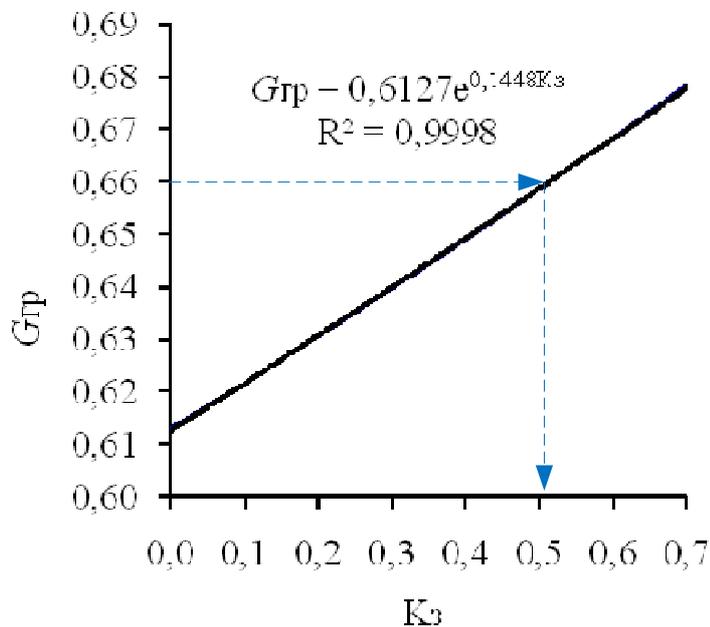


Рисунок 2.14 – Корректировка границы раздела классов состояний СТ от нагрузки.

Результаты верификации данного критерия применительно к полной выборке и отдельным блокам информации, сгруппированным по значениям номинальных мощностей СТ (таблица 2.4), подтверждают его достаточную точность и применимость для практических задач распознавания бездефектного состояния СТ.

Расчеты показывают (строки 4, 5 и 7 таблицы), что на величину методической погрешности распознавания оказывают влияние неучтенные в выполненных исследованиях особенности конструкции СТ (в частности

количество обмоток и наличие расщепленной обмотки НН).

Таблица 2.4 – Погрешность распознавания состояния "норма" по критерию  $G > G_{гр}(K_3)$

№ пп	$S_{НОМ},$ МВА	Тип	$U_{НОМ},$ кВ	Кол- во СТ	Объем выборки	Погрешность по критерию $G > G_{гр}(K_3)$
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	<b>3,73 %</b>
5	31,5	ТДТН(Г)	110/35/(6-10)	7	98	<b>3,85 %</b>
6	40	ТДТН	110/(6-10)/6	5	78	2,86 %
7	40	ТДТН	110/35/(6-10)	8	114	<b>7,14 %</b>
8	Полная выборка			79	1074	3,57 %

Есть основание полагать, что в случае их корректного учета при подготовке исходной информации, указанная погрешность может быть существенно снижена.

Обе группы обследуемых СТ (выборка 1 и 2) на момент формирования статистических данных включали оборудование разного возрастного состава (рисунок 2.15).



Рисунок 2.15 – Возрастной состав обследуемых групп СТ.

В связи с этим представлялось целесообразным исследовать влияние срока службы СТ ( $T_{сл}$ ) на критериальное значение диагностического

признака ( $G_{Гр}$ ). Получение зависимости  $G_{Гр}(T_{сл})$  позволило бы характеризовать смещение границы раздела классов состояний «норма» и «норма с отклонениями» под влиянием возрастного фактора.

Для масштабирования варианты  $T_{сл}$  (лет) было использовано следующее соотношение  $\hat{T}_{сл} = \frac{T_{сл}}{15}$  (о.е). В таблице 2.5 и на рисунке 2.16 приведены результаты расчетов и аппроксимации искомой зависимости по данным выборки 1 для группы СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» за период наблюдения 10 лет.

Наилучшей аппроксимацией зависимости  $G_{Гр}(\hat{T}_{сл})$  является полином второй степени, полученный при  $R^2 = 1$ .

Таблица 2.5 – Статистические вычисления (выборка 1)

$T_{сл}$ (лет)	Количество СТ в группе	Количество измерений	$M_G$	$\sigma_G$	$G_{Гр}$ по (2.11)
0 – 15	13	125	0,2796	0,1469	0,5734
15 – 30	61	631	0,3685	0,1565	0,6815
30 – 50	23	275	0,3251	0,1529	0,6309
ИТОГО	97	1031	-	-	-

$$G_{Гр} = -0,0735 \cdot (\hat{T}_{сл})^2 + 0,2944 \cdot (\hat{T}_{сл}) + 0,3869, \quad (2.15)$$

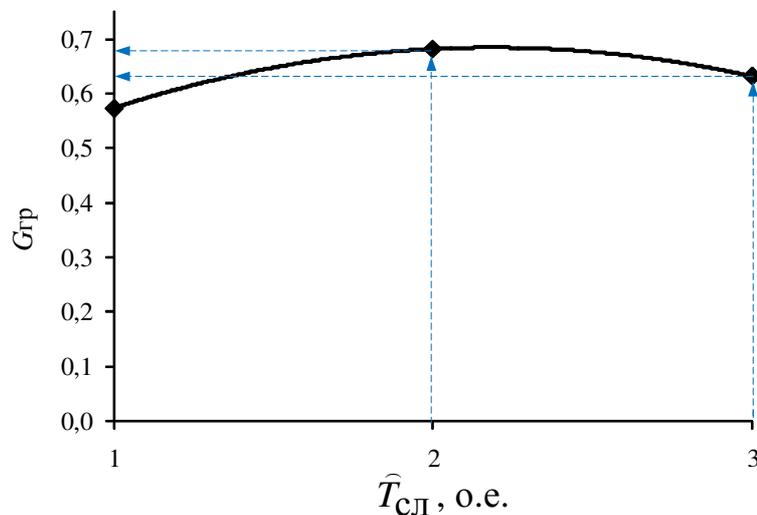


Рисунок 2.16 – Изменение величины  $G_{Гр}$  от  $\hat{T}_{сл}$ .

Следует отметить, что корректность модели (2.15) также как и (2.14) обусловлена достаточной представительностью используемой однородной статистики, а также нормальным законом распределения диагностического признака  $G$  в каждом из частичных интервалов изменения  $\hat{T}_{\text{сл}}$ . К сожалению, возможность построения единой статистической зависимости  $G_{\text{гр}}(K_3, \hat{T}_{\text{сл}})$  ограничена объемом имеющегося в распоряжении статистического материала.

Для практического применения полученных моделей может быть предложена следующая методика [42].

1. По измеренным значениям концентраций диагностических газов СТ вычисляются веса или объемные доли каждого газа в выделенной из пробы

масла газовой смеси:  $w_i = \frac{A_i}{\sum_{i=1}^d A_i}$ ,  $a_i = \frac{A_i}{A_{\text{гр}i}}$ , ( $i = \overline{1, d}$ ).

2. Рассчитывается текущее значение обобщенного идентификатора

состояний СТ:  $G(A) = \frac{\sum_{i=1}^d a_i^2}{\sum_{i=1}^d a_i}$  (где  $d$ , например, может быть равно 7 [27]).

3. По измеренной суммарной токовой нагрузке во вводах НН двухобмоточных СТ, в том числе и с расщепленной обмоткой НН (для трехобмоточных СТ во вводах СН и НН) определяется фактическое значение коэффициента загрузки ( $K_3$ ) на момент отбора пробы масла на ХАРГ.

4. По зависимости (2.14) корректируется критериальное значение  $G_{\text{гр}}(K_3)$ , соответствующее границе разделения классов возможных состояний СТ  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ .

5. На основе разработанного решающего правила производится идентификация текущего состояния СТ:

$$\begin{array}{ll}
 G(A) \leq G_{\text{гр}} & \text{бездефектное состояние, «норма»;} \\
 & \\
 G(A) > G_{\text{гр}} & \text{прогнозируется развивающийся} \\
 & \text{дефект, «норма с отклонениями»}.
 \end{array}
 \tag{2.16}$$

Для уточнения характера и степени опасности дефекта следует воспользоваться моделями (2.12) и (2.13) либо рекомендациями [35].

### 2.4.3 Развитие метода статистической идентификации на случай выявления критических дефектов в СТ по результатам ХАРГ

Модель жизни СТ представляется последовательностью переходов из одного состояния в другое. СИГРЭ предлагает различать следующие состояния СТ [84]: *нормальное, дефектное, поврежденное, отказ*. Более детализированная модель жизни МНТО представлена в [33] (рисунок 2.17). Под влиянием эксплуатационных факторов и внешних воздействий в СТ возникают разного вида дефекты, развитие которых со временем приводит к повреждениям и отказам оборудования.

При эксплуатации СТ по фактическому состоянию ключевое значение приобретает возможность достоверной и оперативной оценки состояния. Многопараметрическая оценка может быть произведена по результатам диагностирования каждого из элементов конструкции трансформатора (обмотки, магнитопровод, система охлаждения, вводы, РПН, трансформаторное масло и др.) с применением нормативно утвержденных методов [20,35]. Прежде всего, она направлена на выявление «критических» дефектов, наличие которых свидетельствует о большом риске отказа при его дальнейшей эксплуатации. При этом для каждого элемента конструкции и метода диагностирования определяются признаки, по значениям которых фактическое состояние трансформатора относится к определенному классу.

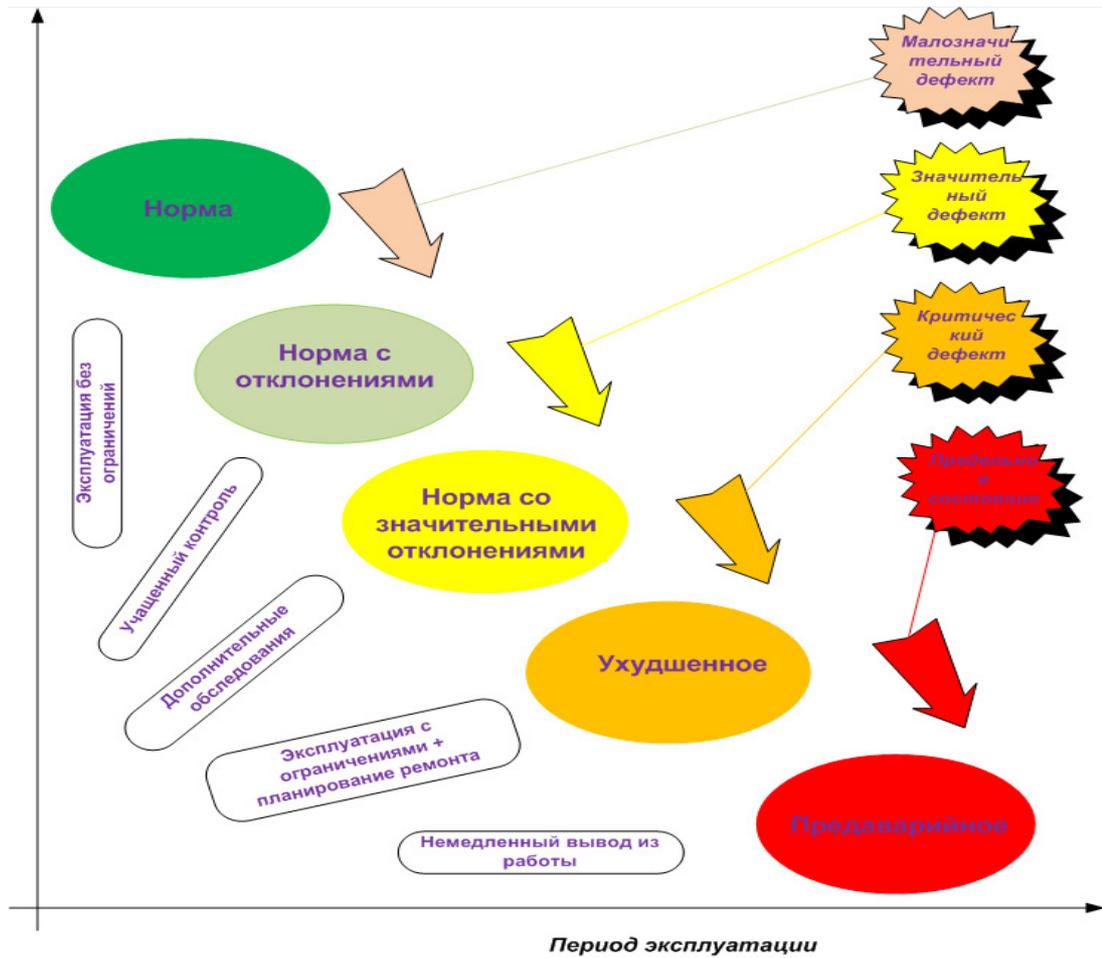


Рисунок 2.17 – Эволюция состояний высоковольтного МНТО

В [33] установлены классы эксплуатационных состояний силовых трансформаторов и приводящие к ним дефекты: «норма» (отсутствие явных дефектов), «норма с отклонениями» (малозначительный дефект), «норма со значительными отклонениями» (значительный дефект), «ухудшенное» (критический дефект), «предавварийное» (предельное состояние). Совпадение оценок по двум и более методам диагностирования повышает эффективность диагноза, а, следовательно, и обоснованность принимаемых эксплуатационных решений.

Несмотря на удобство анализа, критерий граничных концентраций (2.8) 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 трансформатора. В ряде случаев при прогнозировании в трансформаторе дефекта высокой силы проявления подобная ситуация становится абсолютно неприемлемой.

Таким образом, для повышения оперативности и обоснованности эксплуатационных решений очевидна необходимость корректировки и дополнения критериев оценки состояния трансформатора по результатам ХАРГ. Значительный вклад в данное направление вносят исследования ряда отечественных и зарубежных авторов [118-124], которые расширяют и уточняют аналитические возможности интерпретации результатов ХАРГ, изложенные в [35], за счет детализации учитываемых факторов и статистической обработки диагностической информации. Несмотря на достигнутый прогресс, задача разработки универсальных методов достоверной идентификации состояний оборудования, использующих для принятия решений процедуры искусственного интеллекта по-прежнему чрезвычайно актуальна [123, 124].

Один из эффективных подходов к решению задачи основан на методах статистической классификации и распознавания образов, важным преимуществом которых является возможность одновременного учета признаков различной физической природы, поскольку они характеризуются безразмерными величинами – вероятностями их появления при различных состояниях системы [43]. Рассмотрим дихотомию задачи обнаружения признаков дефектов в силовых трансформаторах. В формировании классов состояний  $\Pi_1$  – «норма» и  $\Pi_2$  – «норма с отклонениями» должна участвовать статистическая выборка данных из  $N$  протоколов ХАРГ  $M$  однотипных трансформаторов. Упростить исходное описание классов состояний в пространстве контролируемых признаков позволяет дискриминантная функция вектора относительных концентраций диагностических газов (2.9). Преимуществом признака (2.9) по сравнению с (2.8) является уменьшение

размерности признакового пространства и обобщенная оценка вектора  $A$ , за счет чего повышается его чувствительность к изменениям состава и концентраций газов, вызываемым появлением дефекта в трансформаторе. При этом условие отнесения текущего состояния трансформатора к одному из классов формулируется в виде

$$\text{если } G \leq G_{\text{гр}}^{\text{I}}, \text{ то } A \subseteq \Pi_1, \text{ если } G > G_{\text{гр}}^{\text{I}}, \text{ то } A \subseteq \Pi_2. \quad (2.17)$$

Ключевая идея метода статистической идентификации дефектов в СТ состоит в возможности разделения суммарного эмпирического распределения признака  $G$  в подмножестве дефектных состояний СТ ( $\Pi_2$ ) как смеси однородных распределений, дифференцируемых по степени тяжести дефекта. В результате применения принципа дихотомии и разработанной процедуры статистических вычислений на основе моделей границы раздела классов состояний СТ (2.10) – (2.13) может быть реализовано попарное разделение множества состояний  $\Pi_2$  на произвольное (заданное) количество классов с построением границ их раздела. Такая возможность оказывается особенно востребованной при необходимости детализации дефектов в трансформаторе по силе их проявления.

Разработанный метод может быть использован для распознавания «значительных» («критических») дефектов в трансформаторе [125]. Однако построение границы раздела между классами состояний «норма с отклонениями» и «ухудшенное» затруднено недостаточной представительностью относящихся к ним массивов данных. Так, например, из 1340 протоколов ХАРГ (выборка 1) всего лишь 244 протокола по правилу (2.14) следует отнести к классу состояний  $\Pi_2$ .

Формирование границы  $G_{\text{гр}}^{\text{II}}$  раздела классов состояний «норма с отклонениями» и «ухудшенное» выполним подобно формированию  $G_{\text{гр}}^{\text{I}}$ , но с использованием числовых характеристик распределения признака  $G$  для

класса  $\Pi_2$  (таблица 2.4). Полученное при этом условие

$$G > G_{\text{Гр}}^{\Pi} = M_G^{\Pi} + 2 \cdot \sigma_G^{\Pi} = 2,13 \quad (2.18)$$

представляет собой решающее правило для распознавания «значительных» или даже «критических» дефектов в СТ. Значения признака  $G$  для ретроспективных данных ХАРГ, принадлежащих классу состояний  $\Pi_2$ , а также граничное значение  $G_{\text{Гр}}^{\Pi}$  показаны на рисунке 2.18. Как следует из рисунка, значительная часть выборки из 244 протоколов ХАРГ относится к состояниям «норма с отклонениями» или «норма со значительными отклонениями», то есть располагается ниже установленной границы.

Для проверки достоверности (2.16) воспользуемся дополнительной информацией по эксплуатации исследуемых трансформаторов. В качестве таковой в работе использованы протоколы вывода в ремонт по состоянию отдельных единиц оборудования.

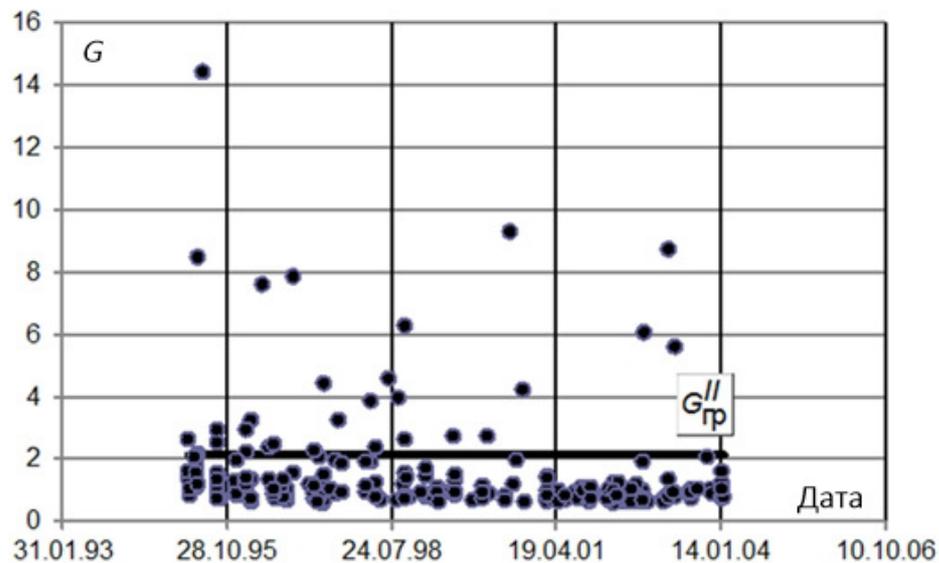


Рисунок 2.18 – Значения признака  $G$  в подмножестве  $\Pi_2$  относительно  $G_{\text{Гр}}^{\Pi}$ .

Так, например, трансформатор ТДТН-31500/110 (2Т ПС «Красногорская»), введенный в эксплуатацию в 1966 году, в 2000 году претерпел аварийный ремонт с сушкой целлюлозной изоляции и восстановлением масла. С 2000 года до окончательного вывода из работы в

2006 году, его эксплуатация характеризуется высокими концентрациями углеводородных газов, учащенными отборами проб масла на ХАРГ (таблица 2.6), профилактическими мероприятиями по сушке и дегазации масла из бака. По анализу концентраций газов из бака в %об прогнозируется наличие перегрева, «значительный» (возможно «критический») дефект термического характера, повреждение твердой изоляции. Оценка состояния трансформатора по ретроспективным данным ХАРГ за 2005 год с использованием решающего правила (2.18) показала, что исследуемый СТ имеет устойчивый «критический» дефект, представляющий угрозу аварийного отказа (рисунок 2.19).

Таблица 2.6 – Концентрации газов 2Т ПС «Красногорская»

Дата	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
11.09.2000	0,00311	<b><u>0,0298</u></b>	<b><u>0,1009</u></b>	<b><u>0,0902</u></b>	0,00033	0,22	0,011
22.11.2000	0,00315	<b><u>0,01902</u></b>	<b><u>0,1101</u></b>	<b><u>0,08963</u></b>	0,00034	0,121	0,008
14.06.2001	0,00085	<b><u>0,0113</u></b>	<b><u>0,1836</u></b>	<b><u>0,1359</u></b>	0,0006	0,419	0,02
09.10.2002	0,00077	<b><u>0,01101</u></b>	<b><u>0,0283</u></b>	<b><u>0,02539</u></b>	0,0001	0,229	0,003
08.04.2003	0,00361	<b><u>0,02192</u></b>	<b><u>0,08598</u></b>	<b><u>0,05312</u></b>	<b><u>0,00112</u></b>	0,379	0,009
15.04.2003	0,00282	<b><u>0,02087</u></b>	<b><u>0,08578</u></b>	<b><u>0,05311</u></b>	<b><u>0,00109</u></b>	0,367	0,009
15.10.2003	0,00022	0,00916	<b><u>0,03968</u></b>	<b><u>0,02626</u></b>	0,0002	0,232	0,006

По этой причине было принято решение о недопустимости и нецелесообразности его дальнейшей эксплуатации. Применение разработанного метода позволяет построить решающие правила для достоверного распознавания развивающихся и критических дефектов в силовых трансформаторах по результатам ХАРГ, а кроме того сформировать область для принятия эксплуатационных решений в координатах используемых диагностических признаков. Следует отметить, что необходимым и достаточным условием надежного разделения множества состояний  $\Pi_2$  на подмножества «развивающихся» и «критических» дефектов в СТ является формирование обобщенного идентификатора состояний, в

котором наряду с признаком  $G$  используется один или несколько дополнительных признаков.

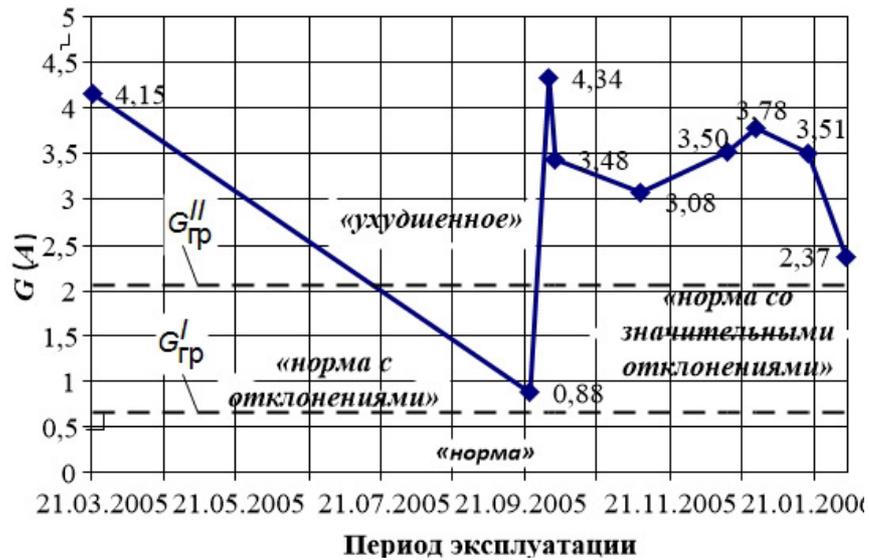


Рисунок 2.19 – Ретроспектива оценки состояния 2Т ПС «Красногорская»

В качестве дополнительного признака, например, может быть использовано отношение диоксида и оксида углерода или относительная скорость изменения концентраций характерных газов. Тогда с учетом известного из [35] условия  $5 < (CO_2/CO) < 13$  может быть установлено сопровождается ли «критический» дефект в СТ повреждением целлюлозной изоляции. На рисунке 2.20 показана область состояний исследуемого трансформатора в координатах признаков  $G$  и  $(CO_2/CO)$ .

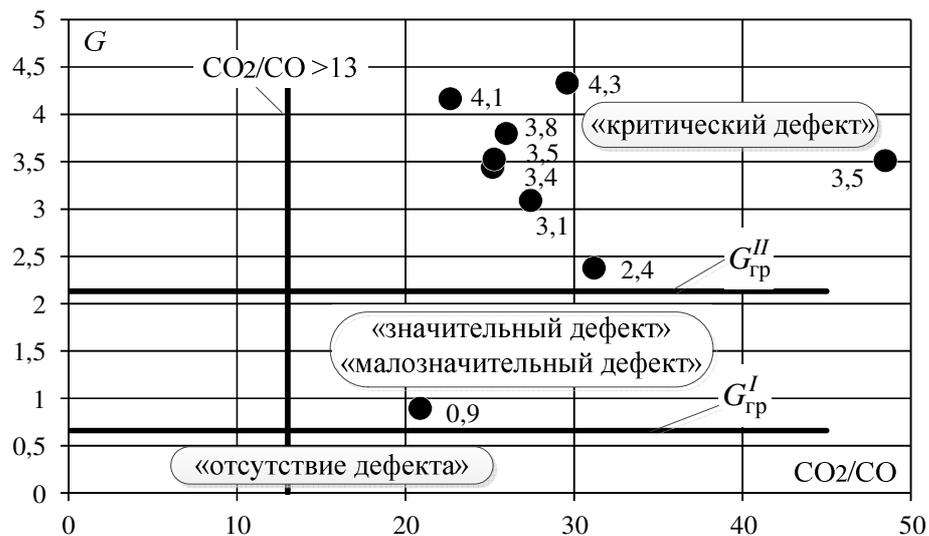


Рисунок 2.20 – Область состояний исследуемого СТ в координатах признаков.

В построенной области состояний трансформатора располагаются рабочие точки, каждая из которых характеризует результат ХАРГ с конкретной датой проведения. Наиболее целесообразным с точки зрения идентификации в СТ «критического» дефекта высокой силы проявления является формирование обобщенного решающего правила с применением в качестве дополнительного признака максимальной относительной скорости изменения концентрации  $i$ -го характерного газа  $\max(V_{\text{отн}i})$  (%мес.), поскольку критический дефект, как правило, проявляется большими ее значениями. Согласно [35] для нее установлены следующие границы: ДЗ (10%мес.), ПДЗ (15%мес.). В этом случае решающее правило будет выглядеть согласно таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Идентификация состояний СТ и принятия решений по его эксплуатации

Решающее правило (критерий)	Прогнозируемое состояние СТ	Эксплуатационное воздействие
$G < G_{\text{Гр}}^{\text{I}}$	«норма» (отсутствие дефекта)	эксплуатация без ограничений
$G_{\text{Гр}}^{\text{I}} \leq G \leq G_{\text{Гр}}^{\text{II}}$ и $\max(V_{\text{отн}i}) \leq \text{ДЗ}$	«норма с отклонениями» (малозначительный дефект)	учащенный контроль
$G_{\text{Гр}}^{\text{I}} < G \leq G_{\text{Гр}}^{\text{II}}$ и $\max(V_{\text{отн}i}) > \text{ДЗ}$	«норма со значительными отклонениями» (значительный дефект)	дополнительные обследования
$G > G_{\text{Гр}}^{\text{II}}$ и $\max(V_{\text{отн}i}) > \text{ПДЗ}$	«ухудшенное» (критический дефект)	эксплуатация с ограничениями, вывод в ремонт

С использованием приведенных в таблице 2.9 видов эксплуатационных воздействий, соответствующих выявленным классам состояний трансформатора, принимаются необходимые решения по его дальнейшей эксплуатации.

#### **2.4.4 Оценка достоверности моделей и метода идентификации состояний МНТО с применением реальных данных эксплуатации**

Разработанные модели нуждаются в проверке адекватности получаемых с их помощью результатов, а, следовательно, достоверности принятия решений по идентификации эксплуатационных состояний СТ. При использовании статистического подхода подобная проверка производится расчетным путем, на основе обучающих и в особенности тестовых выборок данных [44]. При этом достоверность модели (или критерия) оценивается вероятностью совпадения получаемых с ее помощью решений с фактами, имевшими место в действительности и подтвержденными экспериментально. Во всех практических случаях представляет интерес возможность сопоставления решений, полученных по разработанным моделям, с другими известными решениями, например, полученными на основе нормативных методик (сравнение с эталоном). Используем указанный арсенал возможностей для оценки достоверности идентификации эксплуатационных состояний СТ с применением разработанных моделей (2.11) – (2.13) и вариантов их корректировки с учетом влияющих эксплуатационных факторов (2.14), (2.15). Как уже было отмечено ранее, проверка применимости критерия (2.16) для обнаружения развивающегося в СТ дефекта по тестовой выборке объемом 455 записей, включающей протоколы ХАРГ СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» за 2005 и 2006 годы, показала высокую достоверность идентификации ( $\epsilon_1 = 1,69\%$ ,  $\epsilon_2 = 2,28\%$ ). Тестовая выборка содержала более 20 протоколов ХАРГ, по которым критерий граничных концентраций (2.8) прогнозировал наличие развивающегося в СТ дефекта. В результате чего СТ ставились на учащенный контроль с повторным отбором проб масла на ХАРГ в сокращенные сроки. По итогам повторного анализа в 10 протоколах первоначальный диагноз не был подтвержден, то есть дефекта не обнаружено

(ложная тревога). В остальных протоколах первоначальный диагноз подтвердился, обнаружены признаки развивающегося дефекта, рекомендовано дальнейшее наблюдение за СТ с применением других методов диагностического контроля. Описанные ситуации представлены в таблице 2.8. Приведенные типичные примеры подвергались анализу по описанной выше методике с применением разработанного критерия (2.17). Во всех указанных случаях диагноз, поставленный по критерию (2.8) после повторного ХАРГ подтвердился сразу по результатам первоначального анализа (подробное описание некоторых из них приведено ниже).

Таблица 2.8 – Перечень СТ с прогнозируемыми по ХАРГ развивающимися дефектами (согласно [35])

№ п/п	Трансформатор	Дата проведения анализа	Значение концентрации газа превышающего граничную % об	Группа дефекта	Дата проведения следующего анализа	Значение концентрации газа превышающего граничную % об	Группа дефекта
1	2Т, Группа: Северная, п/ст: Северная, тип:ТДТН-40000	05.06.97	$C_2H_4=0,01045$ $C_2H_2=0,00236$	1	13.08.97	отсутствуют	-
2	3Т, Группа: Северная, п/ст: Северная, тип:ТДТН-40000	15.06.01	$C_2H_2=0,00125$	1	15.11.01	$C_2H_2=0,00105$	1
3	1Т, Группа: Северная, п/с: Учительская, тип:ТДН-16000	31.03.03	$H_2=0,0838$	2	01.04.03	отсутствуют	-
4	2Т, Группа: Северная, п/с: Учительская, тип:ТДН-16000	01.10.02	$C_2H_2=0,00261$	1	29.10.02	отсутствуют	-
5	2Т, Группа: Северная, п/ст: Центральная, тип:ТДТН-40000	01.07.96	$C_2H_4=0,01079$	1	27.08.96	$C_2H_4=0,0203$	1
6	2Т, Группа: Восточная, п/с: Библиотечная, тип:ТДТН-25000	05.03.03	$C_2H_2=0,00112$	1	21.07.03	$C_2H_2=0,00102$	1
7	1Т, Группа: Северная, п/ст: Волочаевская, тип:ТДТН-40000	01.10.02	$C_2H_4=0,01057$	1	29.10.02	$C_2H_4=0,01034$	1

Продолжение таблицы 2.8

8	2Т, Группа: Восточная, п/с: Инструментальная, тип:ТДН-10000	25.12.95	$C_2H_2=0,00131$	1	19.03.96	$C_2H_2=0,00108$	1
9	1Т, Группа: Северная, п/ст: Красногорская, тип:ТДТН-31500	11.11.03	$H_2=0,01603$	2	26.11.03	$H_2=0,01428$	2
10	2Т, Группа: Северная, п/ст: Красногорская, тип:ТДТН-31500	29.03.00	$CH_4=0,08051$ $C_2H_4=0,3384$ $C_2H_6=0,1842$ $C_2H_2=0,0058$ $CO=0,13$	1	19.04.00	$CH_4=0,07966$ $C_2H_4=0,3497$ $C_2H_6=0,1925$	1
11	1Т, Группа: Восточная, п/ст: Мясокомбинат, тип:ТДТН-25000	20.12.95	$C_2H_4=0,01776$ $C_2H_2=0,00125$	1	20.03.96	$C_2H_4=0,01847$ $C_2H_2=0,00118$	1
12	2Т, Группа: Восточная, п/ст: Мясокомбинат, тип:ТДТН-25000	06.03.03	$C_2H_4=0,01292$	1	22.07.03	отсутствуют	-
13	1Т, Группа: Восточная, п/ст: Октябрьская, тип:ТДТН-31500	25.12.95	$C_2H_4=0,01354$	1	20.03.96	$C_2H_4=0,01009$	1
14	1Т, Группа: Восточная, п/ст: Октябрьская, тип:ТДТН-31500	11.07.00	$H_2=0,10176$	2	27.09.00	$H_2=0,04888$	2
15	2Т, Группа: Восточная, п/ст: Светлая, тип:ТДТН-40000	15.03.95	$C_2H_2=0,00156$	1	25.04.95	$C_2H_2=0,00256$	1

Продолжение таблицы 2.8

16	2Т, Группа: Восточная, п/ст: Светлая, тип:ТДТН-40000	21.07.03	$C_2H_4=0,01339$	1	02.09.03	отсутствуют	-
17	1Т, Группа: Северная, п/ст: Театральная, тип:ТДТН-25000	13.06.01	$C_2H_4=0,01131$	1	15.11.01	отсутствуют	-
18	2Т, Группа: Северная, п/ст: Театральная, тип:ТДТН-25000	16.06.00	$C_2H_4=0,01101$	1	11.09.00	отсутствуют	-
19	1Т,Группа: Западная, п/ст: Текстильная, тип:ТДТН-25000	02.12.97	$H_2=0,01221$ $CH_4=0,02649$ $C_2H_4=0,09154$ $C_2H_6=0,01184$ $C_2H_2=0,00167$	1,2	25.03.98	$CH_4=0,01981$ $C_2H_4=0,08977$ $C_2H_6=0,01253$ $C_2H_2=0,0016$	1
20	3Т, Группа: Западная, п/ст: Тулинская, тип:ТДТН-31500	27.04.02	$C_2H_4=0,01293$	1	09.09.02	отсутствуют	-

**Пример 1.** В трансформаторе 2Т ПС «Мясокомбинат» (ТДТН-25000/110, год ввода в эксплуатацию 1981) при очередном ХАРГ по графику 06.03.2003 зарегистрированы следующие концентрации газов (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Протоколы ХАРГ 2Т, ПС «Мясокомбинат»

Дата анализа	Концентрации газов, объемные%							$I_{\text{нагрНН}}$ А
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	
20.08.02	0,0003	0,0001	0,008	0,0003	0,0003	0,141	0,024	520
06.03.03	0,0001	0,00005	<b>0,0129</b>	0,001	0,0009	0,192	0,025	520
22.07.03	0,0001	0,000008	0,00794	0,00043	0,00032	0,099	0,014	471
Гр.конц.	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,8	0,06	
Отн.конц.	0,01	0,005	<b>1,292</b>	0,2	0,92	0,24	0,41667	
Абс скор. (%об/мес)	-3E-5	-1E-5	0,00075	0,0001	9,6E-5	0,0078	0,00015	
Отн.скор. (%в мес.)	-10,5	-7,64	9,39	31	33,17	5,52	0,64	
Пара газов	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		CO <sub>2</sub> /CO	
Отношение	0,07		1,9		37,79		1,71	
Диапазон	< 0,1		≥ 1		≥ 3		> 5 и < 13	

Заключение по РД 153-34.0-46.302-00. Обнаружено (рисунок 2.21) превышение граничных значений этилена (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) с относительной скоростью не более 10%/мес. По критериям РД прогнозируется дефект вида «перегрев»: термический дефект высокой температуры (горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке), не затрагивающий твердую изоляцию. Повторный ХАРГ – 22.07.2003 поставленный первоначально диагноз не подтвердил.

Расчеты по предложенной методике с применением критерия (2.16) по результатам ХАРГ от 06.03.2003 дают текущее значение признака,  $G = 0,320$  в то время как  $G_{\text{гр}}(K_3) = 0,634$ . Таким образом это соответствует состоянию СТ – «норма», требующему выполнения следующего ХАРГ по графику.

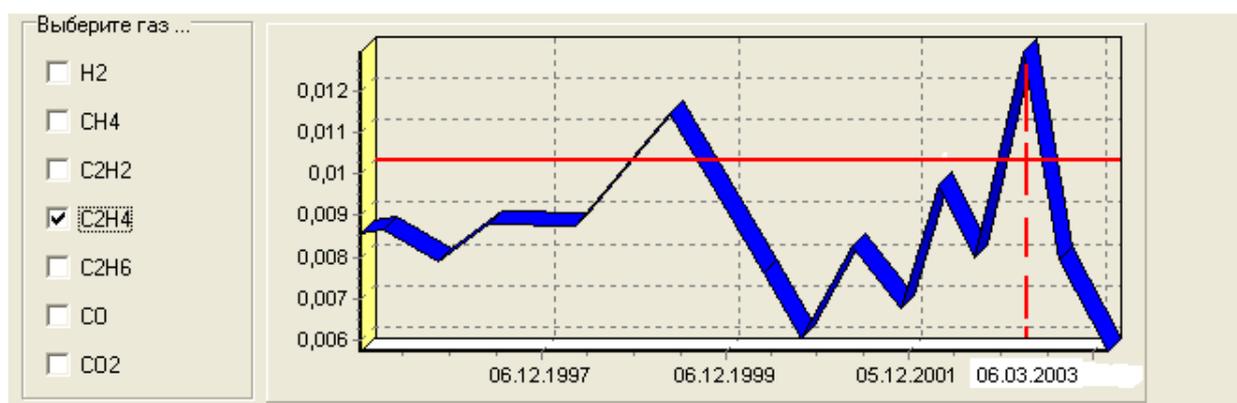


Рисунок 2.21 – Ретроспектива изменений концентрации  $C_2H_4$  обследуемого трансформатора

**Пример 2.** В трансформаторе 2Т ПС «Северная» (ТДТН-40000/110, год ввода в эксплуатацию 1980) при очередном ХАРГ по графику 05.06.1997 определен следующий состав растворенных в масле газов (таблица 2.10).

Таблица 2.10 – Протоколы ХАРГ 2Т, ПС «Северная»

Дата анализа	Концентрации газов, объемные%							$I_{нагрНН}$ А
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	
05.12.96	0,00189	0,00056	0,00727	0,00101	0,00022	0,011	0,022	1359
05.08.97	0,0011	0,00078	<b>0,01045</b>	0,00274	<b>0,00236</b>	0,147	0,046	836
13.08.97	0,001	0,00057	0,00642	0,00139	0,00099	0,177	0,039	680
Гр.конц.	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,8	0,06	
Отн.конц.	0,11	0,078	<b>1,045</b>	0,548	<b>2,36</b>	0,184	0,76667	
Абс скор. (%об/мес)	-0,0001	-3,7E-5	0,00053	0,00028	0,00036	0,0227	0,004	
Отн.скор. (%в мес.)	-6,97	6,55	7,29	28,55	<b>162,12</b>	206,06	18,18	
Пара газов	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		CO <sub>2</sub> /CO	
Отношение	0,23		0,71		3,81		3,2	
Диапазон	0,1 ÷ 3		0,1 ÷ 1		≥ 3		< 5	

Заключение по РД 153-34.0-46.302-00. Обнаружено (рисунок 2.22) превышение граничных значений этилена и ацетилена с относительной скоростью выше 15% в месяц. По критериям РД прогнозируется дефект вида «разряд» и «перегрев» (разряды большой мощности: дуговые разряды;

искрение; пробой масла между обмотками или катушками или между катушками на землю; дефектом затронута твердая изоляция). Следующий отбор пробы – 13.08.97 не подтвердил поставленный ранее диагноз.

Расчеты по предложенной методике с применением критерия (2.16) по результатам ХАРГ от 05.08.1997 позволяют получить критериальное соотношение в виде  $G=0,424 < G_{\text{Гр}}(K_3)=0,632$ , что соответствует состоянию СТ – «норма», не требующему проведения повторного ХАРГ.

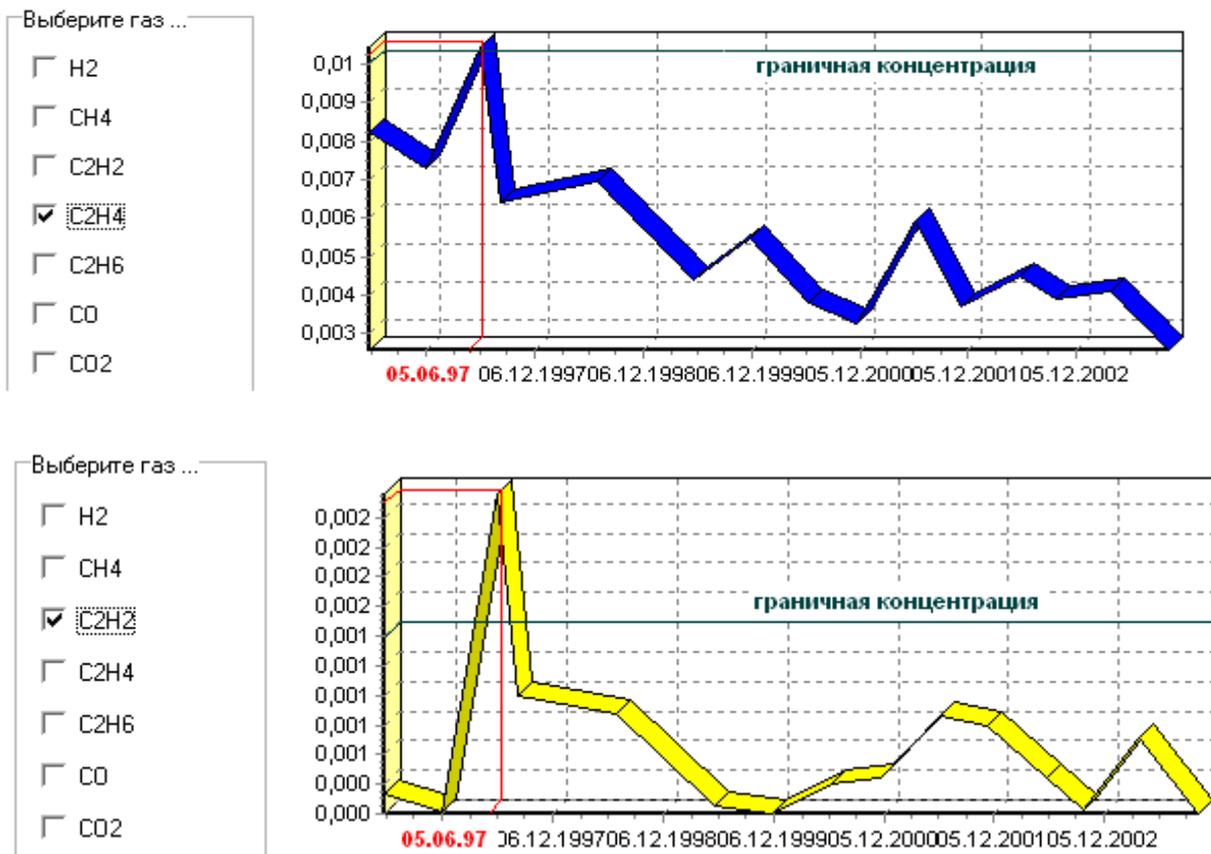


Рисунок 2.22 – Ретроспектива изменений концентраций C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> и C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> обследуемого трансформатора

**Пример 3.** В трансформаторе 2Т ПС «Центральная» (ТДТН-40000/110, год ввода в эксплуатацию 1972) при очередном ХАРГ по графику 01.07.1996 были зарегистрированы следующие концентрации газов (таблица 2.11.).

Заключение по РД 153-34.0-46.302-00. Отмечено превышение граничных концентраций этилена C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> и ацетилена C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> с относительной скоростью менее 10%/мес. Для подтверждения результатов ХАРГ следующий анализ был проведен через 2 месяца 27.08.1996 и также показал превышения

граничных концентраций  $C_2H_4$  и  $C_2H_2$ . По критериям РД прогнозируется дефект вида «перегрев»: термический дефект высокой температуры (горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке), дефектом затронута твердая изоляция.

Расчеты по разработанной методике полностью подтверждают результаты оценки состояния СТ в эксплуатации. По результатам обоих анализов прогнозируется развивающийся дефект  $G = 1,3196 > G_{Гр}(K_3) = 0,651$ , вида «перегрев». Повторный анализ также подтвердил наличие дефекта вида «перегрев»  $G = 1,2863 > G_{Гр}(K_3) = 0,655$ .

Таблица 2.11 – Протоколы ХАРГ 2Т, ПС «Центральная»

Дата анализа	Концентрации газов, объемные%							$I_{нагрНН}$ А
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	
01.07.96	8,9E-4	0,002	<b><u>0,0179</u></b>	8,39E-4	<b><u>0,00132</u></b>	0,06	0,012	575
27.08.96	0,0012	0,0046	<b><u>0,0203</u></b>	0,0026	<b><u>0,00107</u></b>	0,061	0,016	1045
Гр.конц.	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,8	0,06	
Отн.конц.	0,089	0,2	<b><u>1,79</u></b>	0,166	<b><u>1,32</u></b>	0,075	0,2	
	0,115	0,457	<b><u>2,03</u></b>	0,528	<b><u>1,07</u></b>	0,0763	0,2667	
Абс скор. (%об/мес)	1,37E-4	0,0014	0,0013	9,53E-4	-0,0013	5,3E-4	0,0021	
Отн.скор. (%в мес.)	15,375	67,632	7,0567	114,77	-9,9681	0,8772	17,544	
Пара газов	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		CO <sub>2</sub> /CO	
Отношение	0,073743		2,247191		21,57		5	
	0,052709		3,973913		7,68		3,81	
Диапазон	< 0,1		≥ 1		≥ 3		< 5	

Все расчеты по указанным примерам выполнены с применением разработанного автором специализированного программного обеспечения WESpower, предназначенного для задач мониторинга СТ и описанного в шестой главе диссертации. Подтверждение работоспособности предложенного в разделе 2.4.3 метода статистической идентификации

критических дефектов в СТ и оценка достоверности разработанных на его основе практических критериев выполнялись с применением обучающей (1340 протоколов ХАРГ) и тестовой (455 протоколов ХАРГ) выборок исследуемой группы трансформаторов 110 кВ. Особый интерес представляли результаты ХАРГ, сопровождаемые протоколами вскрытия СТ. На рисунке 2.23 показаны гистограммы относительных частот признака  $G$  для выделенных классов состояний СТ с разделением класса  $\Pi_2$  согласно правилам таблицы 2.7 на подмножества «норма с отклонениями» и «норма со значительными отклонениями». Расчеты характерных примеров с применением критериев (таблица 2.7) подтверждены результатами проверочных расчетов по базовым методикам, что подтверждает обоснованность решающих правил [43, 44]. Так, например, в трансформаторе 1Т ПС «Текстильная» (ТРДН-25000/110, год ввода в эксплуатацию 1987) обнаружен высокотемпературный ( $\theta > 700^\circ\text{C}$ ) термический дефект с горячей точкой в сердечнике и предположительным повреждением твердой изоляции. Дефект развивался постепенно в течение нескольких лет, и на заключительном этапе перед выводом СТ в ремонт (в феврале 2004 г.) приобрел все признаки критического (высокую силу и скорость проявления). В течение 2003 года ХАРГ выполнялся практически в режиме мониторинга, что позволило идентифицировать дефект в динамике (рисунок 2.23) с привлечением базовых методик (РД 153-34.0-46.302-00 и треугольника Дюваля). На рисунке 2.24 показано изменение во времени состояния СТ, характеризуемое значениями обобщенного идентификатора состояний СТ ( $G$ ) по датам измерения концентраций растворенных в масле газов. Как видно из рисунка, практически все значения признака соответствуют условию  $G > G_{\text{гр}}^{\text{II}} = 2,13$ , что подтверждает наличие в СТ устойчивого дефекта значительной силы проявления (рисунок 2.25). На рисунке 2.26 выборочно показаны результаты идентификации дефекта с помощью методик треугольника Дюваля и номограмм.

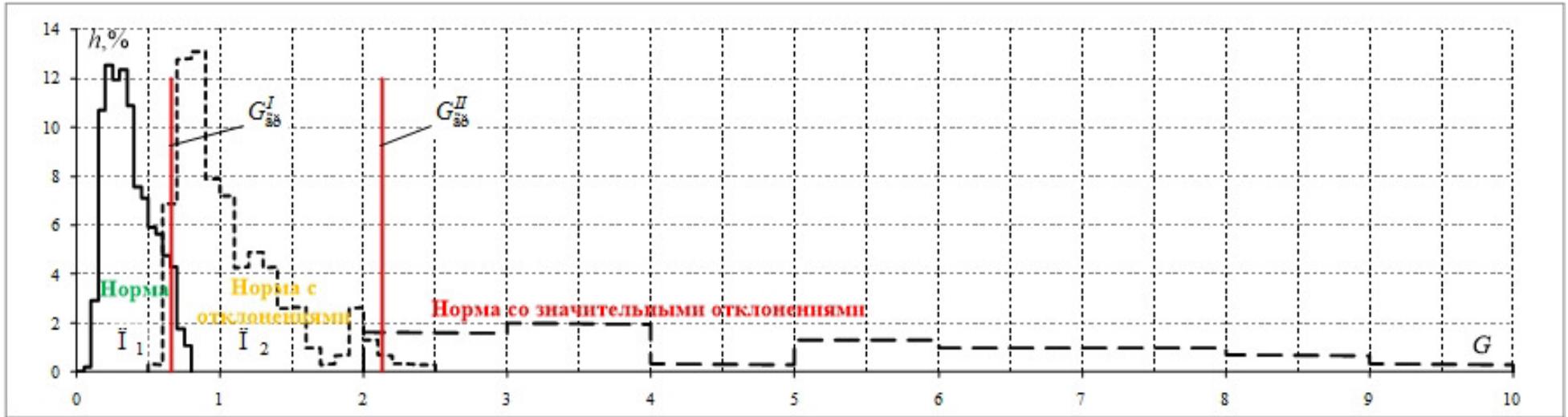


Рисунок 2.23 – Эмпирические плотности распределений для СТ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС»

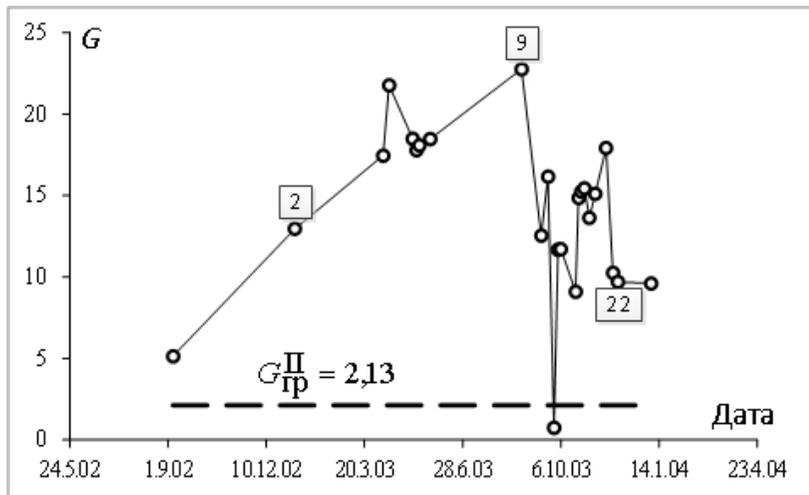


Рисунок 2.24 – Динамика состояния 1Т ПС  
«Текстильная»

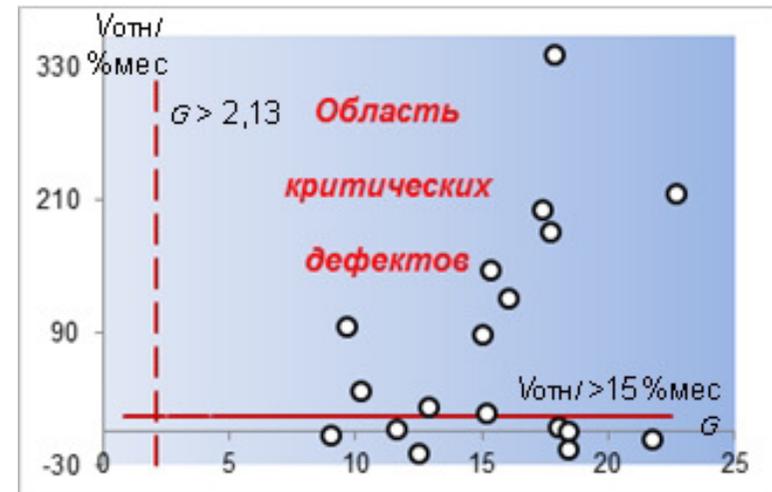
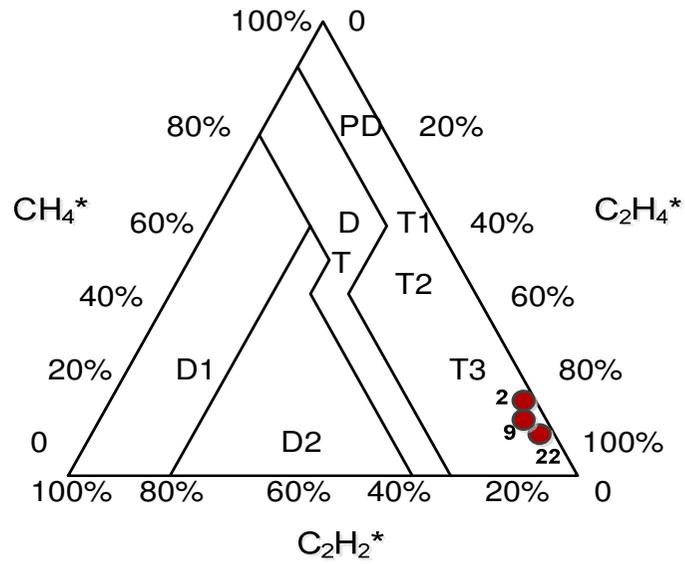
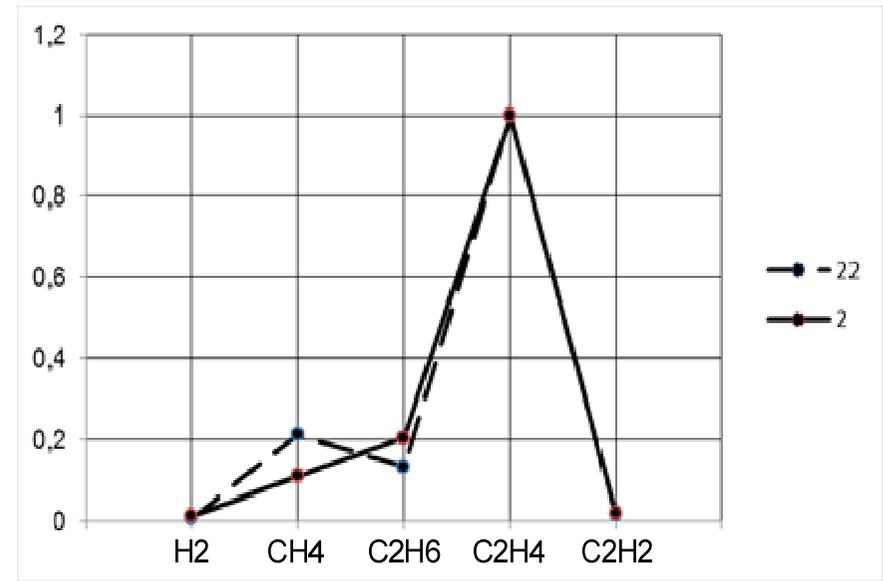


Рисунок 2.25 – Идентификация дефекта в критериальной области



Методика Дюваля



Методика РД 153-34.0-46.302-00

Рисунок 2.26 – Результаты идентификации дефекта 1Т ПС «Текстильная» по базовым методикам (2,9,22 – номера измерений).

Обе методики дают сопоставимые оценки: «Дефект термического характера в диапазоне высоких температур».

Типичный пример, подтверждающий достоверность разработанного метода и правил идентификации критических дефектов в СТ, связан с блочным трансформатором Новосибирской ТЭЦ-5. В трансформаторе 2Т НТЭЦ-5 (ТДЦ-250000/220, год ввода в эксплуатацию 1992, заводской номер 148776). С 2006 года наблюдается рост концентраций горючих газов ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ) с превышением ПДЗ. В течение последних 6 лет наблюдается локальный нагрев активной части с температурой ННТ  $>700^\circ\text{C}$ . При сливе масла и вскрытии 21÷29.08.06 производилось обследование внутренних поверхностей активной части и магнитопровода. Очаг нагрева обнаружен не был. ЗАО «Инженерный центр» протоколом №09/10 от 26.10.2006 зарегистрированы недопустимые по величине ЧР в изоляции. Предположительно источником ЧР является МБИ либо магнитопровод (нижнее ярмо между фазами А и В). Рекомендован вывод СТ в ремонт. Ремонт был ограничен устранением неисправности контактных соединений выводов с обмоткой НН, заменой уплотнителей и т.п., произведено 2 цикла дегазации. В течение 2012 года с аномально жарким летом было зафиксировано превышение ДЗ общего газосодержания в масле из бака. Особую тревогу вызывал продолжающийся рост потерь в магнитопроводе

$$\Delta P_x^* = \left( \frac{\Delta P_x^{\text{ИЗМ}} - \Delta P_x^{\text{НОРМ}}}{\Delta P_x^{\text{НОРМ}}} \right) \cdot 100\%$$

( $\Delta P_x^{\text{ИЗМ}}$ ,  $\Delta P_x^{\text{НОРМ}}$  – измеренное и нормативное значения), приближающихся к ПДЗ (30%). На рисунке 2.27 показаны значения относительных потерь с указанием дат измерений. Такое изменение указанного параметра представляет собой признак нарушения магнитных контуров либо опасные процессы в железе. В подобной ситуации зависимость  $\Delta P_x^*(t)$  можно применить в качестве ресурсной кривой и спрогнозировать время,

оставшееся до достижения параметром своего ПДЗ.

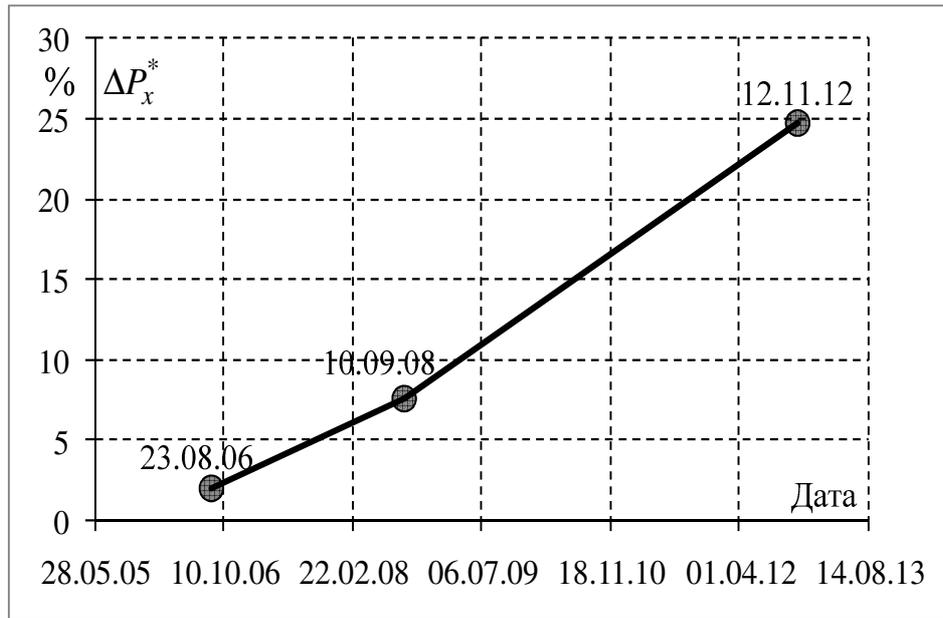


Рисунок 2.27 – Изменение потерь в магнитопроводе 2Т НТЭС-5.

На рисунке 2.28 приведена временная диаграмма изменения обобщенного идентификатора состояний СТ, полученная по статистике ХАРГ с 1992 по 2013 годы. Выполнение ХАРГ трансформатора в режиме диагностического мониторинга позволило наблюдать динамику опасного нарастания концентраций растворенных в масле газов и периодические их снижения, связанные с дегазацией.

Выборка ХАРГ включает 150 измерений, из которых 60 согласно критерию (2.8) отнесены к классу  $\Pi_1$ , а 90 к классу  $\Pi_2$ . По имеющимся данным произведены статистические вычисления, получены эмпирические плотности  $p(G/\Pi_1)$  и  $p(G/\Pi_2)$ , а также числовые характеристики распределения признака  $G$  для заданной дихотомии классов (таблица 2.12).

Таблица 2.12 – Числовые характеристики распределения

Класс $\Pi_1$		Класс $\Pi_2$	
$M_G = 0,4536$	$\sigma_G = 0,1537$	$M_G = 2,1008$	$\sigma_G = 1,4521$

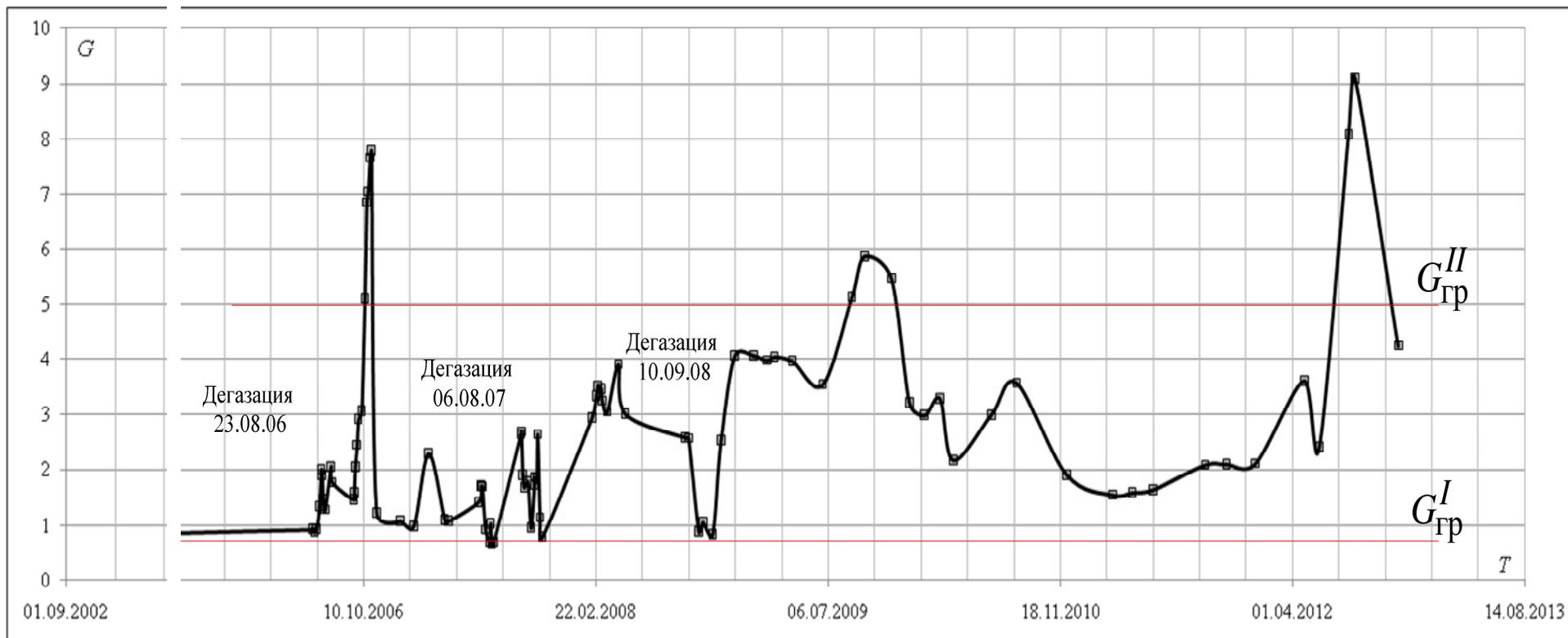
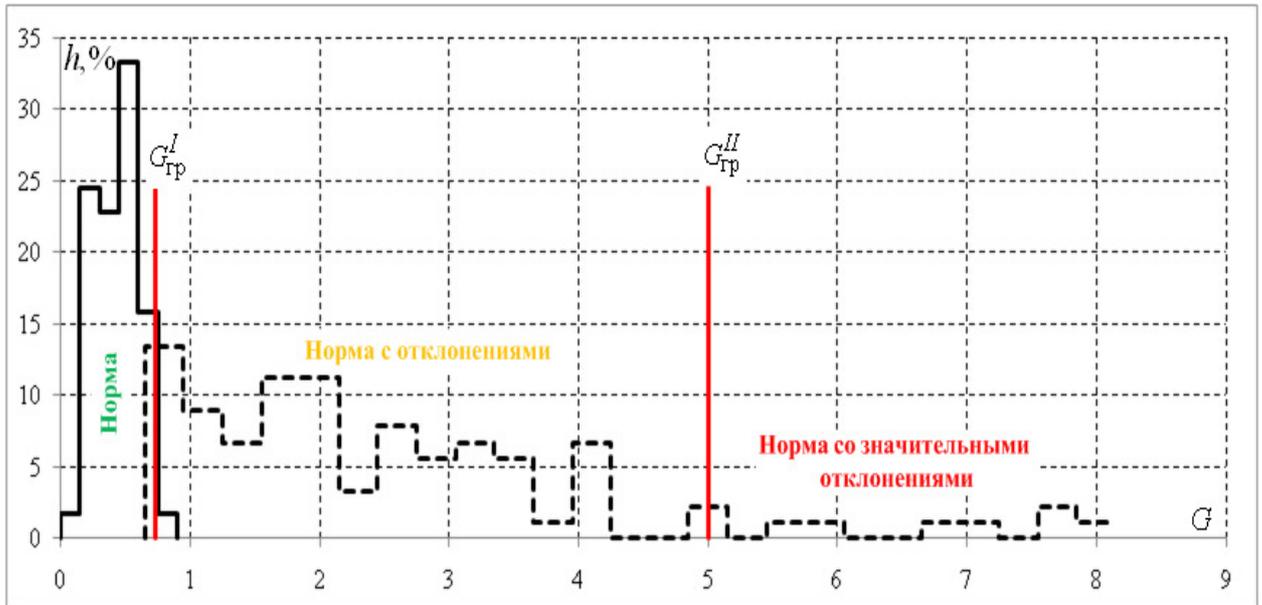
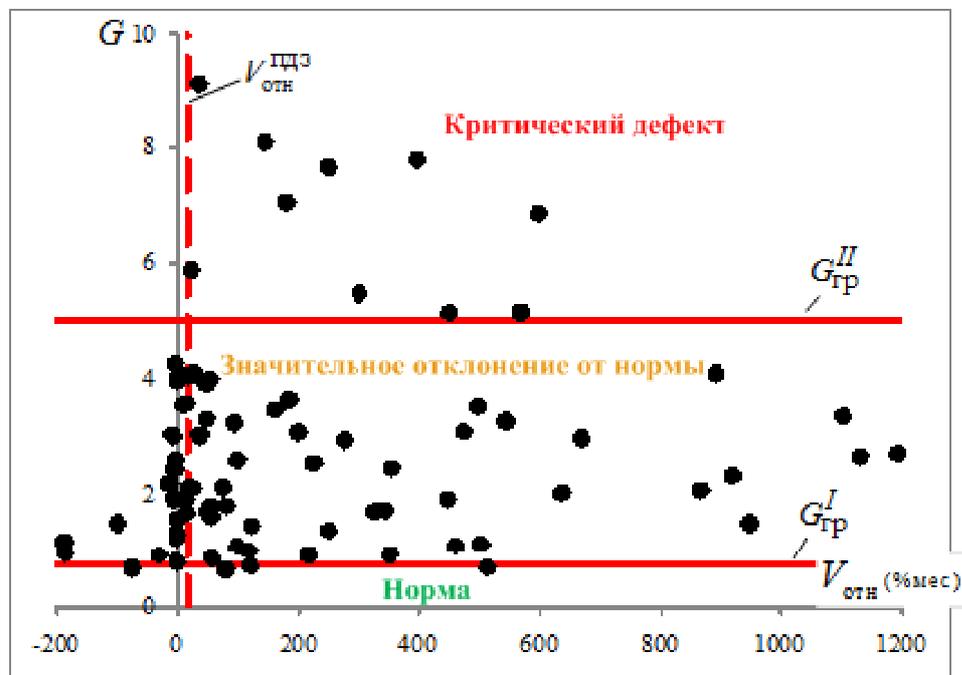


Рисунок 2.28 – Мониторинг состояния 2Т НТЭЦ-5 по изменению  $G(t)$ .

Кроме этого по формуле (2.10) было рассчитано Байесовское значение границы раздела классов  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$   $G_{Гр} = 0,768$ , а по упрощенной модели (2.11) при  $k=2$  найдены значения  $G_{Гр}^I = 0,761$  и  $G_{Гр}^{II} = 5,005$ , показанные на рисунке 2.29 а).



а)



б)

Рисунок 2.29 – Результаты идентификации состояния 2Т НТЭЦ-5 с использованием обобщенного идентификатора состояний.

Близость значений Байесовской границы и  $G_{гр}^I$  свидетельствует о достаточной для практических целей представительности исходной выборки ХАРГ и корректности выполненных статистических вычислений. Результаты идентификации состояния 2Т НТЭЦ-5 с использованием разработанного метода представлены на рисунке 2.29. На рисунке 2.29 б) изображена область принятия решений в координатах значимых признаков. По результатам выполненного анализа с учетом всей сопутствующей информации состояние СТ было признано критическим и трансформатор был выведен в капитальный ремонт в апреле 2013 года.

### **Выводы:**

1. Проблема несоответствия между современными информационными системами, измерительными средствами диагностирования, мониторинга и управления актуальным состоянием электрооборудования и методами обработки измерений, принятия решений по его дальнейшей эффективной эксплуатации усугубляется опережающим ростом количества оборудования (в том числе и МНТО), отработавшего свой нормативный срок службы. Двойственный характер проблемы проявляется, с одной стороны, недостаточной достоверностью интерпретации результатов диагностирования, что приводит к принятию не обоснованных и не своевременных решений в отношении эксплуатации оборудования, к повышению риска отказов, общему снижению надежности электрических сетей. С другой стороны это вызывает не обоснованное завышение стоимости измерительных и диагностических систем за счет увеличения числа контролируемых параметров и создания информационной избыточности с целью компенсации ошибок в принятии решений. Масштабность и нетривиальность проблемы требуют немедленного реагирования в постановке целей и поиске эффективных путей их скорейшего достижения.

2. Для достижения поставленных целей актуально решение таких ключевых задач как: анализ традиционной системы диагностического контроля (мониторинга) электрооборудования и построения на этой основе эффективных моделей идентификации технического состояния СТ, совершенствования методов принятия решений по их безаварийной эксплуатации, реализующих принципы самообучения и адаптации к индивидуальным особенностям оборудования и изменениям условий его эксплуатации.

3. Стохастическая сущность и диагностическая ценность измеряемых параметров оборудования определяются размерностью и мощностью исходного пространства измерений. Размерность множества зависит от числа измерений, а мощность характеризует количество однородных измерений параметров и позволяет работать с ними как с реализациями случайной величины с использованием методов математической статистики. В системах периодического диагностирования для формирования представительных выборок данных прибегают к использованию многолетней ретроспективы измерений на большом количестве однотипного оборудования с одинаковыми условиями эксплуатации, что представляется статистически корректным и вполне оправданным с точки зрения ожидаемых диагностических преимуществ.

4. Ключевым инструментом на стадии формирования диагностической статистики является проверка гипотезы об ее однородности. Для однородной совокупности данных она запускает процедуру оценки технического состояния оборудования, для неоднородной – процедуру выявления и устранения причин неоднородности, к которым относят «плохие» данные и ошибки классификации. Принципиально важным для реализации дифференциальной диагностики и распознавания дефектов в электрооборудовании является то, что неоднородная случайная совокупность данных есть результат смешения нескольких однородных совокупностей.

5. Байесовский подход на основе отношения правдоподобия является

центральный и наиболее эффективным средством решения задач статистической классификации и распознавания образов. Однако он связан с рядом математических условностей, выполнение которых не всегда достижимо, что существенно ограничивает область его практического применения. Синтез диагностических признаков и редукция размерности признакового пространства снимают большинство ограничений и открывают широкие возможности применения Байесовской теории к разработке методов и моделей статистической идентификации дефектов в оборудовании, критериев принятия решений по его дальнейшей безаварийной эксплуатации.

6. Одним из методов упреждающего диагностирования МНТО является ХАРГ. Применение ХАРГ определено нормативами для всех стадий эксплуатационного цикла МНТО и позволяет сформировать представительную выборку данных, содержащую богатейшую статистическую информацию об изменениях его технического состояния в различных режимах функционирования под воздействием влияющих факторов.

7. Формирование исходной выборки данных ХАРГ МНТО может быть реализовано как в режиме диагностического мониторинга с малой периодичностью измерений, что в целом положительно отражается на статистических характеристиках совокупности случайных признаков (обеспечивается компактность статистического множества), так и в режиме длительного периодического диагностирования. В последнем случае выборка включает информацию о влиянии важных технологических и эксплуатационных факторов на изменение диагностических признаков – параметров состояния МНТО, что является необходимым условием для выявления и описания их взаимосвязей. Этому в не малой степени способствует включение в выборку ХАРГ данных по группе однотипных СТ, эксплуатируемых и диагностируемых в одинаковых условиях.

8. Синтез Байесовского классификатора применительно к результатам ХАРГ однотипного МНТО обеспечивает высокую (до 97%) достоверность

распознавания как факта наличия / отсутствия дефекта, так и его вида: «разряд», «перегрев», «разряд и перегрев», что расширяет возможности базовых методических указаний по диагностике развивающихся дефектов МНТО. Разработанный на основе Байесовских преобразований метод статистической идентификации дефектов и методика его применения позволяет корректировать положение границы раздела классов состояний СТ в зависимости от таких важных эксплуатационных факторов как электрическая нагрузка и срок службы, что повышает дифференциальные свойства метода. Благодаря используемому многоуровневому обобщенному идентификатору состояний объектов метод обладает высокой чувствительностью и способен идентифицировать не только развивающиеся, но и критические дефекты в МНТО.

9. 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).

10. Достоверность разработанных моделей идентификации дефектов в МНТО и критериев принятия решений базируется на строгих положениях теории вероятностей и математической статистики. Верификация моделей и методики статистической идентификации состояний МНТО 110-220 кВ электростанций и электрических сетей подтверждает достаточно высокую их достоверность и эффективность применения для повышения эксплуатационной надежности оборудования.

### **3 ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ**

#### **3.1 Связь надежности сложной восстанавливаемой технической системы с характеристикой состояния ее элементов**

Современные объекты электроэнергетики – электроэнергетические системы, электростанции и электрические сети с точки зрения надежности функционирования относятся к разряду сложных восстанавливаемых технических систем [7]. Это обусловлено не столько большим количеством составляющих их элементов, но главным образом сложностью функциональных, конструкционных и прочих связей между ними. Указанные особенности, а также значительное количество оказывающих влияние внешних факторов, в том числе имеющих случайный характер, обуславливают сложность методов анализа и количественной оценки надежности. Под элементами электрических сетей следует понимать различного рода оборудование и установки, связанные общностью процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии (коммутационные аппараты, силовые и измерительные трансформаторы, линии электропередачи, пр.). Одной из основных задач эксплуатации электрических сетей является обеспечение надежности их функционирования. Согласно [126] надежность – комплексное свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. С точки зрения эксплуатации надежность объекта в полной мере может быть характеризована такими свойствами как безотказность, ремонтпригодность, долговечность и сохраняемость. Для учета технических параметров объекта, характеризующих выполнение

заданных функций, и допустимые нормативами пределы их изменения широко используется понятие «работоспособное состояние».

Количественная оценка надежности системы производится по известным показателям надежности ее элементов. В качестве исходной информации при определении количественных значений надежности элемента электрической сети, как правило, используются события, состоящие в нарушении его работоспособного состояния (отказы). Отказы возникают случайным образом и в зависимости от вызвавших их причин подразделяются на конструкционные, производственные, эксплуатационные и деградационные. Так, например, внезапные отключения находящихся в эксплуатации линий электропередачи и оборудования подстанций имеют случайную природу и зависят от большого количества факторов. В действующих электроустановках преимущественно проявляются отказы, вызванные нарушениями условий эксплуатации. Нарушения условий эксплуатации могут быть связаны с внешними причинами, такими как грозовые и коммутационные перенапряжения, замыкания на землю, обрывы и схлестывание проводов. Не редко условия эксплуатации нарушает пресловутый человеческий фактор. Особую категорию представляют собой самоустраняющиеся отказы или однократные отказы, устраняемые незначительным вмешательством оператора (или автоматики). В соответствии с [126] их классифицируют как сбои. Так, например, внезапное отключение ВЛ с последующим успешным АПВ следует рассматривать как сбой в работе.

Сведения об отказавшем оборудовании (типы и характеристики, причины отказов), продолжительности внеплановых простоев, величины недоотпуска электроэнергии, потери, выраженные величиной ущерба и т.п., составляют содержание аварийной статистики. Информационную значимость аварийной статистики для решения задач эксплуатации объектов электроэнергетики трудно переоценить [9]. Основными направлениями ее использования являются:

- расчеты показателей безотказности и ремонтпригодности отдельных типов оборудования и электрической сети в целом;
- оценка эффективности эксплуатации оборудования с учетом затрат на восстановление работоспособного состояния и ущербов от аварийных отключений;
- выявление узких мест в электрической сети, для которых характерны высокая частота отказов, низкое качество функционирования, значительные потери;
- выбор оптимальной системы ТОиР оборудования сетей.

До недавнего времени в энергокомпаниях не уделялось должного внимания сбору и формированию статистики аварийных отключений и внеплановых простоев оборудования. В результате имеющиеся в наличии данные были разрознены, неполны, имели недостаточно высокую достоверность или вовсе отсутствовали.

В процессе функционирования оборудование изменяет свои рабочие характеристики, что позволяет говорить об изменении его состояния или степени работоспособности. На изменение состояния оборудования оказывают влияние условия эксплуатации (природно-климатические, режимные, ремонтно-восстановительные и пр.) Для оценки эксплуатационной надежности оборудования сетей наряду со статистикой аварийных отключений целесообразно применение 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 результатов диагностирования, 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 неисправности

(дефекта). В таблице 3.1 приводятся характеристики и расчетные формулы для вычисления и статистической оценки наиболее часто используемых показателей надежности оборудования [128-132].

Таблица 3.1 – Характеристика основных показателей эксплуатационной надежности электрооборудования

№ п.п	Показатель надежности	Расчетная формула
Показатели безотказности не восстанавливаемых объектов		
1	Вероятность отказа	$Q(t) = P(T < t)$ , где $T$ – случайная величина времени безотказной работы, $t$ – заданное значение времени. Статистическая оценка: $\hat{Q}(t) = \frac{n(t)}{N},$ где $N$ – количество объектов, работоспособных в начальный момент времени ( $t=0$ ), $n(t)$ – количество объектов, отказавших на интервале времени от 0 до $t$ .
2	Вероятность безотказной работы (функция надежности)	$P(t) = 1 - Q(t) = P(T > t)$ . Статистическая оценка: $\hat{P}(t) = \frac{N - n(t)}{N}$ .
3	Плотность распределения времени безотказной работы (частота отказов)	$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}.$ Статистическая оценка: $\hat{f}(t) = \frac{n(\Delta t)}{N \cdot \Delta t}$ .

4	Интенсивность отказов	$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = -\frac{1}{P(t)} \cdot \frac{dP(t)}{dt}.$ <p>Статистическая оценка:</p> $\lambda(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_{\text{ср}} \cdot \Delta t}, \text{ где } N_{\text{ср}} = \frac{N_i + N_{i+1}}{2},$ <p><math>N_i, N_{i+1}</math> - число работоспособных объектов в начале и конце интервала <math>\Delta t</math></p>
Показатели безотказности восстанавливаемых объектов		
6	Параметр потока отказов (средняя частота отказов)	$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t, t + \Delta t)}{\Delta t}.$ <p>Статистическая оценка: <math>\hat{\omega}(t) = \frac{n(\Delta t)}{N \cdot \Delta t}</math>, где <math>n(\Delta t)</math> - число объектов, отказавших на <math>\Delta t</math>.</p>
7	Средняя наработка на отказ	$T_0 = \frac{t}{M[n(t)]}, \text{ где } t - \text{ суммарная наработка восстанавливаемого объекта на интервале наблюдения, } M[n(t)] - \text{ математическое ожидание числа отказов в течение наработки.}$ <p>Статистическая оценка: <math>\hat{T}_0 = \frac{t}{n(t)}</math> или для группы из <math>N</math> однотипных объектов, работающих в одинаковых условиях</p> $\hat{T}_0 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{t_i}{n_i(t)}.$
8	Вероятность безотказной работы в интервале времени $(t_1, t_2)$	<p>Для ординарных потоков отказов без последействия <math>P(t_1, t_2) = \exp \left[ - \int_{t_1}^{t_2} \omega(t) \cdot d\omega \right].</math></p>

		Для стационарных потоков отказов ( $\omega(t) = \lambda$ ) $P(t_1, t_2) = \exp[-\lambda \cdot (t_2 - t_1)]$ .
Показатели ремонтпригодности		
9	Интенсивность восстановления	$\mu(t) = \frac{dP_B(t)}{dt} \cdot \frac{1}{1 - P_B(t)}$ , где $P_B(t)$ - вероятность восстановления. Статистическая оценка: $\hat{\mu}(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{\text{нв ср}} \cdot \Delta t}$ , где $n_B(\Delta t)$ - число объектов, восстановленных на интервале $\Delta t$ , $N_{\text{нв ср}}$ - среднее число объектов, не восстановленных на интервале $\Delta t$ .
10	Среднее время восстановления	$T_{\text{в ср}} = \int_0^{\infty} (1 - P_B(t)) \cdot dt$ . Статистическая оценка: $\hat{T}_{\text{в ср}} = \frac{1}{N_B} \sum_{i=1}^{N_B} t_{\text{в}i}$ , где $t_{\text{в}i}$ - длительность восстановления каждого $i$ -го объекта из числа $N_B$ восстановленных.
Комплексные показатели надежности		
11	Коэффициент готовности	Статистическая оценка: $\hat{K}_Г = \frac{T_0}{T_0 + T_{\text{в ср}}}$ . Точность оценки возрастает с увеличением интервала наблюдения.
12	Коэффициент технического использования	Статистическая оценка: $\hat{K}_{\text{ти}} = \frac{n_B(\Delta t)}{n_B(\Delta t) + \frac{N_{\text{нв ср}}}{N} \cdot n(\Delta t)}$ .

### **3.2 Вероятностные модели и методы оценки эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей (анализ и обобщение)**

В процессе эксплуатации под воздействием старения и внешних факторов происходит ухудшение свойств материалов и элементов конструкции, общее снижение работоспособности оборудования. Для компенсации указанных изменений и восстановления работоспособного состояния оборудование периодически подвергается техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР). Цель этих мероприятий – предупреждение возможных отказов систем в процессе выполнения ими рабочих функций достигается в результате периодического или непрерывного (on-line) контроля состояния, частичной или полной замены не подлежащих восстановлению элементов, регулировки параметров и устранению опасных неисправностей (дефектов). Отметим, что в дальнейшем речь идет об эксплуатационной надежности, под которой принято понимать свойство системы сохранять готовность к выполнению функций в течение определенного интервала времени в заданных нормами условиях проведения ТОиР [133].

В общем случае получить исчерпывающую характеристику надежности исследуемого объекта только на основании данных о разбросе его параметров и среднем времени между отказами не представляется возможным. С этой целью разрабатываются специальные подходы, совершенствуются вероятностные модели и методы статистической оценки эксплуатационной надежности оборудования.

Основным инструментом для оценки эксплуатационной надежности электрооборудования служат модели отказов и модели восстановлений. Отказы классифицируют по месту возникновения (подсистема, конструктивный элемент) и вызвавшим их причинам. В теории восстановления отказы систем принято подразделять на две основные

категории: внезапные и постепенные. Внезапные отказы (мгновенные повреждения) происходят в результате скачкообразных выбросов за пределы допустимых значений одного или нескольких рабочих параметров системы. Как показывает статистический анализ внезапных отказов в технических системах, подавляющее их количество происходит практически с неизменной интенсивностью на всем интервале эксплуатации ( $\lambda_0 = const$ ) независимо от вызвавших причин [133]. Указанное обстоятельство позволяет в теоретических и прикладных исследованиях надежности технических систем использовать экспоненциальное распределение времени безотказной работы. Экспоненциальное распределение нашло широкое применение, благодаря возможностям естественной физической интерпретации данных типа времени жизни, а также простоте и удобству модельных свойств.

Постепенные отказы (с накоплением повреждений) систем обусловлены постепенными изменениями рабочих параметров тех или иных конструктивных элементов. Они могут быть вызваны либо слишком большими изменениями одного или нескольких рабочих параметров, либо ошибками в определении допустимых границ их изменения. В любом случае постепенные отказы происходят на более протяженном интервале времени эксплуатации оборудования, чем внезапные, что облегчает задачу их контроля и предупреждения по сравнению с последними. Теория восстановления учитывает, что подобного рода события формируют случайные потоки, подчиняющиеся специальным свойствам [134]. Так, например, в большинстве практических случаев случайные потоки отказов и восстановлений электротехнического оборудования станций и сетей подчиняются свойствам стационарности, ординарности и отсутствия последствия. Такие потоки принято называть простейшими (пуассоновскими), так как распределение интервала времени между соседними однородными событиями подчиняется закону Пуассона

$$P_t(k) = \frac{(\lambda \cdot t)^k}{k!} \cdot e^{-\lambda \cdot t},$$

где  $r$  число однородных событий на интервале времени  $t$ .

В работах [132,133,135] предлагается множество обобщенных моделей отказов, различающихся используемыми для описания показателями надежности (вероятностью или временем безотказной работы, интенсивностью отказа), законом распределения, кратностью отказов, количеством подверженных отказу элементов, наличием порога чувствительности и т.п. Предложенные модели объединяет общее свойство, которое характеризует изменение во времени функции интенсивности отказов  $\lambda(t)$ . Убывающая функция интенсивности (УФИ) означает, что на рассматриваемом интервале эксплуатации частота отказов снижается. Такой вид  $\lambda(t)$  характерен для начального этапа жизни технической системы – этапа приработки (рисунок 3.1).

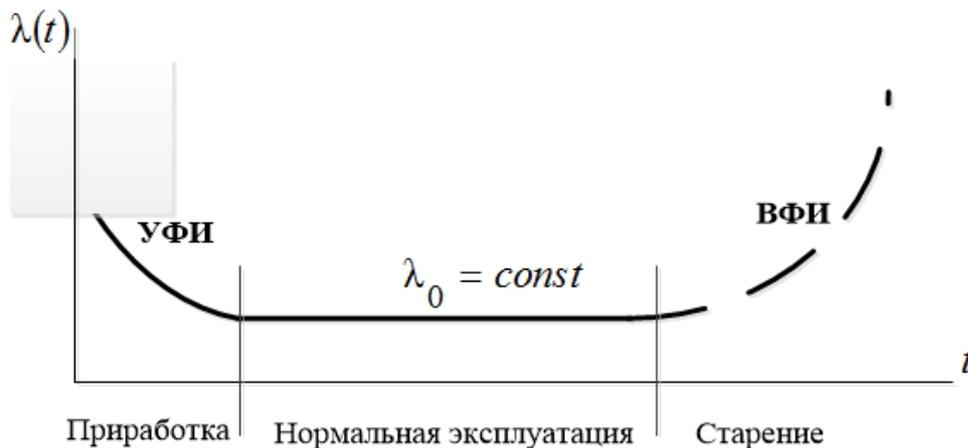


Рисунок 3.1 – «Кривая жизни» технической системы.

Продолжительность этапа приработки, как правило, составляет 3-5 лет. Второй этап жизни – нормальная эксплуатация, характеризуется практически неизменной величиной интенсивности отказов  $\lambda(t) = \lambda_0$ . Продолжительность нормальной эксплуатации в среднем составляет 15-20 лет. К условиям данного этапа приводится большинство теоретических выкладок по оценке эксплуатационной надежности оборудования. Третий этап – старение, характеризуется возрастающей функцией интенсивности (ВФИ) отказов в системе. Продолжительность этапа в значительной степени зависит от темпов старения оборудования, обусловленных нагрузкой и многими

прочими факторами [136].

Известно, что значительная часть парка эксплуатируемого в настоящее время оборудования электростанций и электрических сетей перешагнула временной рубеж нормальной эксплуатации, то есть, относится к стареющему оборудованию. В связи с этим наибольшее внимание в работе уделяется моделям отказов, учитывающим фактор старения.

**Линейная модель старения** [72,134] нашла применение в задачах оценки надежности однотипных объектов (трансформаторов линий электропередачи, др.), условия эксплуатации которых однородны (одинаковы), но имеется различие исходных свойств, обеспечивающих разные темпы их старения. Общий случай линейного старения может быть аналитически представлен в виде

$$\lambda(t) = \lambda_0 + \beta \cdot t, \quad (3.1)$$

где  $\lambda_0$  - начальное значение интенсивности (частоты) отказа,  $\beta$  - величина, характеризующая темпы старения объекта. При  $\beta = 0$  модель становится пригодной для описания не стареющего объекта ( $\lambda_0 = const$ ) или процесса нормальной эксплуатации стареющего объекта. В общем случае в выражении (3.1)  $\lambda_0$  и  $\beta$  представляют собой случайные величины, изменяемые под влиянием большого числа факторов (конструктивные особенности, нагрузка, условия эксплуатации, срок службы). Если все факторы, влияющие на старение объекта одинаково значимы, то наиболее естественным предположением является то, что  $\lambda(t)$  имеет нормальное распределение с числовыми характеристиками:

$$M\{\lambda(t)\} = M\{\lambda_0\} + M\{\beta\} \cdot t$$

$$D\{\lambda(t)\} = D\{\lambda_0\} + D\{\beta\} \cdot t^2.$$

Если предположить, что  $V$  – характеристика состояния предельного старения объекта, то вероятность времени  $T$ , за которое объект достигнет предельно состарившегося состояния, будет определяться выражением:

$$F(T) = \Phi \left[ \frac{T - c}{\sqrt{a \cdot T^2 + b}} \right], \quad (3.2)$$

$$\text{где: } a = \frac{D\{\beta\}}{M^2\{\beta\}}; \quad b = \frac{D\{\lambda_0\}}{M^2\{\beta\}}; \quad c = \frac{V - M\{\lambda_0\}}{M\{\beta\}}.$$

Разработаны процедуры оценки параметров распределения (3.2), например, по данным о времени безотказной работы или по известным реализациям процесса старения [134]. Следует отметить, что оценка надежности по реализациям старения является более предпочтительной, чем по времени безотказной работы, так как она является статистически более точной. В практике реальной эксплуатации электрооборудования станций и сетей получить достаточное количество реализаций старения однотипных технических устройств представляется весьма затруднительным. В связи с этим здесь применимы другие процедуры оценки эксплуатационной надежности.

**Модель старения с релаксацией** [134] является более общей по отношению к модели мгновенных повреждение или модели с накоплением повреждений. Модель старения с релаксацией предназначена для описания отказов, которые возникают по следующей схеме. У системы (элемента) имеется параметр  $\pi(t)$ , который в процессе функционирования системы изменяется как случайная функция времени, монотонно возрастая или убывая. Само по себе изменение параметра  $\pi(t)$  не вызывает отказа. Отказ происходит в связи с тем, что монотонное увеличение (уменьшение) параметра  $\pi(t)$  вызывает увеличение вероятности его возникновения. Отказ проявляется в скачкообразном изменении состояния системы (пробой изоляции, обрыв проводника), но этому предшествует процесс накопления повреждений. Существенным в модели является то, что «прогнозирующий» параметр  $\pi(t)$  изменяется случайно. Вероятность отказа системы в интервале времени  $(t, t + \Delta t)$  при условии, что прогнозирующий параметр к моменту  $t$

равен  $\pi(t)$  составляет:  $P(t > T) = \Phi[\pi(t)] \cdot \Delta t + o(\Delta t)$ ,

где  $\Phi[\pi(t)]$  - некоторая функция прогнозирующего параметра (может иметь линейный характер),  $o(\Delta t)$  - бесконечно малый остаток. При этом интенсивность отказов подобного вида моделируется следующим выражением:  $\lambda(t) = \mu_0 + \lambda \cdot (1 - e^{-\mu \cdot t})$ . Здесь:  $\mu_0$  - ордината плотности распределения в точке  $t=0$ ,  $\lambda$  и  $\mu$  - соответственно интенсивности процессов накопления повреждений. Для статистической оценки представленного распределения наиболее предпочтительным оказывается распределение Вейбула-Гнеденко [133,134].

Определенный практический интерес к представленной модели старения с релаксацией возникает в ситуации, когда изменение прогнозирующего параметра  $\pi(t)$  представляет собой нормальный, стационарный случайный процесс со средним уровнем  $\bar{\pi}$ , а предельно-допустимый уровень параметра  $\rho_{\text{пр}}(t)$  имеет монотонный случайный характер убывания под воздействием случайного процесса старения системы (рисунок 3.2).

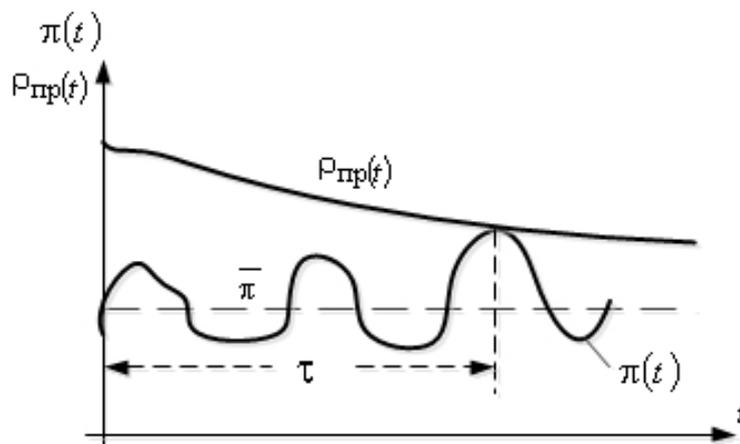


Рисунок 3.2 – Случайный процесс при убывающем предельно-допустимом уровне прогнозирующего параметра.

В данном случае вероятность отказа зависит от удаленности  $\rho_{\text{пр}}(t)$  от  $\bar{\pi}$ , а случайная величина  $\Delta\pi = \rho_{\text{пр}}(t) - \bar{\pi}$ , по сути, представляет собой «прогнозирующий параметр процесса. Подобная ситуация рассмотрена в

[137]. Здесь предлагается оценку эксплуатационной надежности силового трансформатора (СТ) производить по степени приближения одним или несколькими контролируруемыми («прогнозирующими») параметрами  $\pi_i(t)$  ( $i = \overline{1, n}$ ) к своим предельно-допустимым значениям  $\rho_{\text{пр } i}$ . Предельно допустимые значения параметров принимаются постоянными величинами, что упрощает модель по отношению к ее общей формулировке. Значения функции состояния во времени определяются по выражению, обеспечивающему выполнение свойства ее монотонности:

$$\varphi[\pi(t)] = \frac{\sqrt{\prod_{i=1}^n |\pi_i(t) - \rho_i|}}{\sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot |\pi_i(t) - \rho_i|},$$

где  $\alpha_i$  - весовой коэффициент, характеризующий значимость  $i$ -го параметра. На рисунке 3.3. представлен случайный процесс изменения  $\varphi[\pi(t)]$  при неизменном ее предельно-допустимом уровне  $\varphi_{\text{пр}}$ . Случайный момент времени  $\tau$ , представляет собой момент нарушения эксплуатационной надежности объекта (аварийный отказ). Повреждения и отказы электрооборудования станций и сетей главным образом обусловлены возникновением и развитием различного вида дефектов, которые периодически выявляются с применением методов и средств технической диагностики и устраняются в процессе технического обслуживания и ремонтов. С точки зрения эксплуатационной надежности отказы представляют собой предельные события, при которых возобновление нормального функционирования оборудования возможно только после проведения дорогостоящего восстановительного ремонта либо замены. В связи с этим для более эффективного управления состоянием и планирования мероприятий предупредительного обслуживания целесообразно производить оценку эксплуатационной надежности оборудования не по факту отказа, а по факту возникновения (обнаружения) развивающегося дефекта [138,139]. При

наличии информации об изменениях контролируемых параметров состояния объекта (результаты диагностирования, мониторинга), которая, по сути, представляет собой реализации случайного процесса его функционирования,

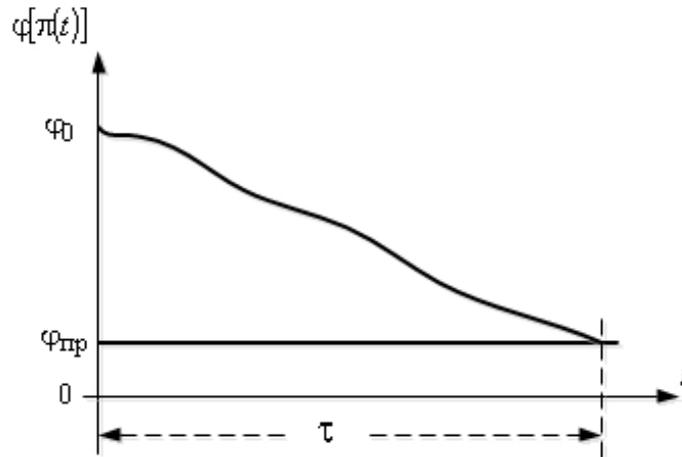


Рисунок 3.3 – Реализация случайного процесса функционирования СТ.

целесообразно производить упреждающую оценку надежности по таким показателям как: наработка на дефект –  $T_D$  (год), параметр потока дефектов –

$\omega_D(t) = \frac{n(t)}{N \cdot \Delta t}$  (год<sup>-1</sup>), вероятность бездефектной работы –  $P_D(t)$  либо

вероятность возникновения дефекта –  $F_D(t) = Q_D(t) = 1 - P_D(t)$ . Здесь:  $n(t)$  – количество выявленных единиц оборудования с дефектом  $i$ -го типа на интервале времени  $\Delta t$ ;  $N$  – общее количество контролируемых единиц оборудования.

**Модель, учитывающая результаты диагностирования.** Учесть изменение параметров состояния контролируемого объекта в процессе его эксплуатации при оценке надежности позволяет использование обобщенной вероятностной модели отказа, предложенной в [140]. Модель основана на использовании понятия «дефект», под которым понимаются только те неисправности в объекте, по мере развития которых может произойти отказ. Модель задает следующую логику событий. При полном отсутствии дефектов в объекте его состояние оценивается как исправное, и отказ является невероятным событием. Возникновение дефекта любого вида приводит к неисправному, но работоспособному состоянию объекта, при

котором отказ вероятен. Развитие дефекта со временем способно привести к отказу и неработоспособному состоянию объекта. Пусть возникновение дефекта  $i$ -го типа есть случайное событие, вероятность которого за время  $t$  описывается функцией распределения  $F_{Di}(t)$ . Если дефект  $i$ -го типа появляется в момент  $t$ , то в промежутке времени  $(0, t)$  отказа объекта быть не может. За промежуток времени  $(t, t + \tau)$  этот дефект может привести к отказу объекта с вероятностью  $\Phi_{oi}(\tau)$ . Если принять экспоненциальный закон распределения вероятностей, то указанные функции распределения будут определяться по выражениям:

$$F_{Di}(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T_{Di}}}, \quad \Phi_{oi}(t) = 1 - e^{-\frac{t}{T_o}},$$

где:  $T_{Di}$  и  $T_o$  - параметры, характеризующие вероятности появления как  $i$ -го типа дефекта, так и инициированного им отказа объекта. Они в полной мере отражают смысл введенных ранее параметров надежности: наработки на дефект и наработки на отказ. Таким образом, в результате периодического контроля состояния объекта, например с периодичностью  $\tau$ , может возникнуть одна из следующих ситуаций: с вероятностью  $q_1(t)$  на интервале времени  $\tau$  дефект просто не возникнет, с вероятностью  $q_2(t)$  дефект возникнет, но может не развиваться до возникновения отказа, с вероятностью  $q_3(t)$  за время  $\tau$  дефект возникнет и успеет развиваться до отказа. Расчетные выражения для вероятностей указанных событий приобретают вид:

$$q_1(t) = e^{-\omega_D \cdot t}, \quad q_2(t) = \frac{\omega_D}{\omega_D - \omega} \cdot \left( e^{-\omega \cdot t} - e^{-\omega_D \cdot t} \right),$$

$$q_3(t) = \frac{\omega_D}{\omega_D - \omega} \cdot e^{-\omega \cdot t} - \frac{\omega}{\omega - \omega_D} \cdot e^{-\omega_D \cdot t}, \quad (3.3)$$

где  $\omega_D = T_{Di}^{-1}$  - средняя частота возникновения дефекта,  $\omega = T_o^{-1}$  - средняя частота отказа, вызванного развитием возникшего дефекта. Следует

отметить, что указанные случайные события при любом  $t$  образуют полную группу, поэтому  $\sum_{i=1}^3 q_i(t) = 1$ . На рисунке 3.4. показано изменение вероятностей случайных событий, рассчитанных по формулам (3.3) при заданных значениях  $\omega_D$  и  $\omega$ .

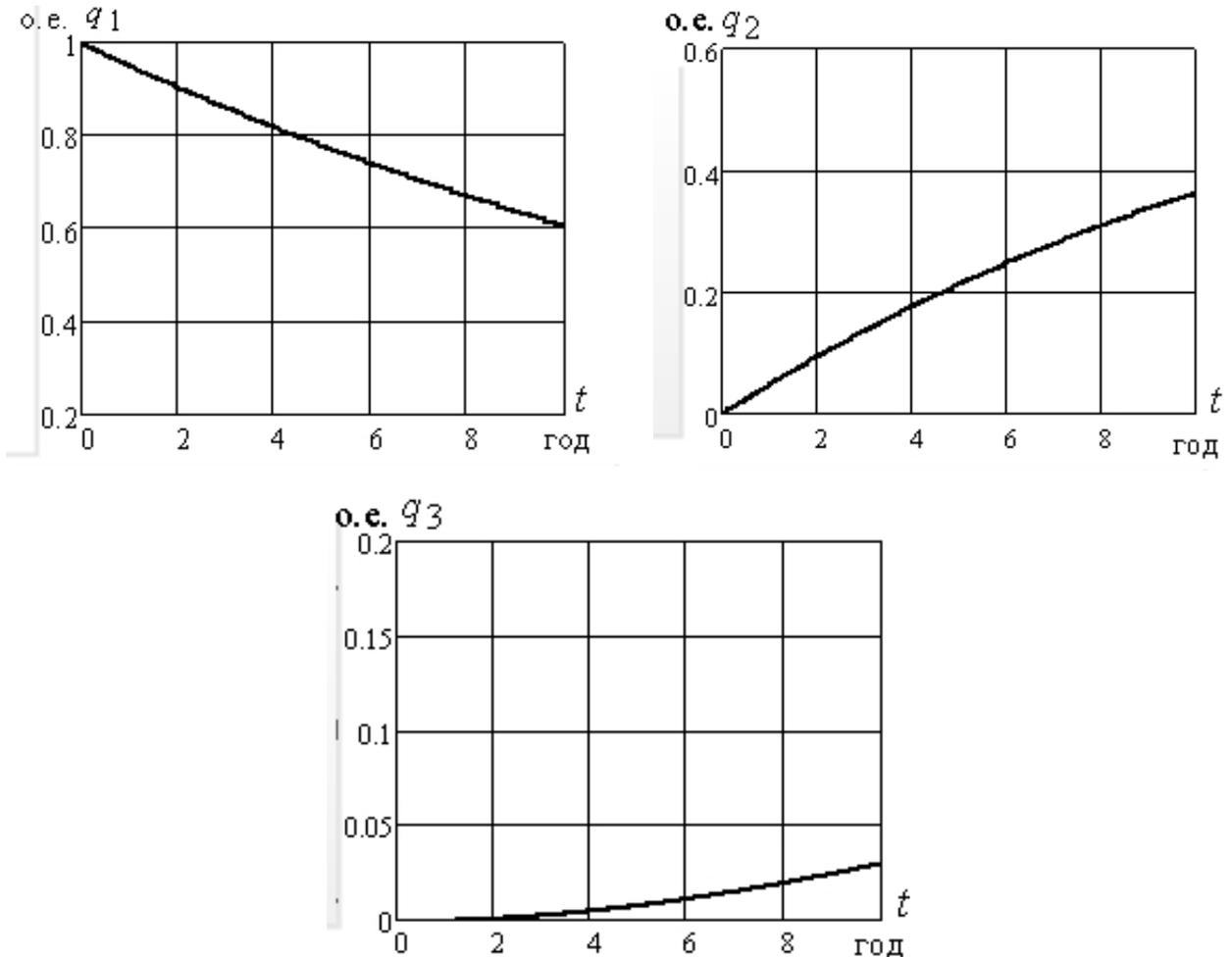


Рисунок 3.4 – Вероятности исходов диагностирования при  $\omega = 0,015$ ;  
 $\omega_D = 0,05$  (год<sup>-1</sup>).

К несомненным достоинствам описанной модели отказов следует отнести возможность относительно простого учета динамики изменения состояния объекта в процессе его эксплуатации в зависимости от ряда влияющих факторов. Однако область применения модели определяется возможностями формирования диагностической статистики по разным типам оборудования и видам развивающихся дефектов, что само по себе является

достаточно сложной задачей.

В целях повышения эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей целесообразно ранжирование отказов по причинам их возникновения [141]. При этом общая надежность системы на интервале времени  $(0, T)$  может быть задана как:

$$P(t < T) = \prod_{k=1}^n P_j(t), \quad (3.4)$$

где  $k$  – количество рассматриваемых причин отказов,  $P_j(t)$  – вероятность безотказной работы системы по  $k$ -ой причине. В частном случае в качестве  $k$  можно учитывать количество однотипных технических устройств, отказ любого из которых рассматривается как отказ системы в целом.

В [134] подобная модель предложена для оценки влияния качества технического обслуживания на общую надежность системы:

$$P = P_A \cdot P_B \cdot P_C. \quad (3.5)$$

Здесь:  $P_A$  – вероятность безотказной работы системы по внезапным отказам, которые пока еще не удастся прогнозировать;  $P_B$  – вероятность безотказной работы системы по постепенным изменениям параметров, выход которых за допустимые границы не всегда удастся предупредить с помощью существующих методов обслуживания и прогнозирования отказов;  $P_C$  – вероятность безотказной работы системы, обусловленная наличием элементов, внезапные отказы которых могут быть предотвращены улучшением качества обслуживания. Зависимость (3.5) имеет смысл, когда все входящие в нее параметры статистически независимы.

Пусть при анализе причин отказов однотипных элементов электрической сети, например ВЛ-6 кВ выявилось, что причиной является низкое качество ТОиР, вероятность  $P_C$  будет рассчитываться по выражению (3.4). Поскольку зачастую отказ каждого  $j$ -го элемента равновероятен, а вероятность отказа  $Q_j = 1 - P_j$  достаточно мала для всех  $j = \overline{1, n}$ , формулу

(3.3) можно записать в упрощенном виде:

$$P_C = e^{-\sum_{j=1}^n Q_j} = e^{-n \cdot \overline{Q_j}},$$

где  $\overline{Q_j} = \sum_{j=1}^n Q_j$  - среднее значение вероятности отказа ВЛ-6 кВ.

Рассмотренные модели отказов имеют очевидные достоинства, но не лишены ограничений. В большинстве случаев их применение оказывается удобным для анализа надежности сложных восстанавливаемых технических систем, к разряду которых относятся многие типы оборудования электростанций и электрических сетей. Однако при решении ряда задач эксплуатации, связанных с оценкой эффективности и оптимизацией технического обслуживания и ремонтов оборудования их возможностей явно недостаточно.

### **3.3 Разработка методов моделирования потока отказов и потока дефектов в элементах электрической сети с учетом эксплуатационных факторов**

В работе [142] предлагается поток отказов объекта моделировать как случайный нестационарный поток ординарных событий без последствия. Ординарность потока отражает невозможность совмещения двух и более событий в один и тот же момент времени. Отсутствие последствия характеризует взаимную независимость протеканий потока в непересекающихся между собой интервалах времени. Нестационарность потока событий означает, что интенсивность их появления является переменной во времени функцией. В качестве объекта при реализации подобной модели отказов подходит большинство типов электрооборудования. Однако особого внимания заслуживает маслонаполненное оборудование и в частности силовые трансформаторы.

Дефекты СТ 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). Это обстоятельство существенно повышает размерность модели отказов и усложняет получение ее математического описания.

Анализ статистики по отказам силовых трансформаторов и причинам их возникновения [143-145] показывает необходимость учета в моделях отказов таких наиболее значимых факторов, как условия и продолжительность эксплуатации. Для этого потребуется изменить представление о потоке отказов, как о стационарном потоке событий с постоянной вероятностью распределения во времени.

Введем в рассмотрение два множества: множество отказов -  $\mathbf{O} \in \{O_i\}$ , компонентами которого будут служить отказы  $O_i$  ( $i = \overline{1, n}$ ) основных функциональных элементов СТ, и множество дефектов -  $\mathbf{D} \in \{D_j\}$  ( $j = \overline{1, m}$ ), развитие которых приводит к возникновению этих отказов. Будем различать дефекты  $D_j$ , каждый из которых наиболее характерен только для отказа данного функционального элемента  $O_i$  СТ. Развитие таких дефектов во времени и будет формировать случайный нестационарный поток отказов СТ. В таблице 3.2 приведено распределение вероятностей отказов СТ по причине повреждений его функциональных элементов.

Основной характеристикой нестационарного случайного потока событий является мгновенная плотность  $\lambda(t)$ . Мгновенной плотностью потока называется предел отношения среднего числа событий, приходящихся на элементарный интервал времени  $(t, t + \Delta t)$ , к длине этого интервала, когда последняя стремится к нулю: 
$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{m(t + \Delta t) - m(t)}{\Delta t}.$$

Здесь  $m(t)$  – математическое ожидание числа событий на интервале времени

Таблица 3.2 – Распределение вероятностей отказов СТ по функциональным элементам

Функциональные элементы СТ	Вероятность отказов (%)
Вводы	0,35
Обмотки	0,27
РПН	0,22
Система охлаждения	0,09
Устройства газовой защиты	0,04
ПБВ	0,03

$(0, t)$ . Для нестационарного случайного потока число событий, попадающих на участок длины  $\tau$ , начинающийся в точке  $t_0$ , подчиняется закону Пуассона [146]:

$$P(\tau, t_0) = \frac{a^r}{r!} \cdot e^{-a} \quad (r = 0, 1, 2, \dots),$$

где  $r$  – целые неотрицательные значения, которые может принимать случайная величина  $T$ ,  $a$  – математическое ожидание числа событий на интервале  $[t_0, t_0 + \tau]$ , равное

$$a = \int_{t_0}^{t_0 + \tau} \lambda(t) dt. \quad (3.6)$$

Величина  $a$  зависит не только от длины интервала  $\tau$ , но и от его положения на оси времени  $(0, t)$ . Закон распределения нестационарного потока интервала времени  $T$  безотказной работы СТ будет зависеть от того, где на оси  $(0, t)$  расположен первый из отказов. Кроме того, он будет зависеть от вида функции  $\lambda(t)$ . Предположим, что первый из двух соседних отказов появился в момент времени  $t_0$ , и найдем при этом условии закон распределения интервала  $T$  между этим отказом и последующим:

$$F(t) = P(T < t) = 1 - P(T \geq t).$$

Определим также  $P(T \geq t)$  - вероятность того, что на интервале  $[t_0, t_0 + \tau]$  не

появится ни одного отказа:  $P(T \geq t) = e^{-a} = e^{-\int_{t_0}^{t_0+\tau} \lambda(t) dt}$  и вероятность обратного события:

$$F(t) = 1 - e^{-\int_{t_0}^{t_0+\tau} \lambda(t) dt}.$$

Исследуем с применением предложенной модели поток отказов для СТ с разным сроком службы. В параметрах модели разный срок службы будет отражаться разными положениями точки  $t_0$  на оси времени  $(0, t)$ . На основании официальной статистики РАО ЕЭС [143] известно, что СТ со сроком службы до 10 лет характеризуются устойчивой тенденцией увеличения интенсивности отказов  $\lambda(t)$  при относительно не высоком ее уровне. Для этой группы СТ определяющими являются дефекты приработки, связанные с неудовлетворительным качеством изготовления и монтажа. Для СТ со сроком службы от 10 до 20 и от 20 до 30 лет наблюдается более высокий (примерно в 2 раза выше) уровень интенсивности отказов  $\lambda(t)$ , который практически не изменяется на указанном временном интервале (рисунок 3.5). Основными причинами отказов СТ этой группы являются технологические дефекты износового характера, связанные с нарушениями в условиях эксплуатации. Рассмотрим случай, когда нестационарный поток (интенсивность отказов) имеет линейную зависимость вида (3.1)

$$\lambda(t) = \lambda_0 + \beta \cdot t.$$

Здесь параметры  $\lambda_0$  и  $\beta$  характеризуют соответственно начальное значение интенсивности отказов (или начальное состояние объекта) при  $t = t_0$  и скорость ее изменения  $\frac{d\lambda}{dt}$  на интервале времени  $[t_0, t_0 + \tau]$ .

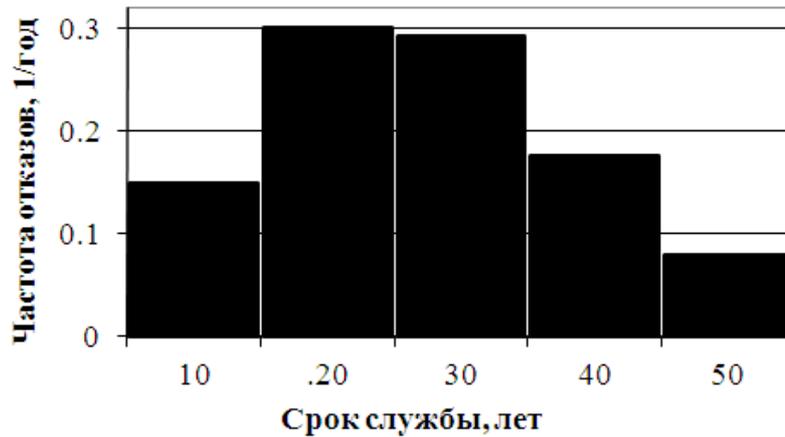


Рисунок 3.5 – Статистика отказов СТ–110 кВ разного возрастного состава

Согласно выражению (3.6), математическое ожидание интенсивности отказа будет определяться в виде:

$$a = \int_{t_0}^{t_0+\tau} (\beta \cdot t + \lambda_0) \cdot dt = \frac{\beta}{2} \cdot [2 \cdot t_0 \cdot \tau + \tau^2] + \omega_0 \cdot \tau.$$

Тогда выражение для вероятности безотказной работы СТ на участке  $[t_0, t_0 + \tau]$  будет выглядеть следующим образом:

$$P(\tau) = e^{-\left(\frac{\beta}{2} \cdot (2 \cdot t_0 \cdot \tau + \tau^2) + \lambda_0 \cdot \tau\right)} = P_1(\tau) \cdot P_2(\tau), \quad (3.7)$$

где:  $P_1(\tau) = e^{-(\beta \cdot t_0 + \lambda_0) \cdot \tau}$ ,  $P_2(\tau) = e^{-\frac{\beta}{2} \cdot \tau^2}$ .

На рисунке 3.6. представлены результаты расчета вероятности безотказной работы по модели (3.7) для СТ–110 кВ с различной продолжительностью эксплуатации ( $\tau$ ) до 10 и от 10 до 30 лет ( $t_0 = 0$  и  $t_0 = 10$  соответственно,  $\lambda_0 = 0,014 \text{ год}^{-1}$ ,  $\beta = 0,0014 \text{ год}^{-2}$ ).

Интерпретация результатов моделирования указывает, что чем продолжительнее эксплуатация СТ, тем в большей степени изнашиваются элементы его конструкции (прежде всего, целлюлозная изоляция) и тем выше должна быть вероятность отказа. Реализация ТОиР СТ по фактическому состоянию основана на применении диагностирования. Диагностирование обеспечивает раннее выявление развивающихся дефектов, что способствует

уменьшению скорости изменения интенсивности отказов СТ ( $\beta = d\lambda/dt$ ).

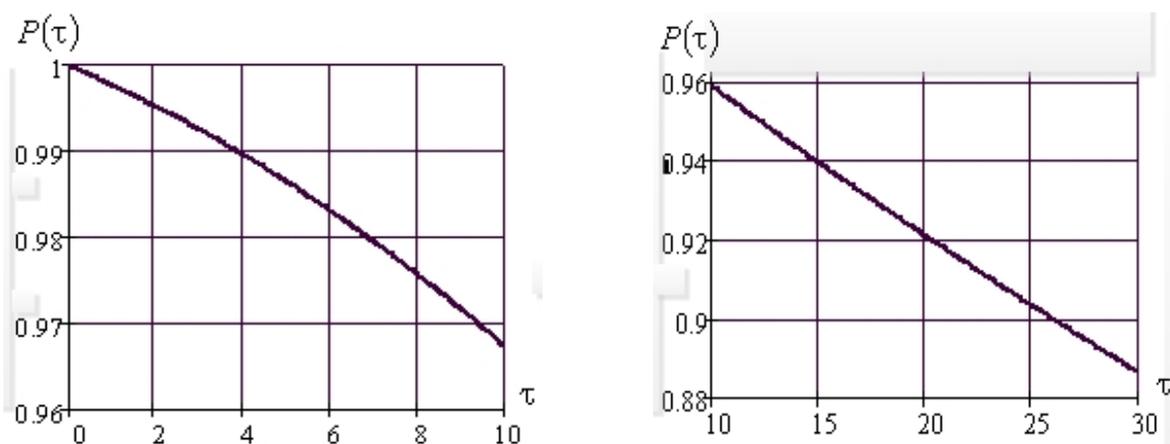


Рисунок 3.6 – Изменение вероятности безотказной работы СТ–110 кВ с разным сроком службы.

Своевременное же устранение дефектов в процессе ТОиР приводит к постепенному снижению величины  $\lambda_0$ , что в свою очередь отражается на увеличении вероятности безотказной работы. Для вычисления показателей надежности по разработанной модели отказов с учетом срока службы оборудования составлена вычислительная процедура в программной среде MathCAD (рисунок 3.7). С использованием разработанной процедуры выполнялись расчеты для определения периодичности профилактик СТ–110 кВ со сроком службы  $t_0 = 25$  лет при реализации ТОиР по состоянию. При моделировании характеристик надежности СТ приняты следующие начальные условия  $\lambda_0 = 0,014 \text{ год}^{-1}$ ,  $\beta = 0,0014 \text{ год}^{-2}$  (рисунок 3.8).

Разработанная модель (3.7) имеет преимущество перед исходной линейной моделью старения (3.1), поскольку обеспечивает возможность оценки показателей надежности (безотказности) оборудования, таких как вероятность безотказной работы, интенсивность отказа в зависимости от характеристик долговечности, например, календарного срока службы. Построение такой зависимости служит необходимым элементом анализа эксплуатационной надежности оборудования, длительное время находившегося в эксплуатации.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pred}} &:= 0.97 \\
 t_0 &:= 0 \\
 P(t) &:= e^{-\left[ \frac{1.4 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (2 \cdot t_0 \cdot t + t^2) + 0.014 \cdot t \right]} \\
 t &:= 0.001, 0.01.. 5 \quad \lambda_1(t) := \frac{-\ln(P(t))}{t} \quad \tau_1(t) := \frac{-\ln(P_{\text{pred}})}{\lambda_1(t)} \\
 \lambda(t) &:= 1.4 \cdot 10^{-3} \cdot t + 0.014 \\
 \tau(t) &:= \frac{-\ln(P_{\text{pred}})}{\lambda(t)} \\
 H(t) &:= \begin{cases} P(t) & \text{if } 0 < t < \tau_1(t) \\ P(t - \tau(t)) & \text{if } \tau_1(t) < t < 2 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 2 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 2 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 3 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 3 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 4 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 4 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 5 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 5 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 6 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 6 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 7 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 7 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 8 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 8 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 9 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 9 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 10 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 10 \cdot \tau_1(t) \\ P(t - 11 \cdot \tau(t)) & \text{if } t > 11 \cdot \tau_1(t) \end{cases}
 \end{aligned}$$

Рисунок 3.7 – Вычислительная процедура определения вероятности безотказной работы по модели (3.6) при реализации стратегии ТОиР по состоянию.

Кроме того она может применяться для оптимизации периодичности ремонтно-восстановительных мероприятий при его обслуживании по фактическому состоянию. В ряде практических случаев при наличии экспериментальных данных – результатов применения одного или нескольких методов диагностирования к единице или группе однотипных

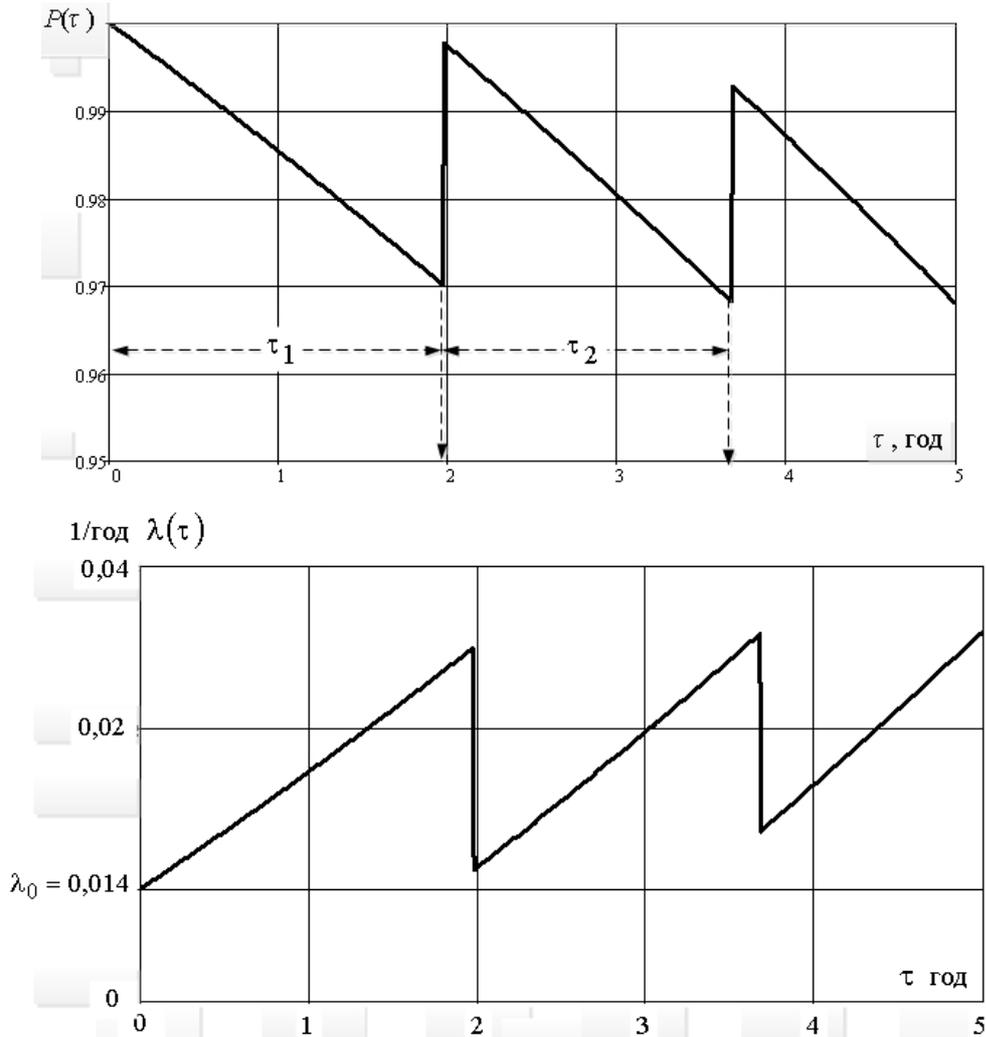


Рисунок 3.8 – Изменение характеристик надежности СТ–110 кВ при определении периодичности ТОиР по фактическому состоянию.

технических устройств, представляется целесообразным статистическая оценка характеристик случайного потока дефектов таких как:  $T_d$  (год) –

наработка на дефект,  $\omega_d(t) = \frac{n(t)}{N \cdot \Delta t}$  (год<sup>-1</sup>) – параметр потока дефектов,

$P_d(t)$  – вероятность бездефектной работы либо  $F_d(t) = Q_d(t) = 1 - P_d(t)$  – вероятность возникновения дефекта. При обработке статистики необходимо

учитывать, что точечная вероятность возникновения дефекта  $Q^*(t, t + \Delta t)$  экспериментально оценивается по частоте появления данного события [146].

Рассмотрим методику вычисления указанных показателей эксплуатационной надежности по статистическим данным ХАРГ СТ–110 кВ двух распределительных сетевых компаний, описанных в главе 2. Напомним,

что в качестве информационной базы использовались выборки результатов ХАРГ для двух групп из 98 и 112 СТ–110 кВ с различными сроками службы и номинальными мощностями от 10 до 40 МВА за период наблюдения 10 и 14 лет. В результате предварительной обработки из исходной выборки были исключены измерения, достоверность результатов которых подвергалась сомнению. Для получения одинаковой частоты появления в выборке СТ с учащенной и нормальной (2 раза в год) периодичностью измерений было произведено усреднение значений концентраций диагностических газов за межконтрольный период для трансформаторов, находившихся на контроле. Дальнейшая обработка массивов ХАРГ по критерию (2.16)  $G > G_{гр}$  позволила сформировать выборку данных с наличием признаков развивающихся дефектов СТ, по которой были рассчитаны значения точечной вероятности  $Q^*(t)$  в интервале календарного года (рис.3.9). При помощи полученной зависимости, можно выполнить анализ влияния ряда эксплуатационных факторов на показатели надежности СТ. Для удобства контроля количества работающих СТ с наличием признака развивающегося дефекта будем рассчитывать значения точечной вероятности по месяцам ( $\Delta t = 1$  мес.) обобщенного календарного года следующим образом:

$$Q^*(\Delta t) = \frac{N_d(\Delta t)}{N}, \text{ где } N_d(\Delta t) - \text{ количество трансформаторов с наличием}$$

развивающегося дефекта,  $N$  - общее количество работающих трансформаторов. В качестве примера в таблице 3.3 и на рисунке 3.9 представлены результаты расчетов для СТ филиала «Ноябрьские электрические сети» ПАО «Тюменьэнерго» (РСК-2).

По графику изменения параметра потока дефектов, выявляемых методом ХАРГ, можно выделить календарный период, требующий наибольшего внимания службы эксплуатации к парку СТ–110 кВ в связи с постановкой на учащенный контроль наибольшего количества единиц оборудования с признаками развивающегося дефекта.

Таблица 3.3 – Распределение вероятностей дефектов СТ–110 кВ РСК-2 по месяцам года

Месяц	Количество протоколов, $G > G_{гр}$	Количество дефектных трансформаторов	$Q^*(\Delta t) = \frac{N_D(\Delta t)}{N}$
январь	14	8	0.07079646
февраль	17	9	0.079646018
март	12	11	0.097345133
апрель	25	13	0.115044248
май	18	10	0.088495575
июнь	13	9	0.079646018
июль	14	8	0.07079646
август	22	14	0.123893805
сентябрь	22	15	0.132743363
октябрь	24	15	0.132743363
ноябрь	14	11	0.097345133
декабрь	11	6	0.053097345
Всего СТ с дефектами			35
Всего СТ в работе			113

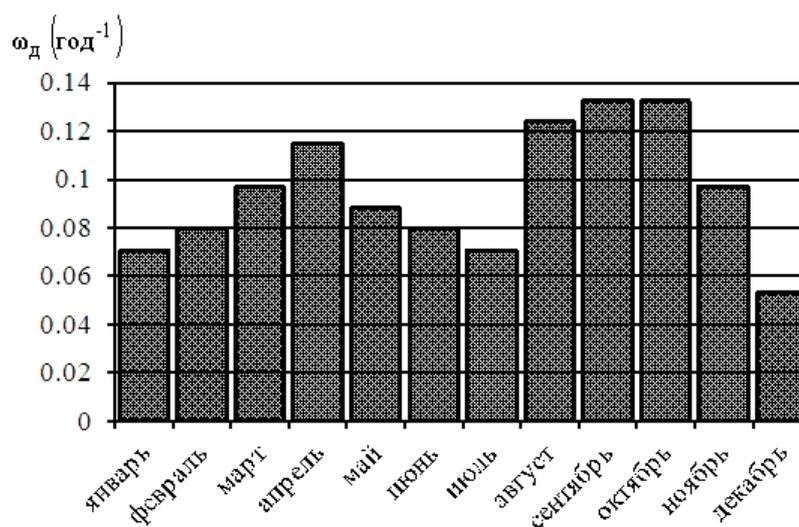


Рисунок 3.9 – Средняя частота возникновения дефектов в СТ–110 кВ РСК-2 по месяцам года.

К периодам наибольшего риска относятся месяцы апрель и сентябрь-октябрь,

для которых характерны переходы температур наружного воздуха через ноль, резкие колебания влажности, а также сезонное изменение графиков нагрузок. Для группы из 98 единиц СТ–110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» (РСК-1) наблюдается похожая тенденция изменения параметра потока дефектов, выявляемых методом ХАРГ (рисунок 3.10). При этом средние частоты возникновения дефектов в 2-2,5 раза выше соответствующих значений в предыдущем примере. Повышенная частота дефектообразования может являться следствием ряда причин, которые требуют более детального анализа. Однако одна из очевидных причин заключается в более значительном старении состава трансформаторов РСК-1 по сравнению с РСК-2 (см. рисунок 2.15). В таблице 3.4 приведены результаты расчетов вероятностей возникновения дефектов для СТ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС».

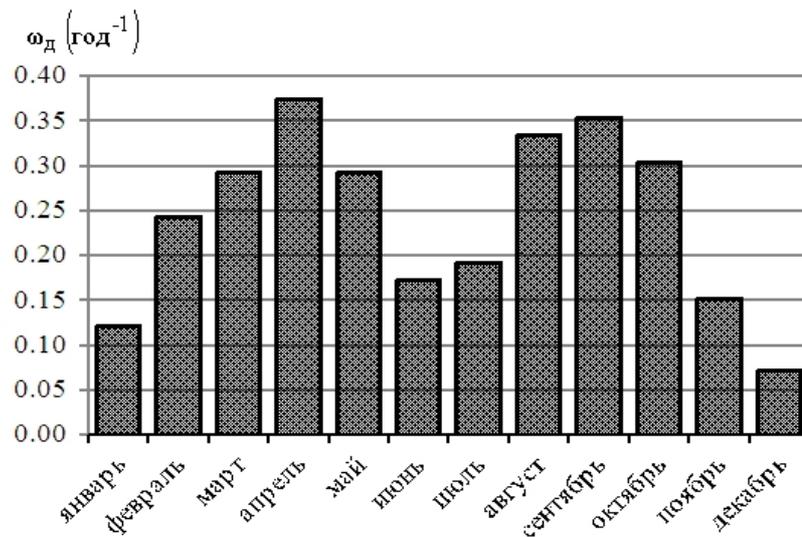


Рисунок 3.10 – Средняя частота возникновения дефектов в –10 кВ РСК-1 по месяцам года.

Разработанная комплексная методика идентификации дефектов в СТ позволяет рассчитать статистические оценки параметров случайного потока дефектов разного типа (в зависимости от возможностей метода диагностирования). Применение решающих правил (2.12) позволяет идентифицировать в СТ дефекты типа «разряд», «перегрев», «разряд и перегрев» и рассчитать соответствующие им вероятности и интенсивности

на рассматриваемом интервале наблюдения  $\Delta T$ .

Таблица 3.4 – Распределение вероятностей дефектов СТ–110 кВ РСК-1 по месяцам года

Месяц	Количество протоколов, $G > G_{гр}$	Количество дефектных трансформаторов	$Q^*(\Delta t) = \frac{N_D(\Delta t)}{N}$
январь	23	12	0.121
февраль	55	24	0.242
март	39	29	0.293
апрель	57	37	0.374
май	39	29	0.293
июнь	28	17	0.172
июль	30	19	0.192
август	57	33	0.333
сентябрь	47	35	0.354
октябрь	44	30	0.303
ноябрь	28	15	0.152
декабрь	12	7	0.071
Всего СТ с дефектами			43
Всего СТ в работе			98

Расчеты выполнялись для обследуемого парка СТ–110 кВ РСК-1 и РСК-2. В результате расчетов получены вероятности бездефектной работы (вероятности появления дефектов разных типов, выявляемых методом ХАРГ), а также интенсивности их возникновения. На рисунке 3.11. точками изображены экспериментальные данные, а линиями – их аппроксимации экспоненциальной функцией. При выполнении расчетов производится проверка статистической гипотезы о показательном законе распределения генеральной совокупности по критерию Пирсона [113]. Проверка подтверждает состоятельность нулевой гипотезы о показательном законе распределения случайной величины (при уровне значимости 0,05 и числе степеней свободы  $k = 8$   $\chi_{набл.} = 7,13 < \chi_{кр.} = 15,5$ ). В таблице 3.5 приведены

статистические оценки случайного потока дефектов СТ-110 кВ каждой из РСК.

Таблица 3.5 – Статистические оценки случайного потока дефектов

Тип дефекта	$\omega_D(t), \text{год}^{-1}$	
	РСК-1	РСК-2
обобщенный дефект	0,040	0,099
«разряд»	0,009	0,029
«перегрев»	0,026	0,053
«разряд и перегрев»	0,005	0,017

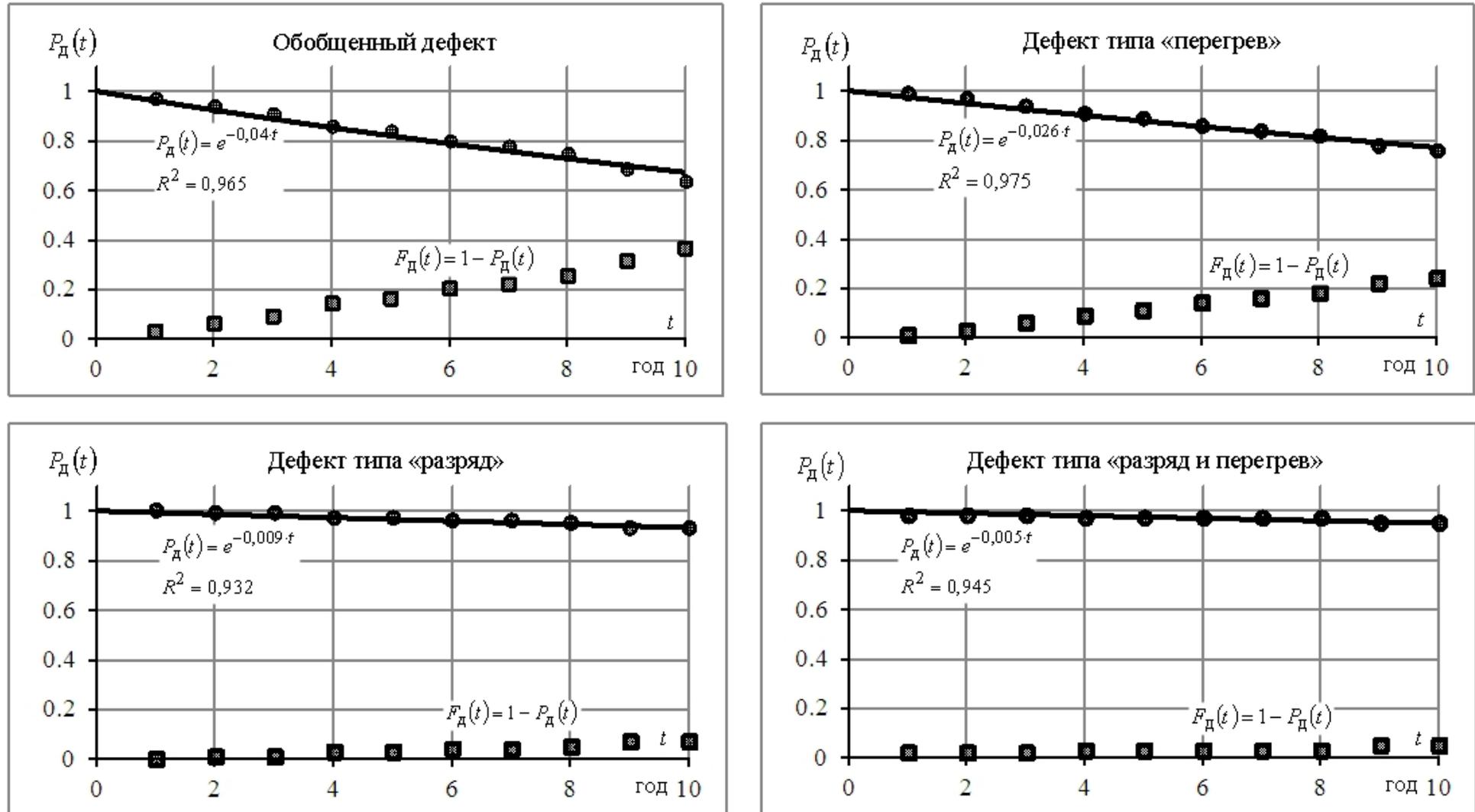


Рисунок 3.11 – Оценки вероятностей бездефектной работы (обнаружения по методу ХАРГ разного типа дефектов) СТ-110 кВ РСК-1.

### **3.4 Методические аспекты анализа и прогнозирования надежности элементов электрической сети на основе статистики внеплановых простоев и аварийных отключений**

Эксплуатация большого количества разнотипного подстанционного оборудования и воздушных линий (ВЛ) побуждает эксплуатирующую сетевую компанию к поиску стратегии ремонтно-эксплуатационного обслуживания. Такая стратегия, с одной стороны, должна обеспечивать надежность и качество функционирования энергокомплекса, а с другой, способствовать максимальной экономии суммарных эксплуатационных затрат. Как правило, в процессе эксплуатации оборудование подвергается плановым и аварийным отключениям. Плановые отключения предназначены для выполнения диагностических операций и профилактического обслуживания, а аварийные – для восстановления работоспособного состояния отказавшего оборудования.

Рассмотрим методологию анализа и прогнозирования надежности на базе статистики аварийных отключений ВЛ и оборудования подстанций РСК, осуществляющей электроснабжение потребителей нефтепромыслов на территории северных районов Западной Сибири. Электроснабжение объектов нефтедобывающего комплекса осуществляется по электрическим сетям промышленного назначения 6-35 кВ. Такие сети, как правило, имеют разомкнутую структуру, изолированный (компенсированный) режим нейтрали и в большинстве случаев эксплуатируются в сложных природно-климатических условиях. Центрами питания сетей служат подстанции (ПС) 110-220-500 кВ, которые по ВЛ-35 кВ связаны с промышленными ПС-35/6 кВ, обслуживающими один или несколько кустов скважин. В свою очередь от них по ВЛ-6 кВ запитаны комплектные трансформаторные пункты (КТП) 6/0,4 кВ с нагрузкой преимущественно в виде электродвигателей центробежных насосов. К факторам, оказывающим непосредственное

влияние на надежность функционирования элементов сетей, относятся:

- значительная разбросанность объектов по территории;
- большие объемы электро – и водопотребления, а, следовательно, и загрузки оборудования;
- значительные перепады и падения температур (до  $-62^{\circ}\text{C}$  зимой);
- значительная интенсивность грозового сезона;
- негативное влияние высших гармонических составляющих (ВГС) токов и напряжений на эксплуатационные характеристики оборудования;
- значительные финансовые потери при аварийных отключениях.

Структура РСК включает 5 сетевых районов (СР). Анализу подвергается ретроспектива данных глубиной 10 лет с 2001 по 2010 годы. Состав исследуемого оборудования показан в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Состав оборудования РСК

<b>Состав оборудования</b>	<b>СР-1</b>	<b>СР-2</b>	<b>СР-3</b>	<b>СР-4</b>	<b>СР-5</b>	<b>Всего</b>
Трансформаторы-35/6 кВ, шт.	13	26	30	46	36	151
КТП-6/0,4 кВ, шт.	101	198	185	237	233	954
ВЛ-35 кВ, км.	38,15	86,91	47,362	91,65	111,071	375,14
ВЛ-6 кВ, км.	234,572	496,524	322,32	373,507	395,59	1822,51

Исходный массив данных содержит: характер отключения (плановый или аварийный); наименование отключаемого оборудования; цель (причину) отключения; дату и фактическое время начала и окончания отключения оборудования; фактический объем потерь добычи нефти в тоннах.

*Анализ и ранжирование причин отказов.* Всесторонний анализ причин отказов элементов электрической сети позволяет не только выявить причины, доминирующие для определенного типа оборудования, оценить вероятность их появления, но и выбрать способы снижения этой вероятности. В таблице 3.7. приведены основные причины аварийных

отключений элементов обследуемой электрической сети. А также их общее количество за рассматриваемый период эксплуатации. Рисунок 3.12 содержит информацию о процентном соотношении причин аварийных отключений элементов сети и динамике их проявления по годам. Ранжирование причин отказов по частоте (вероятности) возникновения событий в интервале наблюдения  $\Delta T = 1$  год производится на основании сформированной аварийной статистики. Результаты ранжирования причин по вероятностям отказов элементов сети 6-35 кВ РСК за 2010 год выглядят следующим образом:

Гроза	0,46	Недостатки эксплуатации	0,08
Посторонние воздействия	0,16	Заводской дефект	0,05
Атмосферные воздействия	0,10	Износ изоляции	0,05
Прочие причины	0,10		

Из выделенных причин к наиболее значимым относятся гроза и посторонние воздействия. Их значимость в сумме превышает 60%. Малозначимые: заводской дефект, износ изоляции, недостатки эксплуатации. 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 пробоем линейной и опорной изоляции вследствие грозовых перенапряжений. Анализ причин отказов наиболее повреждаемых элементов сети – ВЛ 6 кВ, протяженность которых в обследуемой РСК составляет 1822,5 км, позволил сгруппировать их следующим образом: гроза – повреждение изоляции; ОЗЗ – однофазные замыкания на землю и поиск земли; посторонние воздействия – механические и электрические повреждения отдельных конструктивных элементов (опор, проводов, контактных соединений и пр.). Ранжирование отказов ВЛ 6 кВ по причинам показывает, что значимость группы «посторонние воздействия»

Таблица 3.7 – Причины аварийных отключений элементов электрической сети на интервале  $\Delta T = 10$  лет

Причины отключения КТП - 6/0,4 кВ	Количество
Аварийное отключение (возгорание трансформатора, выброс масла, неисправность РЗ)	9
КЗ на стороне 0,4 кВ	40
КЗ на стороне 6 кВ и в КТП	14
Замыкание на землю	4
Отключения на стороне 0,4 кВ	65
Нагрев шпилек трансформатора	10
Гроза	5
Повреждение изоляции	2
Обрыв провода	4
Ремонт элементов КТП	21
Ремонт трансформатора 6/0,4 кВ	5
Повышение/понижение напряжения	5
Отгорание элементов	16
Прочее	18
<b>Всего:</b>	<b>218</b>

Причины отключения ПС - 35/6 кВ	Количество
<b>Отключение подстанции 35/6 кВ:</b>	
Отказ действия РЗ, ложное срабатывание	7
Короткие замыкания	8
Посадка напряжения	8
Гроза	9
Отключение выключателем	14
Ремонтные работы	3
Ошибочные действия персонала	5
Прочее	7
<b>Отключение ПС - 35 кВ, из-за отключения трансформатора:</b>	
Действие газовой защиты	19
Короткое замыкание, успешное действие ДФЗ	6
Неуспешное действие АВР	4
Прочее	6
<b>Всего:</b>	<b>96</b>

Продолжение таблицы 3.7.

Причины отключения	ВЛ-6 кВ	ВЛ-35 кВ
<b>1. Причины отключений из-за повреждения ВЛ</b>		
Гроза	98	57
Обрыв	42	1
Ветер	25	0
Повреждение изоляции	52	1
Птицы	2	0
Ремонтные работы	58	1
Не выяснено/прочее	89	10
Транспорт	15	0
Дерево	4	0
Пониженное/повышенное напряжение	8	4
Повреждение опоры	18	0
Обгорание элементов	7	1
<b>2. Действие РЗ и А</b>		
АПВ успешное	28	4
АПВ не успешное	20	2

<b>2. Действие РЗ и А</b>		
АЧР	9	0
МТЗ	10	1
<b>2. Типы повреждений</b>		
Замыкание на землю	46	0
Междуфазное КЗ	71	2
<b>Всего:</b>	<b>602</b>	<b>84</b>

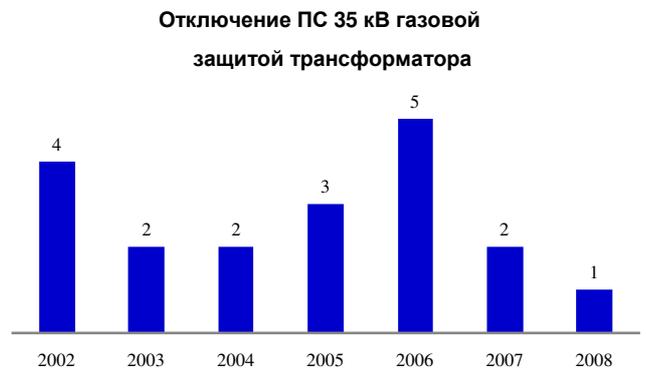
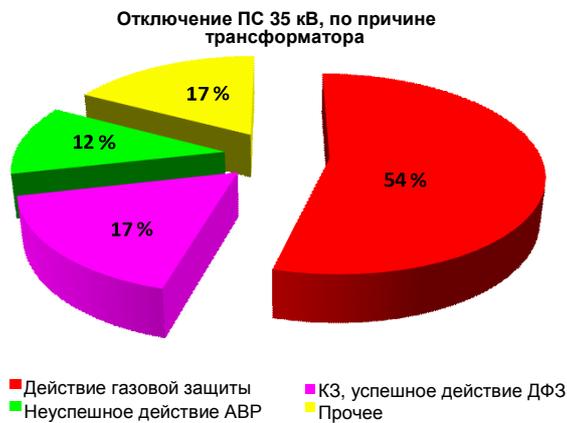
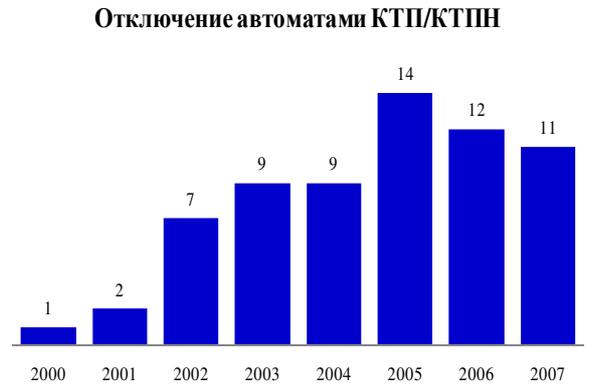
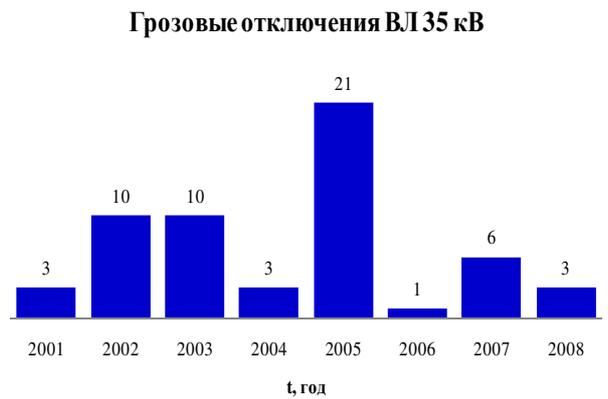
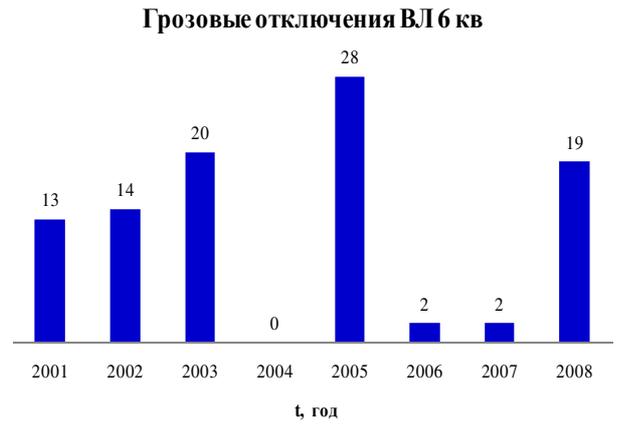
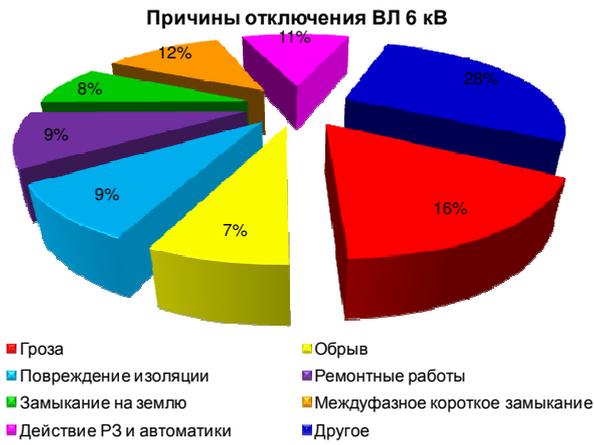


Рисунок 3.12 – Ранжирование причин отказов оборудования по частоте возникновения и динамика их проявления по годам периода эксплуатации.

наивысшая – 82% в то время как групп «ОЗЗ» и «гроза» 9 и 8,5% соответственно. Это позволяет сделать вывод о достаточной защищенности оборудования электрической сети от влияния емкостных токов и грозовых перенапряжений.

***Расчет и анализ вероятностных характеристик отказов.***

Одновременно с ранжированием причин должен выполняться статистический анализ вероятностных характеристик отказов с количественным определением показателей эксплуатационной надежности элементов электрической сети, таких как вероятность, интенсивность, наработка, ущерб. Возможность аналитической оценки показателей надежности, как по отдельным типам оборудования, так и в целом по электрической сети служит дополнительным инструментом методологической поддержки решения. Риск отказов представляет собой один из наиболее значимых показателей эксплуатационной надежности оборудования и может быть описан следующим обобщенным выражением:

$$R = (F, \Delta\Pi, \Delta T),$$

где:  $F$  – вероятность отказов (функция ненадежности);  $\Delta\Pi$  – количественная характеристика последствий отказов (потери добычи нефти, ущерб);  $\Delta T$  – время эксплуатации. В качестве инструментария для анализа риска отказов целесообразно применение вероятностно-статистических методов, таких как методы проверки статистических гипотез [113,146].

Информационной основой расчетов также является база данных аварийных отключений. Исследованию подлежат данные типа времени жизни: поток внезапных отключений оборудования сетей для определения средней наработки на отказ –  $T_0$  (средней частоты отказов –  $\omega$ ), средней наработки между отказами –  $T_{MO}$ , поток аварийных восстановлений оборудования для определения средней продолжительности восстановления –  $T_B$ , поток аварийных потерь добычи нефти для определения средней величины и вероятности потерь –  $[\Delta\bar{\Pi}, F(\Delta\bar{\Pi})]$ . В особых случаях для

указанных показателей требуется исследование законов распределения вероятностей с вычислением оценок параметров распределений. При необходимости строгого описания вероятностных характеристик распределения исследуемых показателей надежности, а также при сложных видах законов могут быть применены специальные процедуры идентификации и проверки статистических гипотез с привлечением мощных критериев и их различных комбинаций [147]. Однако в большинстве практических случаев при проверке оказывается состоятельной гипотеза о показательном распределении исследуемых случайных величин, что во многом упрощает количественную оценку риска. В подтверждение сказанного рассмотрим распределение случайного потока времени восстановления ВЛ-6 кВ, отказ которых в обследуемой РСК происходят по ранжированному множеству причин. С использованием критерия  $\chi^2$  Пирсона установлено, что рассматриваемое распределение не противоречит гипотезе о показательном законе (при уровне значимости 0,05 и числе степеней свободы 8 выполняется условие  $\chi_{\text{набл}}^2 < \chi_{\text{кр}}^2 = 23,7$ ):

гроза –	$\chi_{\text{набл}}^2 = 7,13$
ОЗЗ –	$\chi_{\text{набл}}^2 = 9,69$
посторонние воздействия –	$\chi_{\text{набл}}^2 = 15,25$
все причины –	$\chi_{\text{набл}}^2 = 22,48$ .

Таким образом, опираясь на результаты исследования можно утверждать, что распределение  $T_{\text{в}}$  (ч.) ВЛ-6 кВ после отказов в зависимости от вызвавших их причин с высокой степенью доверия описывают экспоненциальные функции различной интенсивности (рисунок 3.13). Время восстановления ВЛ-6 кВ при отказе по причине грозы или ОЗЗ с вероятностью 0,97 не будет превышать 3,5 ч., а по причине прочих воздействий – 6,5 ч. Исследование статистической взаимосвязи объема потерь нефти и времени восстановления отказавших ВЛ 6 кВ включало определение коэффициента парной корреляции Пирсона,

который получился равным 0,334 и является значимым ( $p < 0,001$ ).

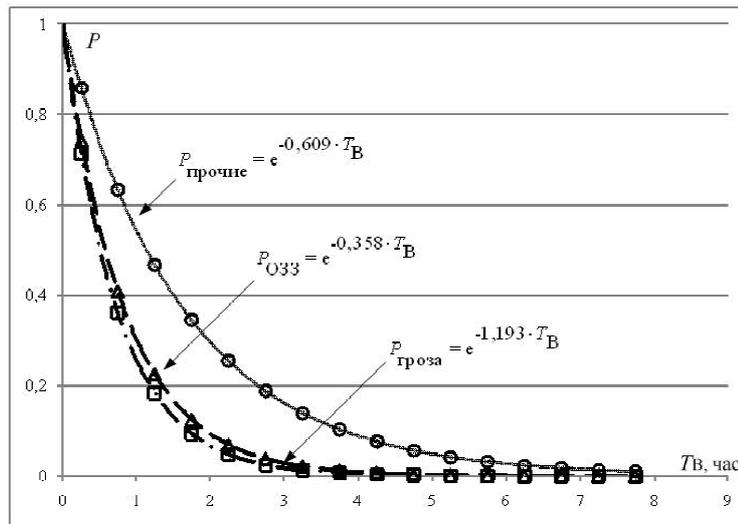


Рисунок 3.13 – Распределение вероятности времени восстановления ВЛ-6 кВ РСК.

В результате расчетов по формуле (3.8) была получена зависимость математического ожидания аварийных потерь добычи нефти от времени восстановления ВЛ-6 кВ как функция регрессии двумерной случайной величины  $M(\Delta\P/T_в)$ :

$$M(\Delta\P/T_в = T_{вi}) = \sum_{j=1}^m \Delta\P_j \cdot [p(\Delta\P_j/T_{вi})], \quad (i = \overline{1, n}). \quad (3.8)$$

Опытные точки искомой зависимости, а также ее аппроксимация полиномом показаны на рисунке 3.14.

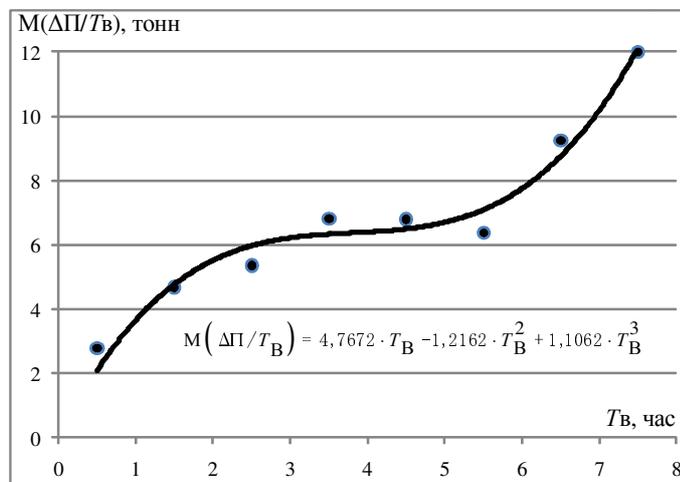


Рисунок 3.14 – Функция регрессии  $M(\Delta\P/T_в)$ .

Для расчета показателей эксплуатационной надежности оборудования

электрических сетей в диссертации разработана методика, основанная на вероятностно-статистической обработке данных типа времени жизни [133]:

1. Определение средней интенсивности отказов электрооборудования на заданном интервале наблюдения  $\Delta T = 1$  год:

$$\omega_{\text{ср}}(t) = \frac{n(t, t + \Delta T)}{N(t, t + \Delta T) \cdot \Delta T},$$

где:  $n(t, t + \Delta T)$ ,  $N(t, t + \Delta T)$  - количество отказавших элементов и общее количество наблюдаемых элементов на интервале времени  $[t, t + \Delta T]$  соответственно.

2. Оценка границ  $\omega_{\text{верх}}$  и  $\omega_{\text{ниж}}$  доверительного интервала, в который попадает среднее значение интенсивности потока отказов для конкретного типа оборудования, например по критерию  $\chi^2$ .

3. Построение функции распределения отказов – интеграла от средней интенсивности отказа, по виду которой можно определить ряд свойств, характеризующих старение или приработку наблюдаемых элементов, стационарность или не стационарность потока отказов, статистическую устойчивость или неустойчивость результатов наблюдений:

$$\Omega'(t) = \int_0^t \omega_{\text{ср}}(t) \cdot dt.$$

4. Расчет функции ненадежности (эмпирической вероятности отказов оборудования), которая с принятием гипотезы о подчинении потока отказов закону Пуассона находится по выражению:

$$Q'(t) = 1 - \exp(-\Omega'(t)).$$

Получаемая вероятность отказов является приближенной, поскольку для ее определения используется среднее значение интенсивности отказов.

5. Определение теоретической вероятности отказа  $Q(t) = 1 - \exp(-\omega \cdot t)$  с использованием допущения о равенстве нулю первого приближения теоретической интенсивности потока отказов ( $\omega$ ). При этом  $\omega$  находится как результат минимизации ошибки приближения теоретической вероятности

отказа к эмпирической  $\varepsilon(t) = \min_{t \in [t, t+\Delta T]} |Q(t) - Q'(t)|$ , например, с помощью процедуры метода наименьших квадратов.

В таблицах В.1–В.4 и на рисунках В.1–В.4 (Приложение В) приведены результаты расчетов характеристик надежности элементов электрической сети обследуемой РСК, выполненных с применением разработанной методики. Подобные расчеты составляют неотъемлемую часть методологии мониторинга и управления эксплуатационной надежностью оборудования РСК. Областью применения полученных результатов является анализ влияния эксплуатационных факторов (в том числе и качества обслуживания) на изменение показателей надежности различных типов оборудования по сети в целом и отдельным СР, а также оценка оснащенности СР современными средствами защиты и автоматизации.

В качестве иллюстрации к решению указанных задач на рисунках 3.15 и 3.16 показано изменение интенсивности отказов ВЛ-6 кВ и трансформаторов 6/0,4 кВ РСК. Здесь сплошной ломаной линией отмечена величина  $\omega_{\text{ср}}(t)$ , а штрихпунктирными – границы 95% доверительного интервала  $\omega_{\text{верх}}$  и  $\omega_{\text{ниж}}$ . Сплошная прямая линия представляет собой тренд, характеризующий тенденцию изменения интенсивности отказов оборудования РСК по годам эксплуатации. По наклону тренда можно судить о качестве обслуживания оборудования, темпах его старения и способствующих этому причинах.

Результаты анализа аварийных отключений подтверждают фактические наблюдения службы эксплуатации РСК. Так, например, в первом сетевом районе (СР-1) отмечается устойчивая тенденция к снижению аварийности ВЛ 6 кВ и КТП-6/0,4 кВ, в то время как в СР-2 аварийность оборудования повышается. По отчетным данным эксплуатации одной из причин растущей аварийности оборудования в СР-2 являются неблагоприятные условия, способствующие росту грозовой активности.

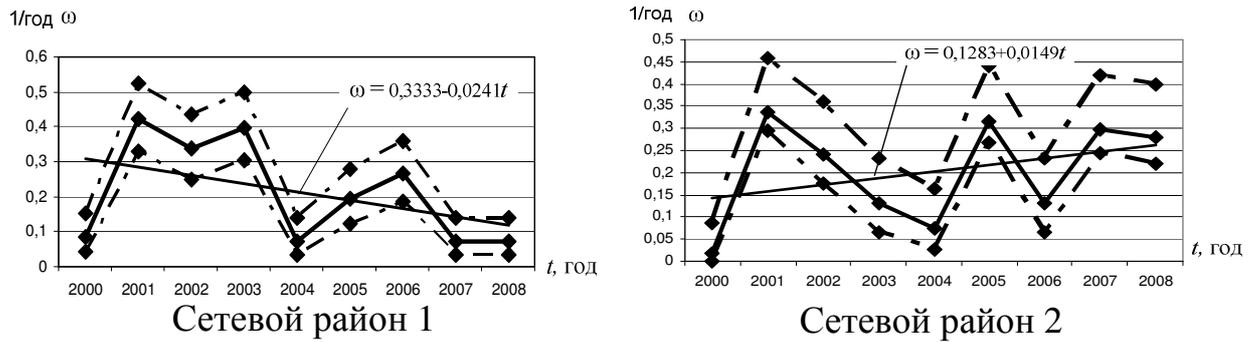


Рисунок 3.15 – Изменение интенсивности отказов ВЛ-6 кВ по годам эксплуатации.

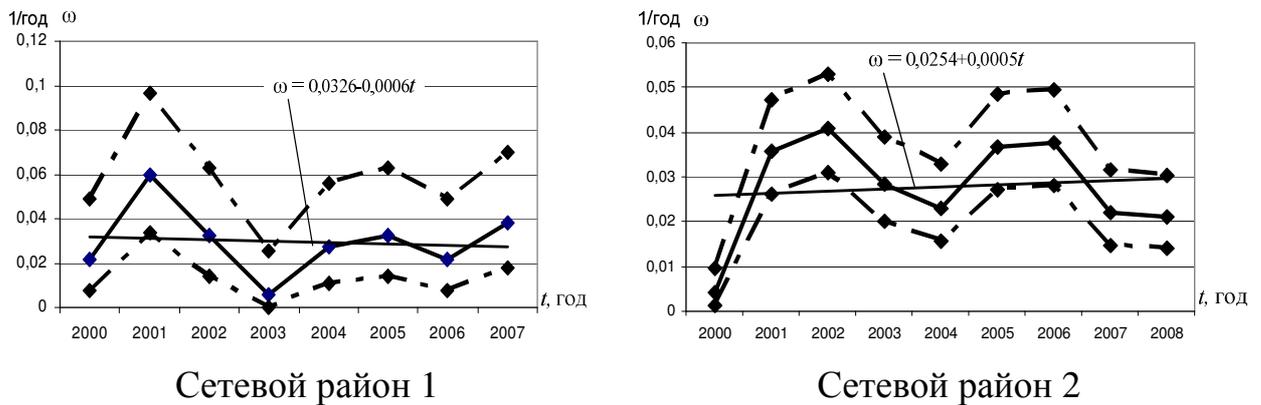


Рисунок 3.16 – Изменение интенсивности отказов КТП-6/0,4 кВ по годам эксплуатации

### Выводы:

1. Надежность оборудования ЭЭС, как сложной, восстанавливаемой технической системы, характеризуется ее техническим состоянием, которое в процессе эксплуатации изменяется под влиянием внутренних процессов и внешних факторов. Поскольку эксплуатация оборудования представляет собой совокупность случайных потоков событий, характеристикам и параметрам протекающих процессов в значительной степени присуща стохастическая природа. Основными потоками событий в процессе эксплуатации являются отказы и восстановления оборудования. Количественная оценка эксплуатационной надежности групп однотипного оборудования производится с использованием совокупности показателей, информационной основой определения которых служат статистика

аварийных отключений и результаты диагностического контроля.

2. Основным инструментом для оценки эксплуатационной надежности электрооборудования служат модели отказов (внезапных, постепенных) и модели восстановлений. Существующие модели отказов имеют очевидные достоинства, но не лишены ограничений. В большинстве случаев их применение для анализа надежности оборудования электростанций и электрических сетей вполне допустимо. Однако при решении ряда задач эксплуатации, связанных с оценкой эффективности и оптимизацией технического обслуживания и ремонтов оборудования возможностей этих моделей явно недостаточно.

3. Разработанная модель отказов использует свойства нестационарного случайного потока событий и позволяет сочетать в себе характеристики внезапного и постепенного (деградационного) отказа, что обеспечивает ей известные преимущества при определении параметра потока отказа, вероятности безотказной работы, наработки на отказ с учетом индивидуального срока службы объекта и темпов старения однотипного оборудования. Разработанная модель, реализованная в виде специальной вычислительной процедуры, позволяет определять начальные и прогнозные значения показателей эксплуатационной надежности ЭО при планировании технического обслуживания и ремонтов по состоянию.

4. В большинстве случаев при наличии экспериментальных данных – результатов применения одного или нескольких методов диагностирования к единице или группе однотипных технических устройств, представляется целесообразным статистическая оценка характеристик случайного потока дефектов, таких как наработка на дефект, параметр потока дефектов, вероятность бездефектной работы либо вероятность возникновения дефекта. Эти оценки обеспечивают возможности реализации упреждающего контроля (мониторинга) надежности как единицы или группы однотипного ЭО, так и электрической сети в целом. Разработана методика, использующая результаты статистической идентификации дефектов в МНТО на основе

статистики ХАРГ, и позволяющая прогнозировать вероятность и интенсивность дефектов с ранжированием их по типам ЭО и видам дефектов.

5. На базе представительной статистики аварийных отключений ВЛ и оборудования подстанций РСК ООО «Ноябрьскэнергонепфть» предложена методика анализа причин и последствий отказов, оценки и прогнозирования вероятностных характеристик отказов и восстановлений ЭО. Методика позволяет рассчитать значения средних частот отказов и доверительные интервалы их изменения, а также определить характер функции интенсивности (ВФИ, УФИ) и скорость ее изменения для различных групп однотипного ЭО и мест его установки.

## **4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Под техническим обслуживанием (ТО) принято понимать совокупность всех технических и организационных действий, направленных на поддержание или возвращение технического устройства в работоспособное состояние. Техническое обслуживание подразделяют на профилактическое и корректирующее. Такая классификация ТО обусловлена различием в целях применения. Так, например, целью профилактического ТО является уменьшения вероятности отказа ЭО либо компенсация снижения уровня его работоспособности. Данный вид ТО выполняется до наступления отказа ЭО, поэтому иногда его называют предупредительным. Корректирующее ТО (ремонт), целью которого является восстановление утраченного работоспособного состояния ЭО, выполняется после обнаружения в нем неисправности (дефекта).

### **4.1 Стратегии ТОиР оборудования электрических сетей**

В терминологии технической надежности стратегией ТОиР называют общий подход к его обеспечению и поддержке, основанный на целях и политике владельцев ЭО, а также пользователей услуг и клиентов электрической сети.

#### ***Эволюция стратегий ТОиР***

В отечественной и международной практике эксплуатации ЭО отмечен ряд стратегий ТОиР, имеющих существенные отличия как в целях и подходах, так и в конечном результате применения. Эти стратегии применительно к областям техники возникали в разное время, при различных сочетаниях внешних и внутренних предпосылок. Формирование и внедрение

в практику той или иной стратегии ТОиР отражало своего рода уровень осознания и готовности решения проблемы несоответствия растущих требований к надежности электроснабжения и стремительно сокращающихся ресурсов на ее поддержание и восстановление. К этим стратегиям, прежде всего, относят стратегии ТОиР:

- 1) по факту отказа (Run-to-Failure – **RTF**);
- 2) по фиксированной наработке (Time Based Maintenance – **TBM**);
- 3) по фактическому состоянию (Condition Based Maintenance – **CBM**);
- 4) по надежности (Reliability Centered Maintenance – **RCM**);
- 5) по оценке прогнозируемых рисков (Risk Based Maintenance – **RBM**).

Рассматривая исторический, технологический, экономический, социальный и иные аспекты развития электроэнергетики, следует отметить определенную эволюцию стратегий ТОиР ЭО [148-151]. По мере проявления в электроэнергетике характерных тенденций, таких как:

- усложнение и удорожание ЭО и технологий его применения;
- увеличение доли ЭО, длительно находящегося в эксплуатации, по отношению к новому оборудованию;
- рост интенсивности отказов ЭО, а вместе с ней рост аварийных потерь, ущербов и затрат на реновацию и замену ЭО, возрастает необходимость введения в стратегию ТОиР новых критериев управления, более чувствительных к изменениям показателей надежности и экономичности эксплуатации ЭО. Так, например, переход от стратегии ТОиР по фиксированному времени наработки (ТВМ) к стратегии по фактическому состоянию во многом обусловлен осознанием того, что наработка ЭО не дает возможности прогнозировать его отказ, а, следовательно, не повышает надежность и не сокращает затраты. Эти обстоятельства неоднократно приводили к попыткам классификации и сравнения известных стратегий ТОиР ЭО, оценки их относительной эффективности, а также рациональной области практического применения. В таблице 4.1 приведены обобщенные результаты сравнения известных стратегий ТОиР ЭО. Как показывает анализ,

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.

Таблица 4.1 – Сопоставление стратегий профилактического обслуживания ЭО сетей

Наименование стратегии ТОиР	Необходимая информация	Критерий эффективности	Область применения
<b>RNF</b> (не плановое, корректирующее, “реактивное” обслуживание)	Факт внезапного отказа; возможность восстановления (объем внепланового ремонта); необходимость замены.	Снижение суммарного времени внеплановых простоев.	Технически не сложное и не дорогое ЭО и его комплектующие.
<b>TBM</b> (плановое, предупредительное обслуживание)	Статистика внезапных отказов и аварийных отключений однотипного ЭО.	Снижение вероятности возникновения отказа.	ЭО с возрастающей в зависимости от наработки частотой отказов.
<b>CBM</b> (плановое, предупредительное обслуживание)	Диагностическая статистика, мониторинг состояния ЭО.	Снижение частоты отказов, повышение вероятности безотказной работы.	Технически сложное ЭО с неубывающей частотой отказов.
<b>RCM</b> (плановое, комбинированное обслуживание)	Критичность ЭО для функционирования системы, фактическое состояние ЭО, тяжесть последствий отказов ЭО (величина ущерба).	Повышение надежности системы при заданных ограничениях на ресурсы.	Оборудование разной сложности, технического состояния и критичности к отказам.
<b>RBM</b> (плановое, комбинированное обслуживание)	Критичность к отказам, фактическое состояние ЭО, стоимости рисков при отказе от ТОиР и стоимости его проведения.	Снижение совокупных затрат и ущербов при обеспечении заданной надежности функционирования.	Разнородное по сложности ЭО, возрастному составу, критичности к отказам.

Сложность и вероятностная природа процессов, происходящих при эксплуатации ЭО сетей, а также необходимость учета различных факторов в целевых критериях оптимизации ТОиР требуют формализованного описания стратегии как некоторого вектора альтернативных решений. Без формализации стратегии ТОиР затруднена разработка адекватных расчетных моделей и методов анализа надежности. В связи с этим рассмотрим математическую формулировку задачи эксплуатации оборудования ЭС.

### ***Формализация стратегии ТОиР для задач эксплуатации ЭО сетей***

Разработка совершенной математической модели требует корректной постановки задачи эксплуатации оборудования электрической сети, определения объекта исследования, способа и средства управления исследуемыми процессами.

Рассмотрим реальную ситуацию, которая зачастую выглядит следующим образом. Электрическая сеть осуществляет на некоторой территории передачу и распределение электроэнергии потребителям. Состав сети и количество входящих в него элементов считается заданными. В соответствии с общими нормами и действующим корпоративным регламентом периодически (с заданным интервалом) осуществляется контроль и диагностирование элементного состава сети. Периодически по графику оборудование выводится из работы и подвергается различным видам ТОиР для восстановления заданных эксплуатационных характеристик. По результатам контроля при выявлении в состоянии оборудования каких-либо отклонений от нормы выполняются действия, направленные на их устранение и поддержание работоспособности. Нормальное функционирование сети прерывают случайные события – отказы (аварийные отключения) оборудования, вызванные как различными внешними воздействиями, так и деградиационными процессами в самом оборудовании. Последствиями отказов являются: недоотпуски электроэнергии потребителям и как следствие ущербы, вызванные технологическими потерями, а также непредвиденные дополнительные затраты компании на

частичное или полное восстановление (замену) отказавшего оборудования.

Требуется предложить такую стратегию ТОиР, при которой периодичность вводимых профилактических и корректирующих действий могла бы изменяться пропорционально риску отказов компонентов электрической сети и позволяла минимизировать суммарные эксплуатационные затраты с учетом ожидаемого ущерба при допустимом уровне эксплуатационной надежности. Рассмотренной ситуации эквивалентна следующая математическая формулировка задачи. В дискретные моменты времени в системе наблюдается векторный случайный процесс  $Y(t)$  с известными статистическими характеристиками. Здесь  $Y(t)$  – вектор состояния сложной системы, характеризуемый набором выходных контролируемых параметров  $y_1, y_2, \dots, y_n$ . Обозначим через  $Z(t)$  векторную неслучайную функцию, имеющую ту же размерность, что и  $Y(t)$ , и являющуюся дискретно наблюдаемыми реализациями вектора  $Y(t)$ . Зададим  $\Phi\{Z(t)\}$  – некоторый функционал потерь на траекториях случайного процесса  $Y(t)$ , которые определяются как потери на управление процессом для удержания его в заданной области  $D(t)$ . Физически функционал  $\Phi\{Z(t)\}$  может означать аварийный ущерб или суммарные затраты на эксплуатацию сложной системы, а область  $D(t)$  – допустимый уровень надежности либо эксплуатационные допуски на контролируемые параметры системы. Тогда стратегией управления на интервале эксплуатации системы  $(0, T)$  следует называть вектор  $\sigma_R(Y_R) = \{\sigma_1(Y_1), \sigma_2(Y_2), \dots, \sigma_k(Y_k)\}$  решений на управление процессом  $Y(t)$  в момент времени  $t_i$ . Задача управления эксплуатацией сложной системы будет состоять в выборе стратегии управления  $\sigma_R(Y_R)$ , при которой математическое ожидание функционала потерь достигает наименьшего значения –  $\min M[\Phi\{Z(t)\}]$  на интервале  $(0, T)$ .

***Цели и критерии управления обслуживанием оборудования  
электрических сетей***

При решении сформулированной выше задачи управления эксплуатацией

сложной системы важно знать вид функционала потерь и класс известных процессов, которыми можно аппроксимировать реальный случайный процесс  $Y(t)$ . Оптимизация управления эксплуатационными процессами оборудования электрических сетей требует задания вида функционала потерь  $\Phi\{Z(t)\}$  или показателя (критерия) оценки эффективности управления [153].

Для формирования оптимальной стратегии по фиксированной наработке или календарному сроку службы могут быть использованы такие показатели оценки эффективности, как:

- средние затраты на отказ  $\bar{c}_{\text{отк}} = \frac{C_s}{M[n(T)]}$ , где  $C_s$  - суммарные эксплуатационные затраты сетевой компании за время наработки  $T$ ;  $M[n(T)]$  - математическое ожидание числа отказов в течение наработки  $T$ .

- среднее время до первого отказа (средняя наработка на отказ)  

$$T_0 = \frac{T}{M[n(T)]}.$$

- вероятность работоспособного состояния  $P(t) = 1 - Q(t) = P(T > t)$ , где  $Q(t)$  - вероятность отказа.

- коэффициент готовности  $K_{\Gamma} = \frac{T_0}{T_0 + T_{\text{всп}}}$ , где  $T_{\text{всп}}$  - среднее время восстановления (аварийного простоя).

Оптимальная стратегия по фактическому состоянию (СВМ), или по надежности системы (RCM) строятся на основе оценки по средним суммарным затратам или удельным суммарным затратам на ее профилактику и восстановление

$$\sum_i C_i(t) \text{ или } \frac{1}{\Delta T} \sum_i C_i(t),$$

где:  $\Delta T$  – рассматриваемый интервал эксплуатации;  $i \in (0 \div n)$  – количество профилактик и восстановлений на интервале эксплуатации. Оптимальная стратегия по оценке прогнозируемого риска (RBM) строится по

комбинированному критерию «затраты – надежность» [152]

$$\bar{C}_s = \frac{1}{\Delta T} \int_{t_0}^{\Delta T} \left[ \sum_i (C_i(t) + Y(t)) \right] \cdot dt,$$

где  $Y(t)$  - вероятностная характеристика ущерба от аварийного отключения ЭО. Для аппроксимации реального управляемого случайного процесса  $Y(t)$  широко используются однородные Марковские (полумарковские) модели с непрерывным временем. Этот математический аппарат нашел широкое применение для описания эволюции систем с ВФИ отказов  $\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t$ , где:  $\omega_0$  – начальное значение интенсивности отказов;  $b$  – коэффициент, характеризующий темпы старения оборудования), так называемых «стареющих» систем, к которым следует отнести все типы оборудования электрических сетей. Построенные на его основе модели ТОиР представляют собой направленные графы, вершины которых обозначают возможные в процессе эксплуатации состояния системы, а дуги – переходы из одного состояния в другое. Множество вершин и дуг графа состояний задается набором учитываемых факторов, к числу которых может быть отнесено количество функциональных элементов системы, объем диагностирования и восстановления и пр. Достоинством указанных моделей является: наглядность, возможность простого построения и корректировки, учет множества необходимых взаимосвязей, анализ сложных процессов по частям.

#### **4.2 Теоретические основы синтеза моделей ТОиР оборудования электрических сетей**

Теоретические основы синтеза моделей технического обслуживания систем и их элементов заложены в теории надежности, теории восстановления и широко освещены в специальной литературе [60,71-73].

Для математического описания природы случайных явлений, сопровождающих эксплуатацию объектов электроэнергетики и оборудования электрических станций и сетей, наилучшим образом подходит теория случайных процессов [155].

В общем случае под случайным процессом принято понимать семейство действительных или комплексных случайных величин  $\{Y(t), t \in T\}$ , определенных на некотором измеримом вероятностном пространстве (множестве) состояний  $E$ , где множество параметров  $T \subseteq \Gamma$  [155]. Согласно классификации случайные процессы в зависимости от того непрерывное или дискретное множество значений принимают случайная величина  $Y(t)$  и ее аргумент  $t$ , подразделяются на процессы с непрерывным, дискретным и комбинированным пространством состояний и временем. Не смотря на многообразие известных классов случайных процессов, наибольший интерес для решения задач надежности, идентификации и управления техническими системами представляют Марковские и полумарковские случайные процессы [154-155,54].

Характерной особенностью Марковского случайного процесса (цепи Маркова) является выполнение важного свойства – независимости вероятностных характеристик поведения системы в будущем от прошлого, а зависимость только от фиксированного настоящего ( $t_0$ ). Это Марковское свойство называют «отсутствием последействия». Несомненно, его можно было бы рассматривать как ограничение на применение случайных Марковских процессов для описания реальных случайных процессов, которые зачастую обладают некоторым последействием. Однако в большинстве практических случаев на ограниченном временном интервале  $\Delta T$  удается свести указанное ограничение к минимуму, получив взамен возможность воспользоваться простым и удобным математическим описанием, обозначив любой произвольный момент времени  $t \in T$  как начальный момент ( $t_0$ ) Марковского случайного процесса.

Применение Марковских случайных процессов для моделирования, например, процессов эксплуатации оборудования электрических сетей сопряжено с понятием потока однородных событий (отказов, инспекций, профилактик). Вероятностными характеристиками потока событий при этом являются: распределение вероятности интервала времени между двумя соседними событиями в потоке, интенсивность потока  $\lambda$  – среднее число событий, приходящихся на единицу времени. Для стационарного потока событий, вероятностные характеристики которого не зависят от времени,  $\lambda = \text{const}$ . Особое значение для описания однородных Марковских процессов имеет так называемый простейший поток событий или стационарный пуассоновский поток. Он удовлетворяет одновременно свойствам стационарности, ординарности и отсутствия последействия. Для пуассоновского потока характерно показательное распределение интервала времени между двумя соседними событиями с плотностью вероятности  $f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t}$ .

Однородный Марковский случайный процесс с непрерывным временем задается на некотором конечном или счетном множестве состояний  $\mathbf{E}$  (фазовом пространстве). Последовательность случайных величин  $\{y_i(t)\}$ ,  $i = 0, 1, \dots$ , принимает значения из множества  $\mathbf{E}$  с вероятностями  $P_i$ . Если в момент  $t_i$  произошло событие  $\{y_i = e_k\}$ , это означает, что Марковский случайный процесс находится в состоянии  $k$ . Если известно, что для момента  $t_i$  справедливо  $\{y_i = e_i\}$ , а для момента  $t_{i+1}$   $\{y_{i+1} = e_j\}$ , это означает, что в момент  $t_{i+1}$  процесс перешел из состояния  $k$  в состояние  $j$ . При этом существует вероятность перехода  $p_{kj}$  из состояния  $e_k \in \mathbf{E}$  в состояние  $e_j \in \mathbf{E}$ . Матрица  $\mathbf{P}$ , элементами которой являются вероятности перехода  $p_{kj}$ , называется переходной матрицей. Наряду с вектор-столбцом  $\{t_i\}$  времени пребывания случайного процесса в каждом  $i$ -ом состоянии ( $i = \overline{1, n}$ ) они образуют его полное математическое описание.

Важным в практическом смысле обобщением однородных Марковских процессов являются полумарковские случайные процессы. Главное отличие полумарковского процесса от однородной цепи Маркова состоит в том, что время пребывания системы в любом  $i$ -м состоянии имеет не показательный, а произвольный вид распределения [54]. Полумарковские случайные процессы, сохраняя большинство достоинств Марковских процессов, не заменимы для описания эволюции «стареющих» систем, к которым следует отнести все виды оборудования электрических сетей, а так же для систем с неполной и неточной информацией о надежности [156]. Следует отметить в общем случае, что траектории полумарковского случайного процесса уже не подчиняются Марковскому свойству отсутствия последействия. Зато расширяется класс систем, которые могут использовать полумарковские случайные процессы для описания прикладных задач теории надежности и диагностики.

В задачах планирования и управления возникает необходимость использовать Марковские случайные процессы для описания поведения исследуемых систем, вводя при этом в описание дополнительные случайные факторы с ограниченной областью изменений, а также некоторые целевые функции управления. Получаемые таким образом вероятностные описания относят к разряду управляемых Марковских случайных процессов [154]. Решение основной задачи управления системой во времени сводится к выбору и вероятностной оценке такой траектории случайного процесса (из множества возможных), которая удовлетворяет оптимальному значению целевой функции при соблюдении заданных ограничений на параметры процесса. При этом под стратегией управления понимается некоторая вектор-функция  $\sigma_R(Y_R)$ , заданная на параметрах процесса и характеризующая способ выбора решения. Реальный процесс эксплуатации сложной технической системы с вероятностными характеристиками отказов и восстановлений ее элементного состава может быть представлен как случайный управляемый Марковский или полумарковский процесс, для

которого получили развитие графоаналитические модели оценки надежности.

В большинстве известных зарубежных источников указанную проблему трактуют с позиций Марковских процессов принятия решений (Markov Decision Processes) [157]. При таком подходе расширение и обобщение Марковских (полумарковских) моделей представляет собой постепенное их усложнение за счет введения произвольного количества дополнительных состояний и переходов для учета «генетических» изменений (старения) оборудования [159], многообразия видов контроля (диагностики) состояния [158,159], различных видов и частот обслуживания [160]. Классический алгоритм принятия решений формируется на основе многократного процесса перехода системы из состояния  $S_i$  в состояние  $S_j$  в дискретные моменты времени  $t=1,2,\dots,n$  с вероятностью  $P_{ij}(A)$  посредством выполнения одного из возможных действий  $A(S_i)$  ( $i, j = \overline{1, k}; i \neq j$ ). В результате этого возникает доход  $C(S_i, A)$ . Выбор оптимальной стратегии технического обслуживания, приводящей к достижению максимального совокупного дохода от выполнения всех возможных альтернатив, производится многошаговой процедурой линейного или динамического программирования [157,160].

Наряду с очевидными достоинствами, обеспечившими рассмотренному подходу широкую известность и область применения, справедливо отметить и некоторые присущие ему недостатки:

1) учитываются только стационарные процессы, у которых переходные вероятности событий  $P_{ij}(A)$  постоянны и не зависят от времени;

2) моделируемые процессы эволюционируют по дискретной временной траектории  $t=1,2,\dots,n$ ;

3) переходы в состояния контроля (инспекции) производятся в строго заданные (фиксированные) моменты времени и не допускают изменений периодичности;

4) моделируемые процессы частично наблюдаемы и не допускают возможности корректировки параметров управления по результатам наблюдений;

5) процедура принятия решений не допускает учета и оценки рисков отказов в системе, как и связанных с ними последствий;

6) итерационные последовательности поиска решений громоздки в вычислительном плане и исключают возможности для исследования модели при изменении внешних параметров;

7) оптимизационные алгоритмы, реализующие вариационные схемы, в общем случае способны отыскивать лишь локальные экстремумы целевого функционала.

Устранение или хотя бы ослабление отмеченных недостатков способно существенно обогатить класс разрабатываемых вероятностных моделей и повысить эффективность получаемых на их основе практических приложений.

### **4.3 Синтез математических моделей надежности ЭО для актуальных стратегий управления их техническим состоянием**

Определив методологическую платформу для моделирования и исследования процессов эксплуатации электрооборудования, приступим к разработке на ее основе математических моделей оптимизации ТОиР, реализующих различные критерии эффективности.

#### ***Модель оценки надежности ЭО для стратегии по состоянию***

Необходимость моделирования эксплуатационных процессов в системе «ЭО – ТОиР по состоянию» возникает в связи с потребностью формализации в параметрах модели зависимостей вида  $F(Y, U, t)$ , где:  $F$  – функция цели,  $Y$  – вектор переменных параметров процессов,  $U$  – вектор управляющих воздействий,  $t \in [0, T]$  – время. Обобщенное обозначение ЭО относится ко

всем компонентам электрических сетей, для которых возможно применение стратегии обслуживания по состоянию (СВМ). Одним из самых сложных, ответственных и дорогостоящих компонентов является СТ, поэтому рассмотрим его в качестве объекта для построения модели оценки надежности для стратегии ТОиР по техническому состоянию.

Рассмотрим стратегию, которая позволяет определять оптимальную (обоснованную) периодичность диагностирования СТ, исходя из фактической частоты возникновения отказов  $\omega_0$  (находится по методике, разработанной в 3 главе диссертации). Зададим схему организации эксплуатационных процессов в системе «СТ – ТОиР по состоянию» следующим описанием. Пусть в процессе функционирования СТ из работоспособного состояния 1 с определенной периодичностью  $\tau$  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 предупредительного обслуживания, 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  $\omega_0$  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 4.1) с интенсивностями переходов из  $i$ -го в  $j$ -е состояние  $(\lambda_{ij})$  и система линейных алгебраических уравнений, матричный вид которой представлен выражением

$$\lambda \cdot \mathbf{P} = 0 , \quad (4.1)$$

где:  $\lambda_{12} = \tau^{-1}$ ;  $\lambda_{24} = q_d \cdot T_k^{-1}$ ;  $\lambda_{52} = T_{ав}^{-1}$ ;  $\lambda_{42} = T_{по}^{-1}$ ;  $\lambda_{21} = (1 - q_d) \cdot T_k^{-1}$

$\lambda_{35} = [\tau - \omega_0^{-1}(1 - e^{-\omega_0 \cdot \tau})]^{-1}$ ;  $q_d$  – вероятность возникновения в СТ опасных

дефектов;  $T_k, T_{по}, T_{ав}$  – продолжительности диагностирования,

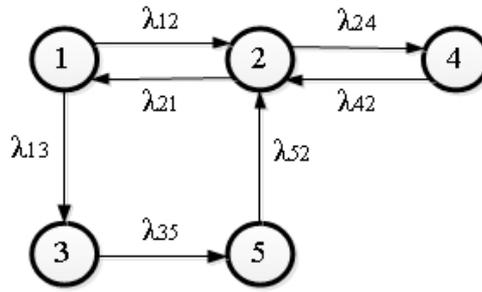


Рисунок 4.1 – Граф состояний для стратегии по состоянию.

профилактического обслуживания, аварийного восстановления соответственно.

Здесь:  $\lambda = \begin{vmatrix} \lambda_{11} & \lambda_{12} & \dots & \lambda_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \lambda_{n1} & \lambda_{n2} & \dots & \lambda_{n5} \end{vmatrix}$  – квадратная матрица интенсивностей переходов

системы из состояния в состояние;  $\mathbf{P} = \begin{vmatrix} P_1 \\ \dots \\ P_n \end{vmatrix}$  – матрица-столбец стационарных

вероятностей состояний;  $n = 5$ .

Численное решение системы уравнений (4.1) с учетом нормировочного условия  $\left( \sum_i p_i = 1 \right)$  позволяет получить такой показатель эксплуатационной

надежности СТ, как вероятность работоспособного состояния ( $p_1$ ), а также построить зависимости вида  $p_1(\tau)$  при различных значениях некоторых параметров случайных процессов, например,  $\omega_0$  (средней частоты отказов)

или  $\omega_d = \tau^{-1} \cdot \ln\left(\frac{1}{1 - q_d}\right)$  (средней частоты возникновения деградационных

дефектов). Следует отметить, что оптимальную (обоснованную) величину

эксплуатационного ресурса или интервала диагностирования  $\tau$  целесообразно определять из соотношения  $p_1 \Rightarrow \max$ , либо  $p_1 \geq p_{\text{зад}}$ , где  $p_{\text{зад}}$  – минимально-допустимое (нормативное) значение вероятности безотказной работы [161]. Для иллюстрации разработанной модели рассмотрим оптимальное по надежности обслуживание ТРДН – 40000/110 при следующих эксплуатационных данных:  $T_k = 8$  ч.,  $T_{\text{по}} = 40$  ч.,  $T_{\text{ав}} = 240$  ч. На рисунке 4.2 приведены зависимости  $p_1(\tau)$  при вариации  $\omega_0 = 0,015 \div 0,075$  и  $\omega_d = 0,05$  (год<sup>-1</sup>).

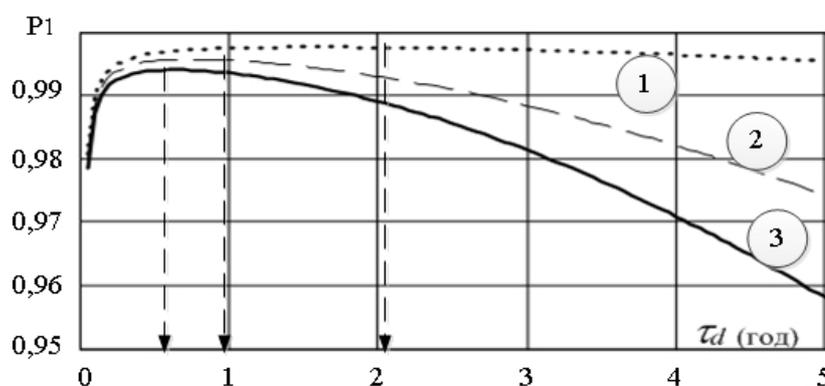


Рисунок 4.2 – Зависимость  $P_1(\tau_d)$  для СТ при  $\omega_0$  (1 – 0,015, 2 – 0,045, 3 – 0,075 год<sup>-1</sup>) и  $\omega_d = 0,05$  год<sup>-1</sup>.

Из полученных зависимостей определяется оптимальный интервал диагностирования СТ  $\tau$  при различной частоте отказов. Для указанных соотношений  $\omega_0$  и  $\omega_d$  величина  $\tau$ , соответствующая максимальному значению  $p_1$ , изменяется в пределах от 0,5 до 2,0 лет в зависимости от факторов, характеризующих интенсивность деградационных процессов в СТ, например, таких, как нагрузка, срок службы и условия эксплуатации. Перечисленные факторы, прежде всего, отражаются на частоте возникновения деградационных дефектов  $\omega_d$ . Зависимость  $p_1(\tau)$  для нескольких оптимальных значений интервала диагностирования  $\tau$  и  $\omega_0 = \text{const}$  изображена на рисунке 4.3.

Кроме указанных зависимостей модель позволяет рассчитать изменение

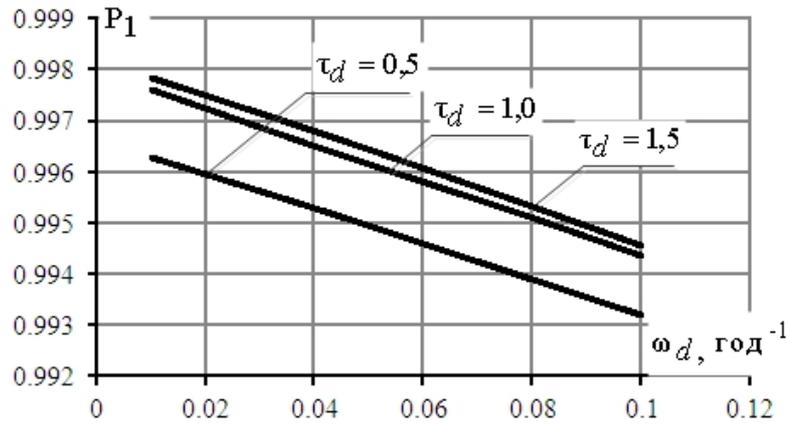


Рисунок 4.3 – Зависимость  $P_1(\omega_d)$  для СТ с различными  $\tau_d$  ( $\omega_0 = 0,015 \text{ год}^{-1}$ ).

коэффициента готовности, а также средней наработки между отказами СТ  $T_0$  в зависимости от величины интервала диагностирования при обслуживании по состоянию. Коэффициент готовности также может быть использован в качестве критерия оптимального по надежности обслуживания СТ. На рисунке 4.4 показан выбор оптимального интервала диагностирования по условию  $K_r \rightarrow \max$ . В выражении (4.2)  $E_+$  и  $E_-$  – подмножества работоспособных и неработоспособных состояний системы, принадлежащие полному фазовому множеству  $E$ .

$$T_0 = \frac{K_r}{\sum_{i \in E_+} p_i \cdot \sum_{j \in E_-} \lambda_{ij}}, \quad K_r = \sum_{i \in E_+} \frac{p_i}{\sum_{j \in E} \lambda_{ij}} \left( \sum_{k \in E} \frac{p_k}{\sum_{j \in E} \lambda_{kj}} \right)^{-1}. \quad (4.2)$$

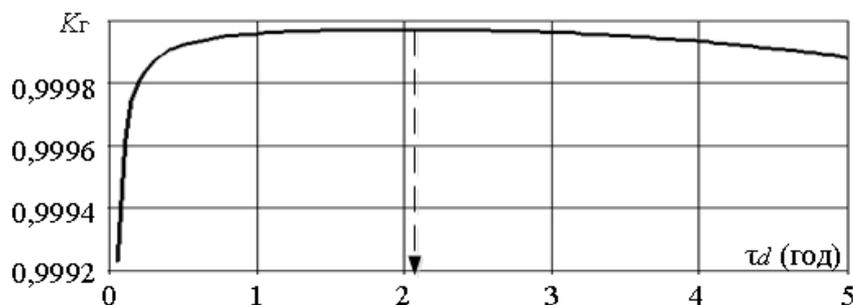


Рисунок 4.4 – Зависимость  $K_r(\tau_d)$  при  $\omega_0 = 0,015, \omega_d = 0,05 \text{ год}^{-1}$ .

На рисунке 4.5 показано определение средней наработки между отказами СТ при оптимальном по надежности интервале диагностирования.

Разработанная модель применима для любого ЭО, для которого реализуема стратегия ТОиР по состоянию. Результаты исследования отражают общую тенденцию к увеличению показателей эксплуатационной надежности ЭО при уменьшении интервала диагностирования. Это обстоятельство, а также возможность вариации ряда параметров случайного процесса подтверждают адекватность модели для решения задачи оценки эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей (в том числе и для управления режимами ЭЭС [162]), а также оптимизации ТОиР по максимуму вероятности работоспособного состояния или коэффициента готовности ЭО.

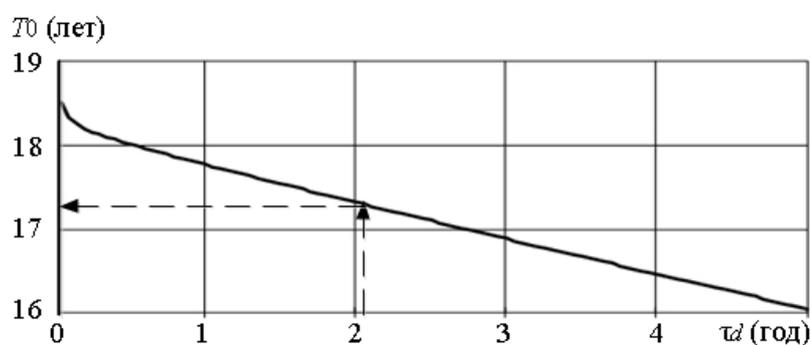
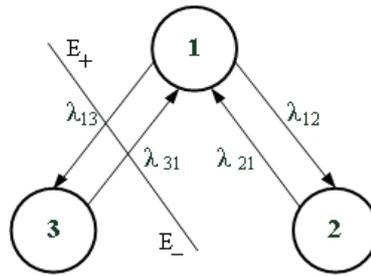


Рисунок 4.5 – Зависимость  $T_0(\tau_d)$  при  $\omega_0 = 0,015$ ,  $\omega_d = 0,05 \text{ год}^{-1}$ .

#### ***Модель оценки надежности ЭО для стратегии профилактик с фиксированной периодичностью***

Для стратегии предупредительного обслуживания с фиксированной периодичностью характерным является проведение 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. Очевидно, что периодичность профилактик оказывает определяющее влияние на эксплуатационные характеристики оборудования 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. Для описания указанной стратегии примем

двухуровневую ( $E_+$  /  $E_-$ ) модель состояний ЭО в виде направленного графа (рисунок 4.6).



1 – работоспособное состояние; 2 – профилактика; 3 – аварийный ремонт

Рисунок 4.6 – Граф состояний для стратегии профилактики.

Интенсивности переходов системы из состояния в состояние определяются соответствующими периодичностями и продолжительностями профилактического обслуживания и аварийного восстановления:  $\lambda_{12} = T^{-1}$ ;  $\lambda_{13} = \omega$ ;  $\lambda_{21} = T_{\text{по}}^{-1}$ ;  $\lambda_{31} = T_{\text{ав}}^{-1}$ . Для полученного графа состояний процесс задается матрицей переходных вероятностей:

$$P = \begin{vmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} \end{vmatrix},$$

где:  $p_{12} = \frac{T^{-1}}{\omega + T^{-1}}$ ;  $p_{13} = \frac{\omega}{\omega + T^{-1}}$ ;  $p_{21} = p_{31} = 1$  (вероятности невозможных переходов равны нулю), а также вектором-строкой времени пребывания системы в указанных состояниях:

$$t = |t_1 \ t_2 \ t_3|, \text{ где: } t_1 = \frac{1}{\omega + T^{-1}}; \ t_2 = T_{\text{по}}; \ t_3 = T_{\text{ав}}.$$

Стационарные вероятности полумарковского случайного процесса будут определяться согласно системе алгебраических уравнений (4.3), дополненных условием нормировки:

$$\begin{cases} p_2 = p_{12} \cdot p_1 \\ p_3 = p_{13} \cdot p_1 \\ p_1 + p_2 + p_3 = 1 \end{cases} \quad (4.3)$$

Основным анализируемым показателем надежности системы в данном случае является вероятность работоспособного состояния  $p_1$ , которую можно получить в результате преобразования системы уравнений (4.3) в следующем виде:

$$p_1(T) = \left[ \frac{T_{\text{по}}^{-1} \cdot T_{\text{ав}}^{-1}}{T_{\text{ав}}^{-1} \cdot T^{-1} + T_{\text{по}}^{-1} \cdot \omega + T_{\text{по}}^{-1} \cdot T_{\text{ав}}^{-1}} \right].$$

Построение зависимости и нахождение экстремума функции по условию  $\frac{dp_1(T)}{dT} = 0$  позволяет определять оптимальное по надежности значение периодичности профилактик для конкретного типа ЭО и условий эксплуатации. Кроме того возникает возможность исследовать влияние на искомое значение периодичности профилактик некоторых параметров случайного процесса эксплуатации ЭО. На рисунке 4.7 показана зависимость  $p_1(T)$  для одноцепной ВЛ 6 кВ длиной 5 км на железобетонных опорах с проводом марки АС-95/16, для которой  $\omega = 0,45 + 0,05 \cdot t$  (год<sup>-1</sup>);  $T_{\text{по}} = 0,00046$  (год);  $T_{\text{ав}} = 0,0018$  (год).

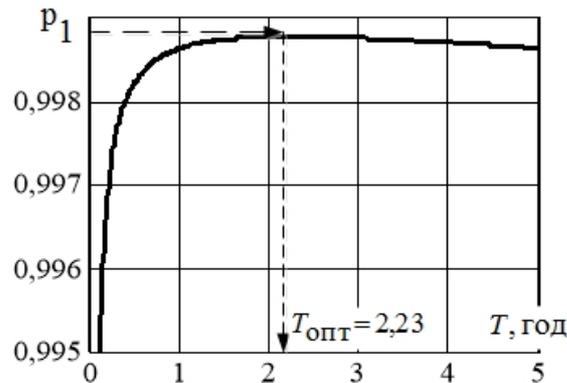


Рисунок 4.7 – Зависимость  $p_1(T)$  для ВЛ 6 кВ.

Влияние темпов старения ВЛ 6 кВ на величину оптимальной периодичности профилактик иллюстрирует рисунок 4.8. Приведенная на рисунке зависимость  $T_{\text{опт}}(b)$  представляет собой степенную функцию, аналитическое описание которой выглядит следующим образом:

$$T_{\text{опт}} = 0,5/\sqrt{b}. \quad (4.4)$$

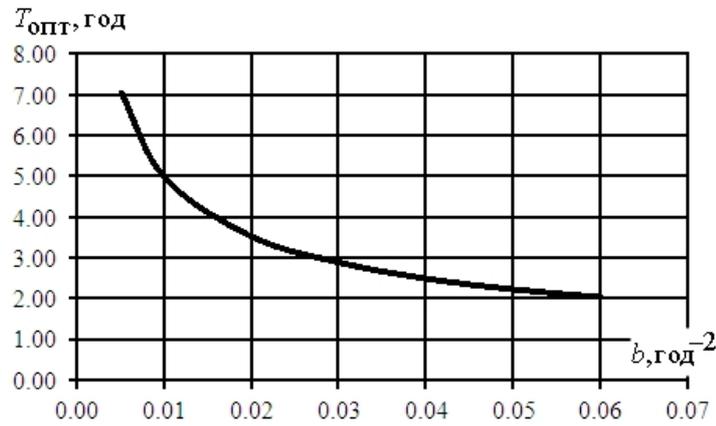


Рисунок 4.8 – Зависимость  $T_{\text{опт}}(b)$  для ВЛ 6 кВ.

Следует отметить, что полученная на основе численного решения системы уравнений (4.3) аппроксимация зависимости  $T_{\text{опт}}(b)$  выражением (4.4) полностью адекватна разработанной математической модели надежности системы с ВФИ. Это позволяет получать достоверные решения относительно выбора оптимальной по надежности периодичности профилактик для широкого спектра характеристик случайного процесса ТОиР. При этом функцию интенсивности отказов целесообразно определять статистически с помощью методики, полученной в третьей главе диссертации. Применим разработанную модель надежности к СТ ТМН-6300/35, который находится в эксплуатации с 2003 года и имеет следующие эксплуатационные характеристики  $\omega = 0,015 + 0,01 \cdot t$  (год<sup>-1</sup>);  $T_{\text{по}} = 0,0046$  (год);  $T_{\text{ав}} = 0,027$  (год). На рисунке 4.9 показано определение оптимальной периодичности профилактик ТМН-6300/35 при обслуживании по стратегии 2 в соответствии с максимумом вероятности работоспособного состояния.

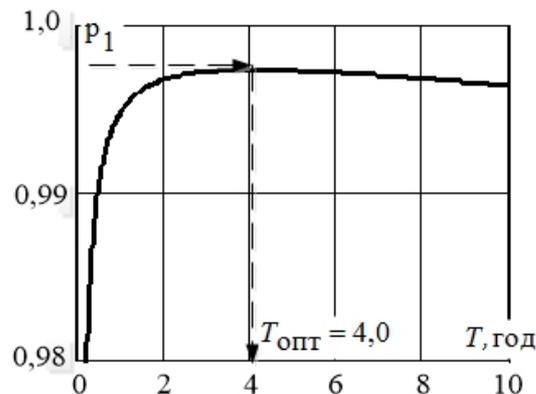


Рисунок 4.9 – Зависимость  $p_1(T)$  для ТМН-3500/35.

Зависимость, представленная на рисунке 4.10 (подобно рисунку 4.8 для ВЛ 6 кВ) позволяет уточнить значение оптимальной периодичности профилактик трансформатора ТМН-6300/35 при изменении темпов старения его конструктивных элементов и прежде всего целлюлозной изоляции. Таким образом, разработанная модель надежности актуальна для всех типов ЭО, которым предписана стратегия ТВМ одиночно, либо совместно со стратегией СВМ. Как правило, к ним относятся воздушные и кабельные линии электропередачи, коммутационные аппараты и электродвигатели ответственных механизмов. Эффективность моделируемых стратегий для конкретных типов ЭО определяется путем их сравнения по критериям эксплуатационной надежности ( $\max p_1$  либо  $\max K_T$ ) [163].

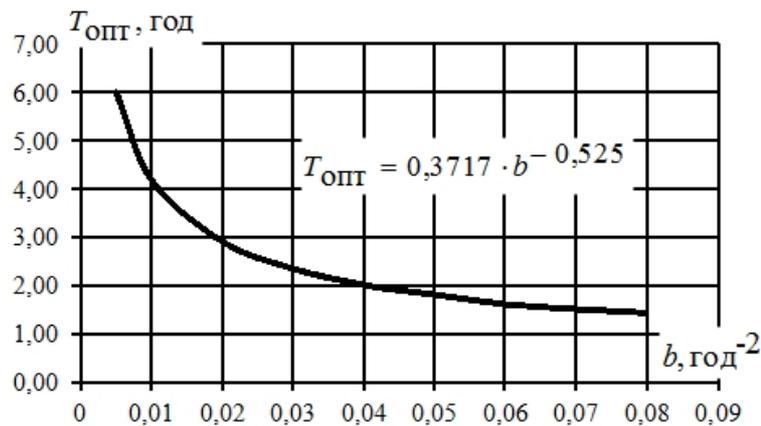


Рисунок 4.10 – Зависимость  $T_{\text{опт}}(b)$  для ТМН-6300/35.

### ***Модель оценки суммарных затрат на эксплуатацию ЭО для стратегии профилактик с фиксированной периодичностью***

Необходимость введения экономических критериев при оптимизации стратегии ТОиР обусловлена с одной стороны потребностью энергокомпаний к обеспечению эффективности использования собственных финансовых, материальных, трудовых ресурсов, а с другой стороны ограниченностью этих ресурсов. Оптимизация указанной стратегии ТОиР состоит в выборе периодичности профилактик  $T_{\text{опт}}$ , соответствующей экстремуму показателя эффективности управления  $\sum_i C_i(T) \Rightarrow \min$ . Для получения аналитических зависимостей критериальной функции от параметра оптимизации (в данном

случае периодичности профилактик) произведем расширение параметрического описания разработанной модели. Для этого дополнительно введем в рассмотрение такие показатели эксплуатационной надежности ЭО как наработка и частота внезапных отключений (аварийных ремонтов)  $\bar{T}_H$ ,  $\bar{w}_H$  и отключений с предупреждением (профилактик)  $\bar{T}'_H$ ,  $\bar{w}'_H$ .

Наработка на внезапное отключение системы рассчитывается как среднее время пребывания процесса в области  $E_+$  работоспособных состояний [131] и выражается зависимостью:

$$\bar{T}_H = \frac{1 + T^{-1} \cdot T_{\text{по}}}{\omega}. \quad (4.5)$$

Аналогичным образом только как среднее время пребывания случайного процесса в области  $E_-$  находится наработка на профилактику:

$$\bar{T}'_H = \frac{1 + \omega \cdot T_{\text{ав}}}{T^{-1}}. \quad (4.6)$$

Указанные наработки представляют собой монотонно изменяющиеся функции искомой периодичности профилактик ( $T$ ). Средние значения соответствующих частот будут определяться с использованием выражений 4.5 и 4.6 следующим образом:

$$\begin{aligned} \bar{w}_H &= (\bar{T}_H + T_{\text{ав}})^{-1} \\ \bar{w}'_H &= (\bar{T}'_H + T_{\text{по}})^{-1} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Анализ полученных аналитических выражений позволяет утверждать, что с увеличением периодичности профилактик ( $T$ ) наработка на аварийный отказ системы ( $\bar{T}_H$ ) монотонно уменьшается, а частота аварийных (внезапных) отключений ( $\bar{w}_H$ ) монотонно возрастает. В тоже время наработка системы на профилактическое обслуживание ( $\bar{T}'_H$ ) наоборот будет увеличиваться, а частота отключений с предупреждением ( $\bar{w}'_H$ ) снижаться. Для иллюстрации указанных свойств модели в качестве примера рассчитаны

зависимости 4.7 для СТ ТМН-6300/35 с приведенными выше характеристиками (рисунок 4.11). Нетрудно убедиться в том, что средние количества отказов (внезапных отключений) и профилактик (отключений с предупреждением) на интервале эксплуатации  $\Delta T$  (год) пропорциональны соответствующим частотам указанных событий (4.7) и зависят от

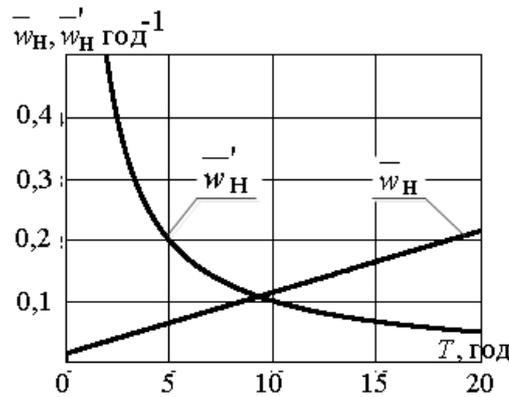


Рисунок 4.11 – Зависимость  $\bar{w}_H(T)$  и  $\bar{w}'_H(T)$  для ТМН-6300/35.

периодичности профилактик объекта следующим образом:

$$M_{ав}(T) = \bar{w}_H \cdot \Delta T, \quad M_{по}(T) = \bar{w}'_H \cdot \Delta T \text{ (откл.)} \quad (4.8)$$

Обозначим  $C_{по}$  и  $C_{ав}$  средние стоимости одной профилактики и одного аварийного ремонта соответственно (руб./откл.). Указанные стоимостные показатели в реальной практике ТООР подвержены существенным изменениям в зависимости от тяжести аварии, объема ремонта, необходимости полной или частичной замены отказавших элементов конструкции и пр. В связи с этим их использование при оперативном и даже краткосрочном планировании ТООР в рамках выбранной стратегии имеет существенные неудобства. Упрощения удастся достигнуть в результате использования относительных стоимостных показателей:

$$c_{по}^* = C_{по} / C_{б}, \quad c_{ав}^* = C_{ав} / C_{б} \text{ (1/откл.)}.$$

Здесь  $C_{б}$  (руб) – средняя стоимость профилактического и восстановительного (корректирующего) обслуживания единицы определенного типа ЭО в интервале одного ремонтного цикла. Назовем эту

стоимость «базовая ставка». Базовая ставка может устанавливаться электросетевой компанией в зависимости от ряда экономических факторов (объема производственных фондов, инвестиционного портфеля компании, ставки рефинансирования ЦБ РФ, курса национальной валюты, пр.). Для удобства расчетов и анализа с привлечением относительных стоимостных показателей будем полагать, что справедливым является условие  $c_{\text{по}}^* + c_{\text{ав}}^* = 1$ . Это дает возможность масштабировать количественные оценки суммарных эксплуатационных затрат в долях единицы, что существенно облегчает задачу выбора и принятия решения на основе критерия  $\sum_i C_i(T) \Rightarrow \min$ . Суммарные эксплуатационные затраты электросетевой компании представляют собой интегральный показатель эффективности управления обслуживанием оборудования и на некотором интервале времени  $\Delta T$  (например, на интервале ремонтного цикла) могут быть выражены зависимостью (4.9):

$$C(T) = [M_{\text{ав}}(T) \cdot c_{\text{ав}}^* + M_{\text{по}}(T) \cdot c_{\text{по}}^*] \cdot C_{\text{б}} \text{ (руб.)} \quad (4.9)$$

или

$$C^*(T) = [M_{\text{ав}}(T) \cdot c_{\text{ав}}^* + M_{\text{по}}(T) \cdot c_{\text{по}}^*] \text{ (о.е.)} \quad (4.10)$$

Тестирование полученной вероятностной модели оценки затрат на профилактику и восстановление для стратегии профилактик с фиксированной периодичностью произведем на примере того же трансформатора ТМН-6300/35, который был рассмотрен раньше. На рисунке 4.12 приведены результаты расчетов по выражению 4.10 для ТМН-6300/35 при заданных эксплуатационных характеристиках:  $\omega = 0,015 + 0,01 \cdot t$  (год<sup>-1</sup>);  $T_{\text{по}} = 0,0046$  (год);  $T_{\text{ав}} = 0,027$  (год). Процедура поиска минимума целевого

функционала по условию  $\frac{dC^*(T)}{dT} = 0$  позволяет определить оптимальное по суммарным эксплуатационным затратам значение периодичности

профилактик. Одним из факторов, оказывающих влияние на изменение величины  $T_{\text{опт}}$ , является соотношение стоимостей восстановления и профилактики ЭО ( $c_{\text{ав}}^*/c_{\text{по}}^*$ ). Это соотношение теоретически может принимать любые значения из интервала  $[1 \div \infty)$ . В практических расчетах величина ( $c_{\text{ав}}^*/c_{\text{по}}^*$ ) ограничена сверху значением отношения стоимости полной замены отказавшего ЭО к стоимости его мелкого профилактического ремонта.

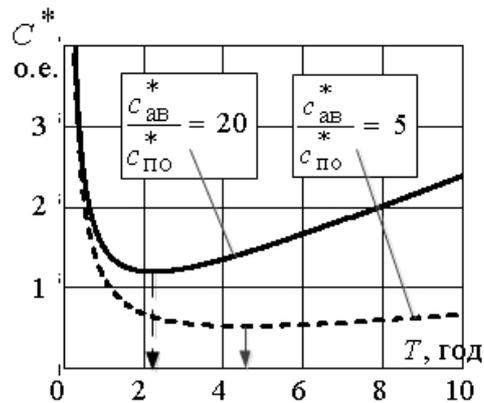


Рисунок 4.12 – Зависимость  $C^*(T)$  при изменении  $c_{\text{ав}}^*/c_{\text{по}}^*$  для ТМН-6300/35.

Чем дороже восстановление ЭО по отношению к профилактике, тем меньше допустимый интервал между периодическими профилактиками (рисунок 4.13).

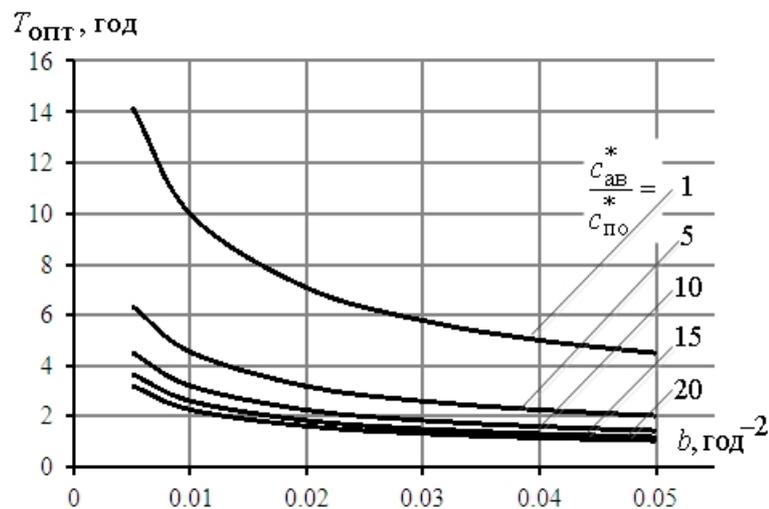


Рисунок 4.13 – Зависимость  $T_{\text{опт}}(b)$  для ТМН-6300/35 при вариации  $(c_{\text{ав}}^*/c_{\text{по}}^*)$ .

Другим фактором, влияние которого требует анализа, является интенсивность деградационных процессов (темпы старения) ЭО. Расчеты показывают, что с увеличением  $b$  (год<sup>-2</sup>) величина  $T_{\text{ОПТ}}$ , соответствующая минимуму суммарных эксплуатационных затрат, уменьшается (рисунок 4.13). Обобщением результатов расчетов по разработанной модели является аналитическое описание зависимости оптимальной периодичности профилактик от ряда влияющих факторов:

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

Полученная зависимость сохраняет все свойства разработанной модели и удобна для практического применения тем, что не требует задания абсолютных значений стоимостных показателей ТОиР ЭО.

#### **4.4 Методология управления случайными процессами ТОиР по параметру состояния ЭО**

##### ***Достоверный контроль параметров управляемых случайных процессов***

Одной из важнейших задач при формировании оптимальной стратегии обслуживания по состоянию является достоверный контроль параметров управляемых случайных процессов. Применительно к эксплуатации оборудования электрических сетей таким контролируемым параметром является параметр (группа параметров) характеризующий техническое состояние ЭО. Эффективное решение указанной задачи возможно с применением статистических расчетов показателей эксплуатационной надежности ЭО и их изменений во времени [137]. При этом используются результаты многолетней статистики измерений параметров состояния ЭО с помощью методов диагностирования. Обработка статистических данных позволяет не только выявлять объекты с пониженными показателями

эксплуатационной надежности, но и прогнозировать моменты времени выхода параметра состояния ЭО за границу предельно-допустимых значений (переход в неработоспособное состояние) [137,139]. Контроль случайного процесса выхода параметра состояния СТ на основе статистики ХАРГ может быть реализован с использованием метода статистической классификации, разработанного во 2 главе диссертации. Описание классов работоспособных и неработоспособных (с наличием опасных дефектов) состояний СТ осуществляется при помощи обобщенного идентификатора состояний (2.9).

Достоверность идентификации нарушения работоспособного состояния СТ (возникновения опасного развивающегося дефекта) существенно повышается при использовании критерия  $G > G_{гр}$ , где  $G_{гр}$  – статистически определяемая граница раздела классов состояний (2.11). Результаты обработки статистики наблюдений за процессом эксплуатации группы из 98 однотипных СТ-110 кВ одной из распределительных сетевых компаний показана на рисунке 4.14.

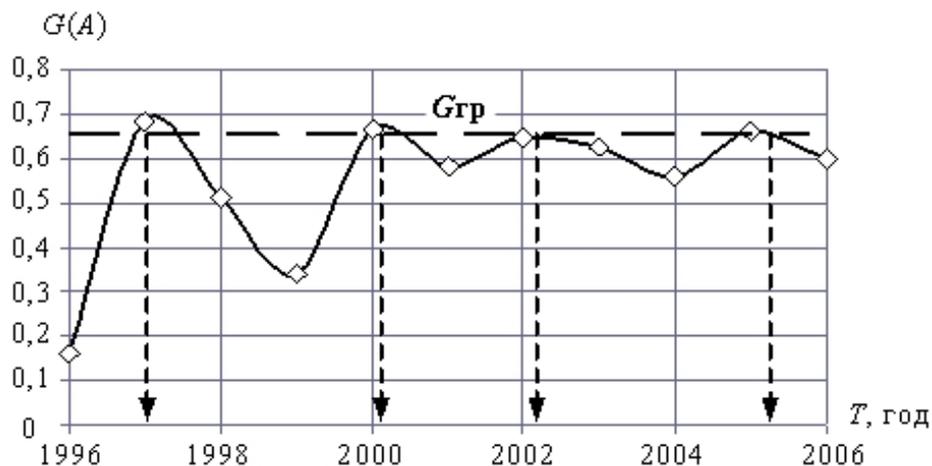


Рисунок 4.14 – Контролируемый по параметру состояния  $G(A)$  процесс эксплуатации СТ-110 кВ

Контроль за изменением состояния СТ 110 кВ осуществлялся по параметру  $G(A)$  в течение интервала эксплуатации  $\Delta T = 10$  лет. Граничное значение контролируемого параметра определено по диагностической статистике на уровне  $G_{гр} = 0,66$ . Проведенные исследования показывают, что закон распределения интервала времени между моментами проявления

признака опасных дефектов, требующих устранения в процессе эксплуатации по состоянию, близок к экспоненциальному. Вероятность их возникновения с интенсивностью  $\omega_{\text{д}}$  у СТ наблюдаемой группы с высокой степенью достоверности может быть описана функцией вида  $q(t) = 1 - e^{-\omega_{\text{д}} \cdot t}$ . Статистические оценки ( $\omega_{\text{д}}$ ) случайного потока дефектов в СТ-110 кВ по результатам ХАРГ получены в главе 3 диссертации (таблица 3.5).

### ***Унификация модели оценки надежности ЭО для стратегии по состоянию***

Контроль случайного процесса по параметру состояния ЭО допускает возможность унификации модели оценки его эксплуатационной надежности для стратегии ТОиР по фактическому состоянию. Цель унификации модели, разработанной в разделе 4.3 и представленной на рисунке 4.1 – повышение ее чувствительности, достоверности и расширение области эффективного применения. Это производится, во-первых, за счет уменьшения количества возможных состояний, в которых может находиться ЭО в процессе эксплуатации, с пяти до четырех. Во-вторых, за счет расширения количества исходов диагностирования с двух до трех. При этом вероятность возникновения в ЭО опасных дефектов ( $q_{\text{д}}$ ) заменена на вероятности:

$$q_1(t) = e^{-\omega_{\text{д}} \cdot t}, q_2(t) = \frac{\omega_{\text{д}}}{\omega_{\text{д}} - \omega} \cdot \left( e^{-\omega \cdot t} - e^{-\omega_{\text{д}} \cdot t} \right),$$

$$q_3(t) = \frac{\omega_{\text{д}}}{\omega_{\text{д}} - \omega} \cdot e^{-\omega \cdot t} - \frac{\omega}{\omega - \omega_{\text{д}}} \cdot e^{-\omega_{\text{д}} \cdot t},$$

характеризующие случайный процесс возникновения опасного дефекта и его развития до отказа (3.2). В-третьих, за счет замены постоянной во времени интенсивности отказов  $\omega_0 = \text{const}$  на ВФИ отказов вида  $\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t$ .

С учетом вводимых обозначений унифицированная модель может быть представлена следующим описанием (рисунок 4.15). В процессе эксплуатации система из работоспособного состояния 1 с периодичностью  $\tau$

переводится в состояние 2 диагностирования продолжительностью  $T_k$ . По результатам диагностирования с вероятностью  $q_1(t)$  система может быть переведена в работоспособное состояние 1, с вероятностью  $q_2(t)$  может перейти в состояние 3 профилактического обслуживания с целью устранения развивающегося дефекта, с вероятностью  $q_3(t)$  может перейти в состояние 4 аварийного (восстановительного) ремонта для ликвидации последствий отказа и восстановления эксплуатационного ресурса. Кроме этого в межконтрольный период с интенсивностью  $\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t$  может возникнуть скрытый отказ системы, который будет обнаружен и устранен при аварийном ремонте (переход 1-4).

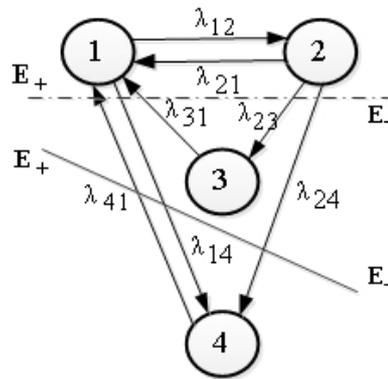


Рисунок 4.15 – Граф состояний (унифицированная модель).

Интенсивности переходов из состояния в состояние для унифицированной модели (рис.4.15) будут определяться по выражениям:

$$\lambda_{12} = \tau^{-1}; \lambda_{21} = q_1(t) \cdot T_k^{-1}; \lambda_{23} = q_2(t) \cdot T_k^{-1}; \lambda_{24} = q_3(t) \cdot T_k^{-1}; \lambda_{31} = T_{\text{по}}^{-1};$$

$$\lambda_{14} = \omega(t); \lambda_{41} = T_{\text{ав}}^{-1}.$$

Для полученного графа состояний справедлива следующая система уравнений, составленная относительно стационарных вероятностей событий:

$$\begin{cases} p_2 = p_{12} \cdot p_1 \\ p_3 = p_{12} \cdot p_{23} \cdot p_1 \\ p_4 = (p_{14} + p_{12} \cdot p_{24}) \cdot p_1 \\ \sum_{i=1}^4 p_i = 1 \end{cases} \quad (4.11)$$

Здесь вероятности переходов из состояния в состояние:  $p_{12} = \frac{\tau^{-1}}{\omega(t) + \tau^{-1}}$ ,

$p_{14} = \frac{\omega(t)}{\omega(t) + \tau^{-1}}$ ,  $p_{21} = q_1(t)$ ,  $p_{23} = q_2(t)$ ,  $p_{24} = q_3(t)$ ,  $p_{31} = p_{41}(t) = 1$ . Вектор-

строка времени пребывания системы в каждом из состояний имеет следующие компоненты:  $t = \left\{ 1/(\omega(t) + \tau^{-1}), T_k, T_{по}, T_{ав} \right\}$ .

Преобразование системы уравнений (4.11) позволяет получить аналитические выражения (4.12) и (4.13) зависимостей средней наработки и частоты внезапных и профилактических отключений системы от периодичности ее диагностирования  $\tau$ :

$$\bar{T}_H(t) = \frac{1 + \tau^{-1} \cdot T_k + q_2(t) \cdot \tau^{-1} \cdot T_{по}}{\omega(t) + q_3(t) \cdot \tau^{-1}}, \quad \bar{w}_H(t) = (\bar{T}_H + T_{ав})^{-1}, \quad (4.12)$$

$$\bar{T}'_H(t) = \frac{1 + \tau^{-1} \cdot T_k + (\omega(t) \cdot q_3(t) \cdot \tau^{-1}) \cdot T_{ав}}{q_2(t) \cdot \tau^{-1}}, \quad \bar{w}'_H(t) = (\bar{T}'_H + T_{по})^{-1}. \quad (4.13)$$

В диссертационной работе при исследовании разработанной унифицированной вероятностной модели оценки эксплуатационной надежности для стратегии ТОиР по состоянию в качестве системы рассмотрены различные типы ЭО сетей. Установлено, что модель располагает широкими возможностями для анализа влияния случайных факторов на параметры управления ТОиР ЭО и полностью адекватна исследуемым случайным процессам. В качестве примера использования модели на рисунке 4.16 показаны результаты численного расчета по выражениям (4.12), (4.13) в программной среде MathCAD 14.0 средних частот внезапных и профилактических отключений для трансформатора ТМН-6300/35 с известными эксплуатационными характеристиками.

Следует подчеркнуть монотонный характер полученных зависимостей от исследуемого параметра управления обслуживанием, что является необходимым условием при выборе его оптимального значения по одному из

целевых критериев.

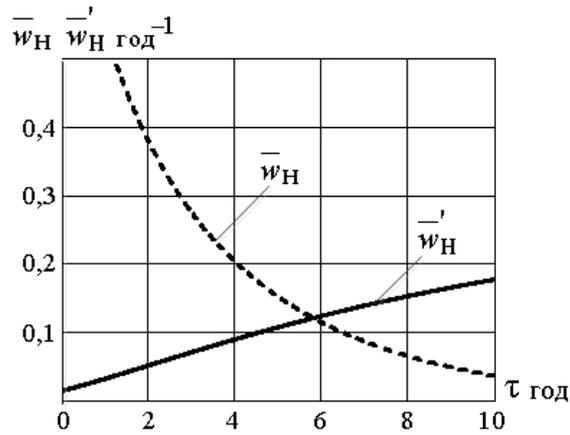


Рисунок 4.16 – Зависимости  $\bar{w}_H(\tau)$  и  $\bar{w}'_H(\tau)$  для ТМН-6300/35.

В результате преобразования системы уравнений (4.11) может быть получен ряд показателей эксплуатационной надежности системы, по которым целесообразно осуществлять выбор оптимальной величины параметра управления ТОиР. В качестве параметра управления ТОиР в данном случае фигурирует периодичность диагностирования ЭО, оптимальное по надежности, значение которой можно определить из условия  $p_1(t) \Rightarrow \max$  (4.14) или  $K_\Gamma(t) \Rightarrow \max$  (4.15). Ниже представлены выражения для вероятности работоспособного состояния и коэффициента готовности системы:

$$p_1(t) = \left[ 1 + t^{-1} \cdot (T_k + q_2(t) \cdot T_{\text{по}} + q_3(t) \cdot T_{\text{ав}}) + \omega(t) \cdot T_{\text{ав}} \right]^{-1}, \quad (4.14)$$

$$K_\Gamma(t) = \left[ 1 + \frac{\left( \frac{q_2(t) \cdot t^{-1}}{T_{\text{по}}^{-1}} \right) \cdot T_{\text{по}} + \left( \frac{\omega(t) + q_3(t) \cdot t^{-1}}{T_{\text{ав}}^{-1}} \right) \cdot T_{\text{ав}}}{\left( t^{-1} + \omega(t) \right)^{-1} + \left( \frac{t^{-1}}{T_k^{-1}} \right) \cdot T_k} \right]^{-1}. \quad (4.15)$$

На рисунках 4.17 и 4.18 показаны зависимости  $p_1(t)$  и  $K_\Gamma(t)$  для СТ ТМН-6300/35, полученные расчетным путем по разработанной модели. Проведенные исследования подтверждают, что критерий  $K_\Gamma(t) \Rightarrow \max$  менее чувствителен к определению экстремального значения функции при

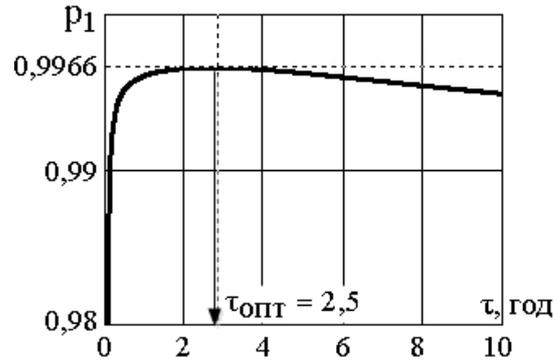


Рисунок 4.17 – Определение  $\tau_{\text{опт}}$  для ТМН-6300/35 по критерию

$$p_1(t) \Rightarrow \max .$$

изменении времени по сравнению с критерием  $p_1(t) \Rightarrow \max .$

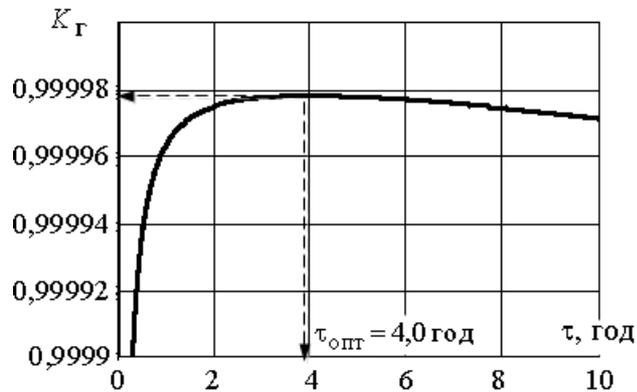


Рисунок 4.18 – Определение  $\tau_{\text{опт}}$  для ТМН-6300/35 по критерию

$$K_{\Gamma}(t) \Rightarrow \max .$$

В связи с этим его применение для определения оптимальной периодичности диагностирования ЭО  $\tau_{\text{опт}}$  должно быть ограничено соображениями достоверности результатов. В большинстве случаев при реализации стратегии ТОиР по фактическому состоянию возникает необходимость одновременного учета в модели надежности двух параметров управления ТОиР – периодичности диагностирования ( $\tau$ ) и периодичности профилактического обслуживания или средней наработки между плановыми отключениями ЭО ( $T$ ). Одновременный учет указанных параметров можно осуществить применением одного из двух вариантов решений.

Первый вариант решения состоит в том, что оптимальную периодичность профилактик ( $T_{\text{опт}}$ ) на интервале наблюдения  $\Delta T$  находим

из условия  $\frac{dp_1(t)}{dt} = 0$  с применением выражения (4.14) [164]. При этом определяющим условием служит корректировка полученного значения  $T_{\text{опт}}$  с учетом оценки состояния оборудования по следующим правилам:

- если  $T_{\text{опт}} < \tau$ , то состояние ЭО оценивается как «критическое» и рекомендуется проводить его профилактику после очередного диагностирования, то есть принять  $T_{\text{опт}} = \tau$ . Здесь  $\tau$  – нормативно заданная, фиксированная периодичность диагностирования;

- если  $T_{\text{опт}} \geq \Delta T$ , состояние ЭО оценивается как «исправное», профилактику рекомендуется проводить в плановые сроки в конце интервала наблюдения, то есть  $T_{\text{опт}} = \Delta T$ ;

- если  $\tau \leq T_{\text{опт}} \leq \Delta T$ , в ЭО прогнозируется состояние «скрытого дефекта», рекомендуется проводить профилактику по графику диагностирования с периодичностью  $T_{\text{опт}}$ . Далее по зависимостям (4.12) и (4.13) определяем значения средних частот аварийных и плановых отключений оборудования, соответствующие найденной оптимальной периодичности профилактик  $\bar{w}_H(T_{\text{опт}})$ ,  $\bar{w}'_H(T_{\text{опт}})$ . С применением найденных значений  $\bar{w}_H(T_{\text{опт}})$  и  $\bar{w}'_H(T_{\text{опт}})$  определяем количество аварийных и плановых отключений на интервале эксплуатации  $\Delta T$  по выражению (4.8):

$M_{\text{ав}}(T) = \bar{w}_H \cdot \Delta T$ ,  $M_{\text{по}}(T) = \bar{w}'_H \cdot \Delta T$ . По выражению (4.9) производим оценку суммарных эксплуатационных затрат, необходимых для поддержания и восстановления работоспособности оборудования при обслуживании по состоянию с нормированной периодичностью диагностирования  $\tau$  и периодичностью профилактик  $T_{\text{опт}}$ . Другой вариант нахождения  $T_{\text{опт}}$  для стратегии ТОиР по фактическому состоянию ЭО заключается в непосредственном получении аналитической зависимости средней частоты аварийных отключений  $\bar{w}_H$  от интервала между периодическими

профилактиками ( $T$ ). Для принятой идеализации математической модели величина этого интервала или периодичность профилактического обслуживания ЭО идентична средней наработке между его плановыми отключениями  $\bar{T}'_H$ . Тогда путем преобразования выражений (4.12) и (4.13), принимая в качестве  $\tau$  нормативно заданное, фиксированное значение периодичности диагностирования ЭО, получаем искомую зависимость в виде:

$$\bar{w}_H(T) = (T_{ав} + (a(T) + b(T) \cdot T) / (c(T) + d(T) \cdot T))^{-1}. \quad (4.16)$$

Здесь:  $a(T) = [(T_k + q_2(T) \cdot T_{по}) \cdot (1 + \omega(T) \cdot T_{ав}) - (T_k + q_3(T) \cdot T_{ав})]$ , (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<sup>-1</sup>).

Расчет зависимости  $\bar{w}_H(T)$  по выражению (4.16) для фиксированных значений  $\tau$  позволяет определить оптимальную периодичность профилактик

из условия  $\frac{d\bar{w}_H(T)}{dT} = 0$ . Произведем расчет зависимостей (4.16) для ТМН-

6300/35 со следующими эксплуатационными характеристиками:

$\omega(t) = 0,015 + 0,01 \cdot t$  (год<sup>-1</sup>);  $T_{по} = 0,0046$  (год);  $T_{ав} = 0,027$  (год);  $T_k = 0,0012$

(год);  $\omega_d = 0,3$  (год<sup>-1</sup>), при фиксации различных значений периодичности

диагностирования  $\tau$  (год). Результаты расчетов представлены на рисунке

4.19 и в таблице 4.2.

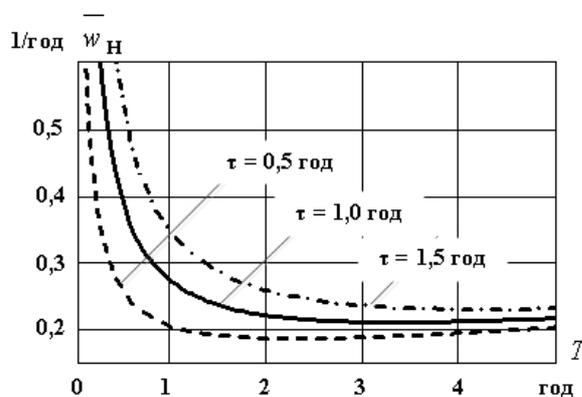


Рисунок 4.19 – Определение  $T_{опт}$  по критерию  $\bar{w}_H(T) \Rightarrow \min$  для ТМН-6300/35 кВ.

В таблице 4.2 для сравнения приведены значения  $T_{\text{опт}}$ , полученные расчетным путем по модели с применением критериев надежности  $p_1(T) \Rightarrow \max$ ,  $K_{\Gamma}(T) \Rightarrow \max$  и  $\bar{w}_H(T) \Rightarrow \min$ , а также нормативные значения периодичностей технического обслуживания (ТО) и текущих ремонтов (ТР). Данные таблицы 4.2 свидетельствуют о том, что полученные по разным критериям надежности, оптимальные значения периодичностей профилактик несколько превышают установленные нормативные значения [165]. Это позволяет допускать некоторое запаздывание в выполнении плановых ТО и ТР СТ-35/6 кВ без снижения его эксплуатационной надежности.

Таблица 4.2 –  $T_{\text{опт}}$  для ТМН-6300/35 при фиксированном значении  $\tau$

$\tau$ (год)		0,5	1,0	1,5
$T_{\text{опт}}$ (год) $p_1(T) \Rightarrow \max$		2,8	3,3	3,8
$T_{\text{опт}}$ (год) $K_{\Gamma}(T) \Rightarrow \max$		3,7	3,8	4,1
$T_{\text{опт}}$ (год) $\bar{w}_H(T) \Rightarrow \min$		0,7	1,1	1,6
$T_{\text{норм}}$ (год)	ТО	0,5	-	-
	ТР	2,0	-	-

Так, например, при фиксированном значении  $\tau=0,5$  года нормативная периодичность ТО равна 0,5 года, а ТР – 2,0 года, в то время как такая же периодичность планового обслуживания, полученная на основе модели по критерию  $\bar{w}_H(T) \Rightarrow \min$  составляет 0,7 года. Рассчитанное по критерию  $p_1(T) \Rightarrow \max$  значение  $T_{\text{опт}}$  равно 2,8 года и увеличивается с увеличением периодичности диагностирования. Аналогичным образом ведет себя значение  $T_{\text{опт}}$ , рассчитанное по критерию  $K_{\Gamma}(T) \Rightarrow \max$ . Подобные исследования были выполнены для разных типов ЭО передачи и распределения: СТ и ВЛ 110, 35, 6 кВ и позволяют обобщить следующие результаты:

- 1) разработанная унифицированная модель оценки надежности для

стратегии ТОиР по фактическому состоянию содержит в арсенале несколько критериев для выбора оптимальных значений параметров управления ТОиР;

2) два из этих критериев, а именно  $p_1(T) \Rightarrow \max$  и  $K_r(T) \Rightarrow \max$ , представляют собой характеристику эксплуатационной готовности ЭО и позволяют рассчитать оптимальную периодичность его диагностирования  $\tau_{\text{опт}}$  или профилактики  $T_{\text{опт}}$ , исходя именно из этого единичного свойства надежности. Третий критерий  $\bar{w}_H(T) \Rightarrow \min$  характеризует свойство безотказности ЭО;

3) значения оптимальных параметров управления ТОиР, полученные на основе указанных критериев имеют принципиальное отличие с точки зрения разработанной двухуровневой унифицированной модели надежности. Для критериев, характеризующих готовность ЭО, граница раздела фазового пространства состояний проходит, как показано на рисунке 4.15 штрихпунктирной линией. В данном случае критерий проявляет максимальную чувствительность только к исходу диагностирования, имеющему вероятность  $q_1(t)$ , что делает результаты оптимизации несколько завышенными. Срабатывает принцип, чем реже ЭО подвергается диагностированию, тем реже необходимо проведение его профилактик. Для критерия, характеризующего безотказность ЭО, граница раздела фазового пространства состояний показана на рисунке 4.15 сплошной линией. В связи с этим критерий одинаково чувствителен ко всем возможным исходам диагностирования, а полученные на его основе оптимальные периодичности профилактик имеют более низкие значения;

4) разработанный подход создает возможность для формирования области принятия решений по выбору оптимальной периодичности ТОиР ЭО в координатах  $T_{\text{опт}}(\tau)$  как показано на рисунке 4.20. На рассмотренном примере видно, что оптимальное значение периодичности ТО для СТ следует устанавливать, руководствуясь критерием безотказности, а периодичности ТР, руководствуясь одним из критериев готовности. Полученные результаты

находятся в согласии с целевым назначением ТО и ТР ЭО.

### ***Учет риска отказов ЭО при оптимизации ТОиР***

Как отмечалось выше выбор и принятие решений по оптимизации стратегии ТОиР на основе критерия  $\sum_i C_i(T) \Rightarrow \min$  вполне корректен, так как учитывает с одной стороны соотношение затрат на восстановление и профилактику ЭО, а с другой вероятностные характеристики его отказов и плановых отключений на некотором интервале эксплуатации  $\Delta T$  (4.9).

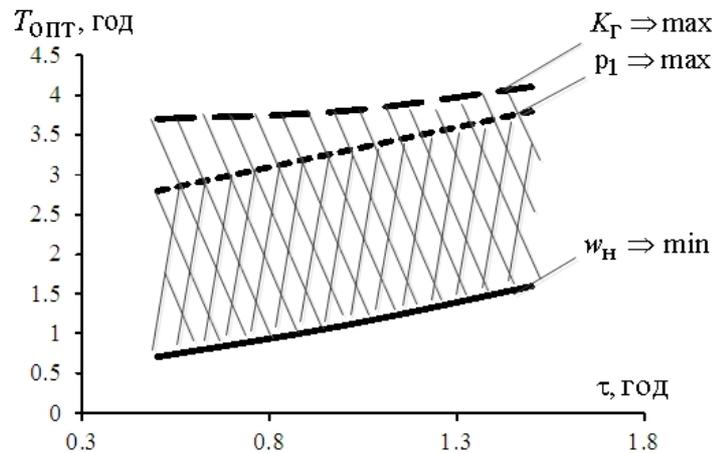


Рисунок 4.20 – Область принятия решений по выбору  $T_{\text{опт}}$  ТОиР для ТМН-6300/35.

Не смотря на это, критерий не учитывает последствий отказов ЭО, которые могут существенно различаться, а в общей сумме затрат электросетевой компании иметь решающее значение.

Одним из наиболее значимых показателей эксплуатационной надежности ЭО является риск отказов [166]. Риск одновременно характеризует как вероятность или частоту отказов ЭО на интервале  $\Delta T$ , так и тяжесть возникающих при этом последствий. Количественной мерой риска отказов ЭО служит величина суммарного ущерба  $U_{\Sigma}(\Delta T)$ . В общем случае отказы ЭО принято категорировать по степени критичности [167,182], а суммарный ущерб в ряде случаев удобно подразделять на отдельные составляющие для более точного их расчета и анализа [168,169]. В электрических сетях промышленного назначения основная составляющая

суммарного ущерба связана с технологическими потерями, вызванными аварийным недоотпуском электроэнергии потребителям при отказах ЭО. В сетях нефтепромыслов основной ущерб вызван аварийными потерями добычи нефти  $\Delta\Pi_{\Sigma}(\Delta T)$ , которые могут быть рассчитаны по формуле [170]. Преимуществом этого выражения и разработанной в [171] методики расчета является возможность группировки суммарных аварийных потерь добычи нефти на интервале эксплуатации  $\Delta T$  как по типу и количеству работающего ЭО (единичное устройство, группа объектов, электрическая сеть в целом), так и по причине возникшего аварийного отключения в сети. Суммарный ущерб может быть рассчитан по выражению (4.17).

$$Y_{\Sigma}(\Delta T) = \xi_0 \cdot \sum_{t=1}^{\Delta T} \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^L \Delta\bar{\Pi}_k^l \cdot \left( 1 - \exp\left(-\omega_{\Delta\Pi,k}^l \cdot \Delta\bar{\Pi}_k^l\right) \right) \cdot \frac{(1 - \exp(-\omega(t) \cdot t)) \cdot (c(t) + d(t) \cdot t)}{(a(t) + c(t) \cdot T_{ав}) + (b(t) + d(t) \cdot T_{ав}) \cdot t} \quad (4.17)$$

Здесь:  $\xi_0$  – удельная стоимость потерь добычи нефти (руб./т),  $\exp\left(-\omega_{\Delta\Pi,k}^l \cdot \Delta\bar{\Pi}_k^l\right)$  – вероятность, с которой можно утверждать, что при отказе элемента  $k$ -го типа по  $l$ -ой причине потери добычи нефти не превысят величину равную  $\Delta\bar{\Pi}_k^l$ . Полученная по выражению (4.17) вероятностная характеристика суммарного ущерба позволяет сформировать комплексный критерий для выбора оптимальных параметров управления ТООИР с учетом риска отказов ЭО сети. Для этого необходимо суммировать затраты РСК, выделяемые на профилактику и восстановление отказавшего ЭО (4.9), с величиной ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии (аварийных потерь добычи нефти). Полученная зависимость (4.18) и будет отражать комплексный критерий эффективности:

$$C_R(T) = C_s(T) + Y_{\Sigma}(T). \quad (4.18)$$

Так как данная формула содержит компоненты, зависящие от

интервала времени между профилактиками  $T$ , представляется возможным выбирать  $T_{\text{ОПТ}}$  по критерию  $C_s(T) \Rightarrow \min$ . Разработанная методика расчетов позволяет вычислять по (4.18) значения  $T_{\text{ОПТ}}$  для различных типов ЭО и условий его эксплуатации. На рисунке 4.21 в качестве примера показаны результаты расчета  $T_{\text{ОПТ}}$  для СТ ТМН-6300/35 кВ, осуществляющего электроснабжение привода центробежных насосов куста нефтяных скважин. Для приведенного примера неизменны отмеченные в предыдущих расчетах параметры эксплуатации СТ, значения стоимостных показателей приняты следующими:  $(c_{\text{ав}}^*/c_{\text{по}}^*) = 3$ ,  $C_6 = 10^5$  руб.

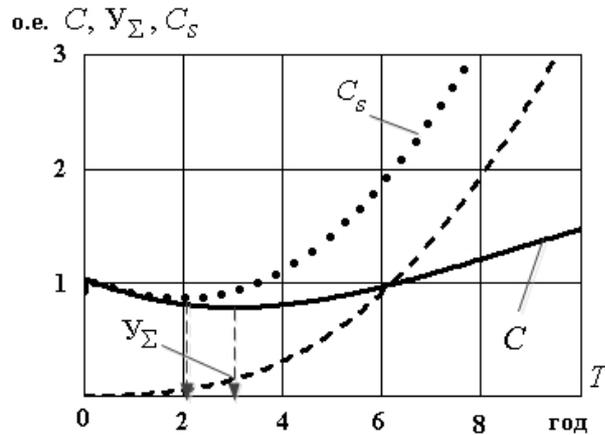


Рисунок 4.21 – Выбор  $T_{\text{ОПТ}}$  для ТМН-6300/35 кВ по критерию  $C_s(T) \Rightarrow \min$ .

Очевидно, экстремум функции  $C_s$  может смещаться по оси  $T$  в обе стороны от указанного на рисунке 4.21 положения при изменении любого из стоимостных и/или надежности показателей эксплуатации. Эти изменения будут подвержены детальному анализу на разных практических примерах в следующей главе работы. На данном этапе следует констатировать, что получен комплексный критерий эффективности, согласованный с унифицированной вероятностной моделью оценки надежности ЭО для стратегии ТОиР по фактическому состоянию, который позволяет оптимизировать параметры ТОиР с учетом риска отказов ЭО.

**Выводы:**

1. Многообразие стратегий ТОиР ЭО отражает изменение уровня осознания и готовности решения проблемы несоответствия растущих требований к надежности электроснабжения и стремительно сокращающихся ресурсов на ее поддержание и восстановление. 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.

2. Синтез эффективных математических моделей процессов эксплуатации ЭО сетей не возможен без формализации стратегии ТОиР с выделением целей и критериев управления техническим состоянием ЭО. В качестве методологической основы для описания реальных процессов эксплуатации электрических сетей с вероятностными характеристиками отказов и восстановлений ее элементов наиболее целесообразны управляемые Марковские или полумарковские случайные процессы с непрерывным временем и дискретным состоянием.

3. Разработана линейка вероятностных динамических моделей оптимизации ТОиР, обеспечивающих достаточность адекватного применения для широкого спектра задач повышения эффективности эксплуатации электрических сетей. Унификация моделей направлена по пути учета большого количества случайных факторов и инвариантности к виду стратегии ТОиР и критерия эффективности управления.

4. Важным среди прочих достоинством синтезированных моделей является возможность формирования областей принятия решений в координатах оптимальных значений параметра ТОиР и фактора, характеризующего процессы дефектообразования либо старения ЭО.

## **5 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

В современных условиях под эффективной эксплуатацией электрических сетей понимают такое качество организации процессов, которое обеспечивает минимальные затраты материальных, трудовых, финансовых и прочих ресурсов при соблюдении обоснованной (нормативной) надежности функционирования оборудования. Таким образом, на лицо сложная, многомерная и многокритериальная задача, требующая решения с позиций системного подхода. Важная роль в системе эксплуатации отводится диагностике и мониторингу каждой единицы ЭО. Диагностика призвана обеспечивать систему эксплуатации своевременной и достоверной информацией об изменениях текущего состояния ЭО, о риске отказов и повреждений с учетом его индивидуальных особенностей.

Существует профессиональное мнение о том, что главной помехой на пути создания эффективной системы эксплуатации энергетического оборудования является усредненный подход, исключающий учет индивидуальных особенностей состояния каждой единицы оборудования, а так же планирование обслуживания и ремонтов без учета приоритетов и целей энергокомпании, имеющих у нее рисков и ограничений. В основу указанного мнения положен распространенный в Европе и, особенно в США подход к эксплуатации и содержанию ЭО, при котором каждая единица оборудования рассматривается как непрерывный фактор риска для достижения целей энергокомпании [153]. Достоинством такого подхода является развитая система IT поддержки решения задач, базирующаяся на платформе EAM (Enterprises Asset Management) и TRIM. Однако и столь прогрессивный подход не исключает постановки задачи поиска баланса между потенциальным риском потерь, связанных с эксплуатацией оборудования, и затратами на его снижение (устранение).

Для российских распределительных электрических сетей 110-35-10(6) кВ характерными являются относительно не высокий уровень автоматизации контроля, технология периодического диагностирования, высокий процент морального и физического износа ЭО, технологическая и возрастная неоднородность, а также ограниченность ресурсов на его модернизацию и обновление. Одновременная работа в распределительных электрических сетях общего и специального назначения большого количества единиц однотипного подстанционного оборудования и линий электропередачи способствует применению статистического подхода к организации эксплуатации. Формирование оперативно-событийной статистики типа времени жизни, а также ретроспективы диагностических данных ЭО позволяет РЭС формировать собственную стратегию эксплуатации на основе вероятностных характеристик процессов и их прогностических оценок. В этих условиях экономические и технологические преимущества могут оказаться на стороне стратегии, которая учитывает возможности адаптации периодичности ТОиР к фактически наблюдаемой (прогнозируемой) частоте повреждений и риску отказов оборудования.

Разработанные в 4 главе диссертации критерии оценки надежности и экономичности эксплуатации, а также модели и методики их реализации представляют собой эффективный инструмент для сравнительного анализа и выбора наиболее рациональной стратегии ТОиР применительно к типу ЭО и условиям его эксплуатации.

Позиции системного подхода в данном случае будут проявляться в возможности моделирования, количественной оценки (по каждому из критериев эффективности), выбора и принятия решения с учетом установленного предпочтения на основе полученных показателей эксплуатации ЭО.

## **5.1 Выбор и принятие решений по повышению эффективности эксплуатации ЭО сетей на основе разработанных оптимизационных моделей**

Выбор стратегии ТОиР ЭО распределительных электрических сетей производится для заданного временного горизонта планирования. Как правило, на горизонте краткосрочного или среднесрочного планирования в интервале эксплуатации  $\Delta T = 5 \div 10$  лет для определения базовых показателей ТОиР различных типов ЭО используется стратегия профилактик с фиксированным временем наработки (ТВМ). На горизонте оперативного планирования,  $\Delta T = 1$  год, по каждой единице или группе однотипного ЭО производится уточнение базовых показателей ТОиР с использованием стратегии по состоянию (СВМ), по надежности (RCM), либо по оценке прогнозируемых рисков (RBM) в зависимости от корпоративных целей и критериев эффективности эксплуатации.

Комплексная методика оптимизации ТОиР ЭО и повышения надежности функционирования электрической сети во многом обобщает результаты исследований и разработок, представленные в предыдущих главах диссертации. Методика включает пять последовательных шагов и имеет структуру, представленную на рисунке 5.1. Ее применение позволяет производить корректировку плановых показателей эксплуатации ЭО на горизонте оперативного планирования с учетом изменений вероятностных характеристик процессов. Подробное применение методики выполним для распределительной сетевой компании, осуществляющей электроснабжение потребителей нефтепромыслов по электрической сети 35-6 кВ в северных районах Западной Сибири [171]. Структура сети и состав эксплуатируемого ЭО передачи и распределения приведен в таблице 3.6. Информационной основой решения комплексной задачи оптимизации ТОиР ЭО и повышения надежности электрической сети является статистика аварийных отключений

ВЛ и оборудования подстанций, а также результаты диагностических обследований на интервале эксплуатации 13 лет с 2001 по 2013 год.

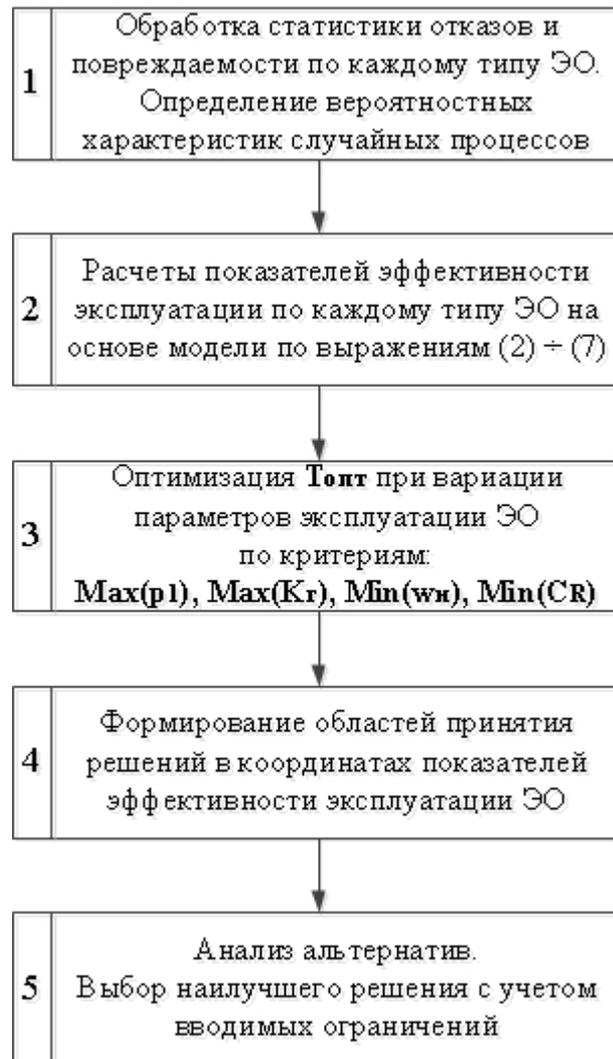


Рисунок 5.1 – Методика оптимизации ТООР ЭО

➤ **Обработка статистики повреждаемости и отказов ЭО. Определение вероятностных характеристик случайных процессов.**

В процессе функционирования сетей под влиянием различных факторов происходят аварийные отключения ВЛ и оборудования ПС, которые необходимо рассматривать как отказы работоспособности [126,181].

Анализ статистики аварийных отключений, прежде всего, направлен на идентификацию и ранжирование причин отказов, сопровождаемых перерывами в электроснабжении потребителей, выявление критичных к отказам элементов и участков электрической сети, ограничивающих ее

надежное функционирование, оценка эффективности мероприятий по повышению надежности электрической сети (снижения риска отказов). В результате обработки статистики аварийных отключений ЭО (см. параграф 3.4 диссертации) находятся вероятностные характеристики отказов с количественным определением показателей эксплуатационной надежности отдельных типов ЭО. В табл.5.1 приводятся значения средней частоты устойчивых отказов СТ и ВЛ 35-6 кВ рассматриваемой РСК.

Таблица 5.1 – Средние значения интенсивности отказов ЭО РСК

Средние значения интенсивности отказов ЭО	СР-1	СР-2	СР-3	СР-4	СР-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 полученных по эксплуатационной статистике РСК показателей надежности ВЛ и СТ позволяет заключить, что они близки по значениям к известными справочным данным [130,172] для однотипного оборудования. Это подтверждает достоверность проведенных статистических исследований и корректность их применения для решения поставленной задачи. Некоторые отличия показателей в большую сторону объясняются климатическими особенностями региона, условиями эксплуатации ЭО, влиянием вредных факторов.

Статистический анализ повреждаемости ЭО, как было отмечено в 3 главе, требует измерений и фиксации одного или нескольких параметров (признаков), характеризующих состояние определенных типов оборудования в режиме периодического либо on-line контроля. При этом имеет значение представительность формируемых статистических множеств. В режиме периодического контроля получение представительных выборок признаков удастся обеспечить за счет применения результатов многолетнего диагностирования ЭО. Одним из наиболее востребованных методов

инструментальной диагностики ЭО в обследуемых сетях промышленного назначения является метод тепловизионного контроля (ТВК). Периодический ТВК позволяет распознавать и классифицировать дефекты в объекте по превышению температуры нагрева его поверхности над температурой окружающей среды  $\theta$  °С:  $\theta > 5$  °С – 1 группа «начальный» дефект;  $5 < \theta < 30$  °С – 2 группа «развивающийся» дефект;  $\theta > 35$  °С – 3 группа «аварийный» дефект. Классификация дефектов обеспечивает выбор мероприятий по поддержанию оборудования в работоспособном состоянии. Дефекты первой группы (Н) допускают длительную эксплуатацию оборудования с промежуточным контролем и устранением во время планового ремонта по графику, дефекты второй группы (Р) допускают принятие мер по устранению при ближайшем выводе ЭО из работы, дефекты третьей группы (А) требуют экстренного вывода ЭО из работы для проведения аварийного ремонта. Следует отметить, что значительное количество дефектов (особенно ВЛ) не подлежат выявлению средствами ТВК. Для их выявления предусмотрены осмотры и другие методы диагностирования. Несмотря на это многолетняя статистика выявленных и классифицированных дефектов, содержащаяся в протоколах ТВК позволяет определять вероятностные характеристики случайного процесса дефектообразования в ЭО.

Пусть имеет место случайный процесс дефектообразования в оборудовании, зависящий как от его типа, так и от условий эксплуатации. Периодический ТВК позволяет получить дискретно-наблюдаемую реализацию реального случайного процесса.

Информационной основой для исследования вероятностных характеристик процесса дефектообразования служат протоколы ТВК объектов распределительной электрической сети 35-6 кВ нефтепромыслов за период с 2008 по 2013 годы. В качестве случайного события фиксируется факт обнаружения дефекта определенной группы в оборудовании конкретного типа. При этом принимается допущение о том, что

наблюдаемый случайный процесс подобен процессу, имеющему место при производственных испытаниях партии однотипных технических устройств. Принятое допущение, не противореча исходной постановке задачи, обеспечивает корректное восприятие статистического материала. Параметром случайного потока является интервал времени между однородными событиями  $\tau$  (час), который рассматривается как случайная величина.

В качестве примера рассмотрена статистика ТВК силовых трансформаторов (СТ) комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ. В обследуемой сети их количество равно 950. Наиболее представительной является выборка по дефектам второй группы (446), выборки по дефектам первой и третьей групп насчитывают соответственно 216 и 64. Такое соотношение количества зафиксированных дефектов свидетельствует о влиянии ТВК на поддержание эксплуатационной надежности СТ.

На начальном этапе исследованию подлежат точечные вероятности возникновения дефектов каждой из групп в СТ-6/0,4 кВ. Определены их изменения по месяцам обобщенного календарного года. На рисунках 5.2 и 5.3 представлено изменение вероятности обнаружения развивающихся и аварийных дефектов в трансформаторах 6/0,4 кВ на рассматриваемом интервале наблюдения. На рисунках изображены экспериментальные точки – результат наблюдения с использованием ТВК, а также их тренды (пунктирные линии). Кроме того были рассчитаны средние интенсивности дефектов в СТ и ВЛ 35-6 кВ РСК (таблица 5.2). На рисунке 5.4 приведена диаграмма вероятностей возникновения дефектов второй группы (Р) в СТ-6/0,4 кВ в интервале обобщенного календарного года. Диаграмма показывает, что наиболее вероятны в СТ-6/0,4 кВ развивающиеся дефекты в весенний период, характеризуемый резкими перепадами температуры наружного воздуха с частыми переходами через  $0^{\circ}\text{C}$  и изменением электрических нагрузок подстанций.

Таблица 5.2 – Расчет средних интенсивностей дефектообразования в оборудовании РСК

Тип оборудования	Вид дефекта	Количество обнаруженных дефектов (шт. или км для ВЛ)						Общее количество (шт./км для ВЛ)	Средняя интенсивность дефектов $\omega_d$ (год <sup>-1</sup> )
		2008	2009	2010	2011	2012	2013		
СТ- 35/6 кВ	Н	-	-	1	2	-	-	152	0,0033
	Р	-	1	4	3	-	-	152	0,0088
СТ- 6/0,4 кВ	Н	23	5	25	7	26	11	950	0,0170
	Р	94	69	53	44	48	22	950	0,0579
	А	69	31	26	20	8	5	950	0,0279
ВЛ-35 кВ	Н	-	-	-	-	1	-	375,1	0,0004
	Р	-	1	-	-	-	-	375,1	0,0004
ВЛ-6 кВ	Н	7	1	4	2	6	4	1822	0,0022
	Р	12	2	3	10	14	4	1822	0,0041
	А	2	1	4	1	4		1822	0,0011

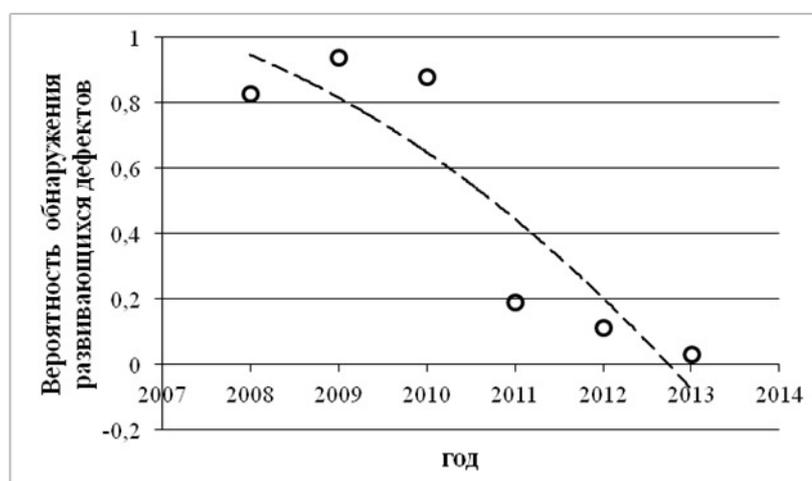


Рисунок 5.2 – Вероятность обнаружения развивающихся дефектов в СТ-6/0,4 кВ

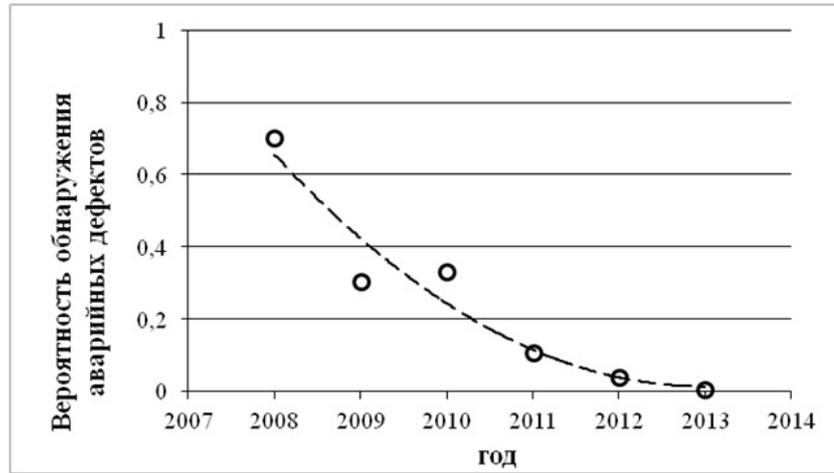


Рисунок 5.3 – Вероятность обнаружения аварийных дефектов в СТ-6/0,4 кВ

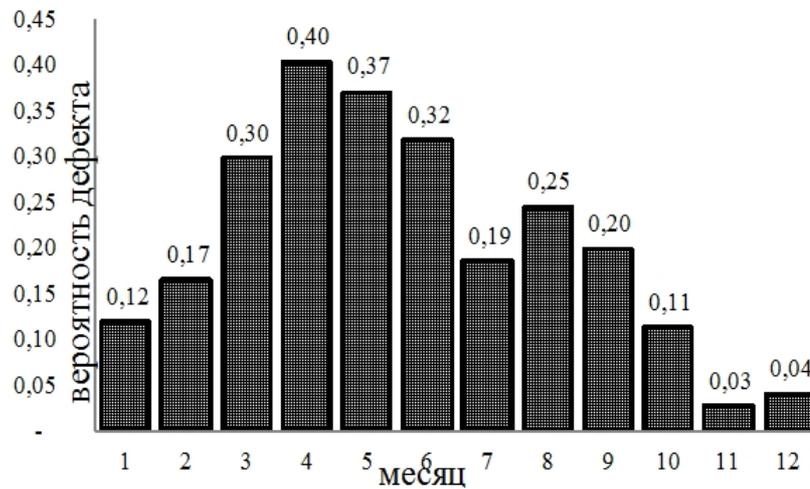


Рисунок 5.4 – Распределение вероятности возникновения P дефектов в интервале обобщенного календарного года.

На следующем этапе исследованию подлежат временные характеристики потока случайных событий. Случайным событием являлось попадание интервала времени между последовательно обнаруживаемыми дефектами одной группы в заданный временной интервал. Потребовалось проверить предположение, что поток однородных событий стационарен, ординарен и не обладает последствием. Для этого по опытными данным были построены интегральные функции распределения интервала  $\Delta t$  времени между дефектами  $j$ -й группы (5.1):

$$F_j(\Delta t) = 1 - p_j(\Delta t) \quad (5.1)$$

при изменении  $\Delta t \in [0 \div 800]$  часов. Здесь  $p_j(\tau)$  – вероятность

невозникновения развивающегося дефекта ( $j=2$ ). Аппроксимация  $F_j(\tau)$  со степенью доверия 0,982 логарифмической функцией вида (5.2)

$$F_j(\tau) = 0,2072 \cdot \ln(\Delta t) - 0,3804 \quad (5.2)$$

свидетельствует о том, что ее производная (5.3)

$$p_j(\Delta t) = \frac{dF_j(\Delta t)}{dt} \quad (5.3)$$

является экспонентой с параметром  $\lambda_{\text{д}}^j$  (час<sup>-1</sup>) (интенсивностью выявления в ЭО дефектов  $j$ -й группы)  $p(\Delta t) = \exp(-\lambda_{\text{д}}^j \cdot \Delta t)$ . На рисунке 5.5 показаны вероятности возникновения  $F_j(\Delta t)$  и невозникновения  $p_j(\Delta t)$  развивающихся дефектов в СТ-6/0,4 кВ. Точками представлены опытные значения вероятностей, а сплошными линиями их тренды, полученные с известной степенью доверия. Как показали исследования случайных потоков дефектообразования в ЭО передачи и распределения тренды с высокой степенью доверия (более 0,97) описывают экспериментальные данные.

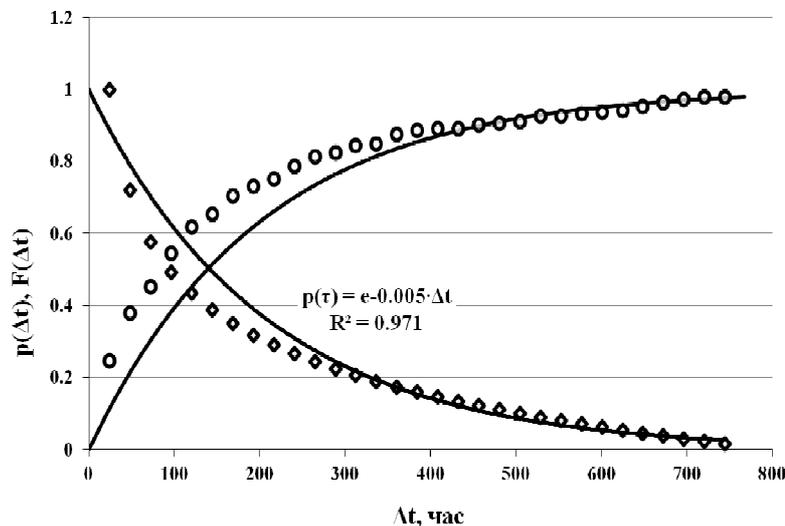


Рисунок 5.5 – Вероятности наработки между  $P$  дефектами в СТ-6/0,4 кВ

Это позволяет утверждать, что им присущи свойства «простейшего» потока: ординарность, стационарность, отсутствие последействия. Как следует из рисунка, распределение вероятности интервала времени между дефектами второй группы в СТ-6/0,4 кВ подчиняется экспоненциальному закону с

интенсивностью  $\lambda_{\text{д}}^j = 0,005 (\text{час}^{-1})$ . Более строгим доказательством достоверности полученных результатов является проверка нулевой гипотезы об экспоненциальном законе распределения интервала времени между дефектами, выполненная по критерию  $\chi^2$  Пирсона. Проверка начальной гипотезы об экспоненциальном распределении не отвергла ее состоятельности ( $\chi_{\text{набл}}^2 = 35,8 < \chi_{\text{кр}}^2 = 36,4$ ) при уровне значимости 0,05.

По интенсивности возникновения развивающихся дефектов может быть рассчитана средняя наработка между дефектами второй группы в СТ-6/0,4 кВ, значение которой будет составлять:

$$T_{\text{д}} = \frac{1}{\lambda_{\text{д}}} = \frac{1}{0,005} = 200 \text{ час.}$$

Таким образом, согласно вероятностным характеристикам наблюдаемого с помощью ТВК случайного процесса дефекты второй группы в СТ-6/0,4 кВ, эксплуатируемых в обследуемых распределительных сетях, будут появляться через каждые 200 часов. Эта информация может повлиять на изменение графика проведения ТВК, а также периодических профилактик, устраняющих развивающиеся дефекты в оборудовании. Аналогичным образом выполнены статистические исследования случайных процессов дефектообразования в ВЛ-6 кВ и прочем оборудовании КТП-6/0,4 кВ с применением протоколов ТВК. Полученные результаты сведены в таблице 5.3.

➤ ***Расчеты показателей эффективности эксплуатации ЭО сети на основе разработанной модели надежности.***

Важным научным результатом 4-й главы диссертации является разработка и исследование унифицированной вероятностной модели эксплуатационной надежности ЭО сети с применением аппарата Марковских (полумарковских) случайных процессов. Одним из основных достоинств разработанной модели (4.11), имеющих практическое применение, является возможность получения аналитических решений для основных показателей эксплуатационной

надежности ЭО в зависимости от интервала времени между периодическими профилактиками  $t = T$ .

Таблица 5.3 – Нарботка между дефектами в оборудовании распределительной сети

Тип оборудования РСК	Вид дефекта	Нарботка между дефектами	
		час	год
ВЛ-6 кВ	Н	2000	0,2283
	Р	1428	0,1631
	А	3333	0,3805
Прочее оборудование КТП-6/0,4 кВ	Н	1112	0,1268
	А	1429	0,1631
СТ-6/0,4 кВ	Н	1250	0,1427
	Р	200	0,0228
	А	900	0,1038

К указанным показателям эксплуатационной надежности ЭО относятся:

- 1) вероятность работоспособного состояния (4.14);
- 2) коэффициент готовности (4.15);
- 3) средняя частота внезапных отключений (отказов) (4.16)

Показатели (1.14) – (4.16), характеризующие безотказность и ремонтпригодность ЭО, представляют собой монотонные функции времени  $t$ . Это обеспечивает возможность использования полученных зависимостей в качестве критериев при выборе оптимального значения периодичности профилактик  $T_{\text{опт}}$  исходя из следующих условий:

$$\frac{dp_1(t)}{dt} = 0; \quad \frac{dK_{\Gamma}(t)}{dt} = 0; \quad \frac{d\bar{w}_H(t)}{dt} = 0.$$

К числу показателей эффективности эксплуатации ЭО передачи и распределения наряду с показателями надежности относятся и показатели экономичности, например, такие как суммарные затраты на интервале эксплуатации (4.9), а также комплексный показатель эффективности

эксплуатации электрической сети с учетом риска отказов ЭО (4.18).

На последующих шагах комплексная методика предусматривает расчеты по моделям (4.14)-(4.18) и оптимизацию параметров ТОиР ЭО при изменении вероятностных характеристик процессов эксплуатации.

Серии расчетов выполнялись для ВЛ и КЛ-6 кВ, а также СТ-35/6 и 6/0,4 кВ, находящихся в эксплуатации в РСК. На рисунках 5.6-5.11 представлена иллюстрация полученных результатов для примера СТ-35/6 кВ. Расчеты выполнены по значениям параметров эксплуатации, соответствующим СТ-35/6 кВ, установленным на подстанциях рассматриваемой электрической сети:  $\tau = 0,5$  год;  $T_k = 0,0006$  год;  $T_{по} = 0,003$  год;  $T_{ав} = 0,008$  год;  $\omega_0 = 0,015$  год<sup>-1</sup>;  $b = 0,01$  год<sup>-2</sup>;  $\omega_d = 0,3$  год<sup>-1</sup>;  $q_1 = 0,861$ ;  $q_2 = 0,138$ ;  $q_3 = 0,001$ . Согласно полученным результатам нижнюю границу области принятия решений по выбору  $T_{опт}$  формируют критерии  $\text{Max}(p_1)$  и  $\text{Min}(\bar{w}_H)$ . Критерии  $\text{Min}(C_S)$  и  $\text{Min}(C_R)$  в свою очередь обеспечивают менее жесткую оценку  $T_{опт}$  и формируют верхнюю границу области принятия решений в зависимости от значений  $(c_{ав}/c_{по})$  и  $Y_\Sigma(t)$ .

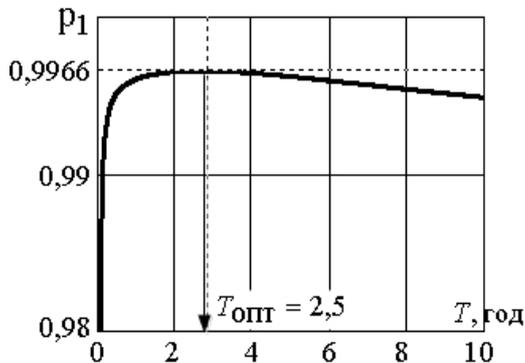


Рисунок 5.6 – Выбор  $T_{опт}$  по  $\text{Max}(p_1)$

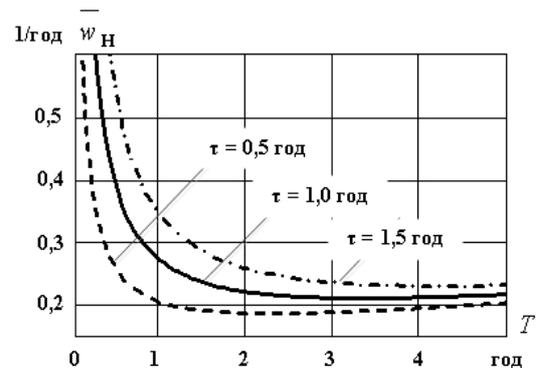


Рисунок 5.7 – Выбор  $T_{опт}$  по  $\text{Min}(\bar{w}_H)$

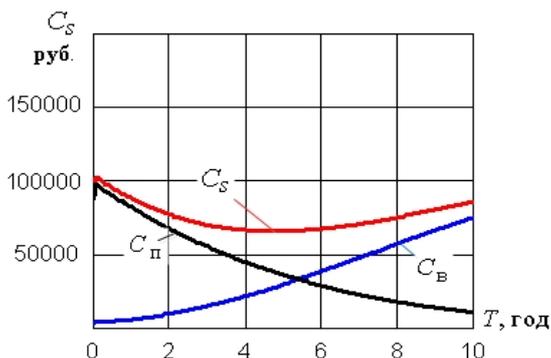


Рисунок 5.8 – Выбор  $T_{опт}$  по  $\text{Min}(C_S)$

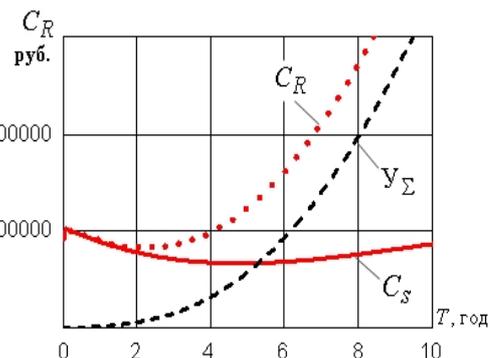


Рисунок 5.9 – Выбор  $T_{опт}$  по  $\text{Min}(C_R)$

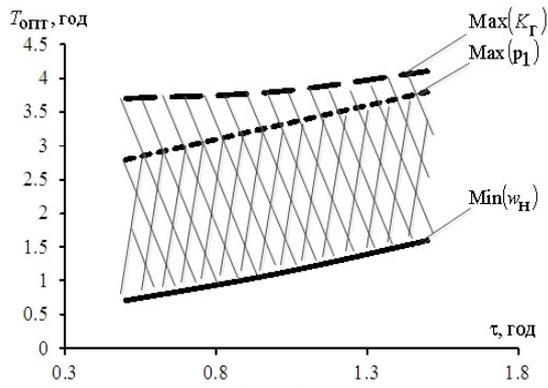


Рисунок 5.10 – Выбор  $T_{\text{опт}}$  с изменением  $\tau$ .

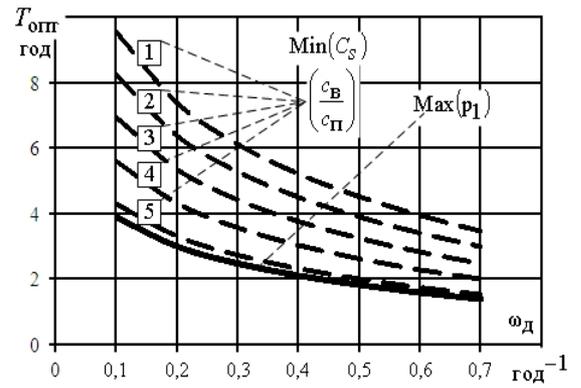


Рисунок 5.11 – Выбор  $T_{\text{опт}}$  с изменением  $\omega_d$ .

Нормативными документами: РД 153-39.1-046-00 [165], а также «Положением о системе технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового энергомеханического оборудования ОАО «Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз» по фактическому состоянию» для эксплуатации КЛ-6 кВ рекомендована стратегия ТВМ с фиксированным временем наработки с периодичностью профилактик один раз в 3 года. Анализ статистики осмотров и внеплановых отключений некоторых типов оборудования по отдельным сетевым районам и в целом по обследуемому предприятию позволил сформировать показатели эксплуатационной надежности (безотказности), определить их средние значения ( $M[\omega]$ ,  $M[\omega_d]$ ) и доверительные интервалы изменения ( $\Delta\omega$ ,  $\Delta\omega_d$ ) (таблица 5.4) [171]. Результаты расчетов оптимальных периодичностей обслуживания, полученные по разработанным моделям и приведенные в сравнении с указаниями [165] в таблице 5.5, позволяют, с одной стороны, подтвердить их достоверность и пригодность для решения поставленных задач, а, с другой стороны, сформулировать рекомендации по повышению эффективности управления эксплуатацией оборудования РСК. Так, например, по показателям контроля фактического состояния для ВЛ и КЛ-6 кВ целесообразна эксплуатация в соответствии со стратегией ТВМ с фиксированным временем наработки 4,0 – 4,5 года. В тоже время для СТ-35/6 и 6/0,4 кВ экономически обоснована и технически допустима эксплуатация по техническому состоянию (СВМ) с периодичностью диагностирования 0,5 – 1,5 года и профилактикой не реже одного раза в 4 года.

Выполним оптимизацию ТОиР КЛ-6 кВ рассматриваемой РСК.

Таблица 5.4 – Показатели эксплуатационной надежности оборудования РСК

№ п/п	Оборудование	Показатели надежности		
		М [ω] год <sup>-1</sup>	М [ωд] год <sup>-1</sup>	Δ ω год <sup>-1</sup>
1	Воздушная линия электропередачи напряжением 6 кВ, длиной 5 км	0,046	0,212	0,04-0,05
2	Кабельная линия электропередачи напряжением 6 кВ, длиной 0,5 км	0,069	0,35	0,06-0,08
3	Трансформатор силовой напряжением 35/6 кВ	0,014	0,51	0,01-0,017
4	Трансформатор силовой напряжением 6/0,4 кВ	0,009	0,45	0,007-0,012

Таблица 5.5 – Сравнение результатов расчета по разработанным моделям с рекомендациями РД 153-39.1-046-00

Оборудование	Периодичность по [7], год			Оптимальная периодичность по моделям (5.4) – (5.9), год	
	Осмотр	ТО	ТР	Диагности- рование	Профилактика
ВЛ-6 кВ	0,5	-	2	8,9 – 10,2	4,3 – 5,5
КЛ-6 кВ	0,5	-	3	8,4 – 9,6	3,5 – 4,5
СТ-35/6 кВ	0,083	1	2	0,5 – 1,5	3,2 – 5,0
СТ-6/0,4 кВ	0,5	0,5	2	0,4 – 2,0	3,16 – 6,2

Вначале произведем расчет зависимости вероятности работоспособного состояния КЛ-6 кВ по выражению (4.14). Построенная зависимость показана на рисунке 5.12. По критерию  $\text{Max}(p_1)$  определим оптимальную по надежности периодичность профилактик  $T_{\text{ОПТ}}$ , которая в данном случае совпадает с рекомендованной нормами величиной 3 года. Далее по зависимостям (4.12) и (4.13) определяем значения средних частот аварийных и плановых отключений оборудования, соответствующие найденной оптимальной периодичностью профилактик  $\bar{w}_H(T_{\text{ОПТ}})$ ,  $\bar{w}'_H(T_{\text{ОПТ}})$ .

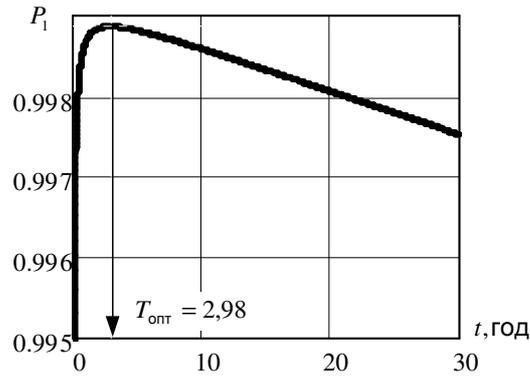


Рисунок 5.12. Зависимость  $p_1(t)$  КЛ-6 кВ ( $l = 0,5$  км) для определения  $T_{\text{опт}}$ .

По найденным значениям частот находим количество аварийных и плановых отключений на интервале эксплуатации  $\Delta T$ :  $M_{\text{ав}}(T) = \bar{w}_{\text{н}} \cdot \Delta T$ ,  $M_{\text{по}}(T) = \bar{w}'_{\text{н}} \cdot \Delta T$ . Рассчитаем соответствующие величине  $T_{\text{опт}} = 3$  года значения частот аварийных и плановых отключений КЛ-6 кВ (рисунок 5.13).

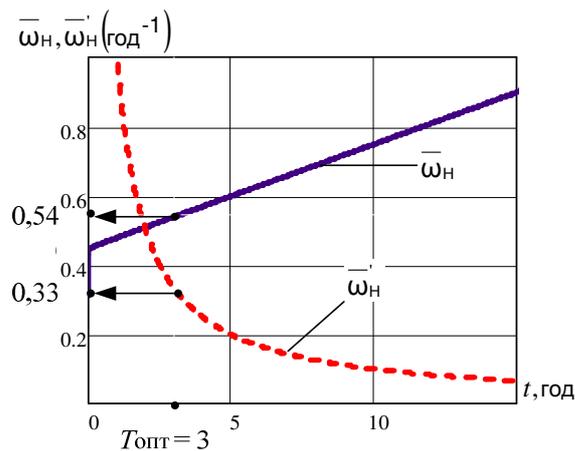


Рисунок 5.13. Определение  $\bar{w}_{\text{н}}(T_{\text{опт}})$ ,  $\bar{w}'_{\text{н}}(T_{\text{опт}})$  КЛ-6 кВ для  $b = 0,01 \text{ год}^{-2}$ .

Соответствующие частоты получились равными  $\bar{w}_{\text{н}}(T_{\text{опт}}) = 0,54$  и  $\bar{w}'_{\text{н}}(T_{\text{опт}}) = 0,33 \text{ год}^{-1}$ , а искомое количество аварийных и плановых отключений на интервале эксплуатации 10 лет составляет  $M_{\text{ав}}(T) = 5,4$  и  $M_{\text{по}}(T) = 3,3$  события. Далее по выражению (4.9) рассчитаем суммарные эксплуатационные затраты и построим зависимости оптимальной периодичности профилактик КЛ от интенсивности ее старения при различных показателях эффективности управления ТОиР (рисунок 5.14). Данные зависимости представляют собой область принятия решений по

выбору оптимальной периодичности профилактического обслуживания, ограниченную двумя критериальными кривыми, причем нижнюю границу области формируют оценки  $T_{\text{ОПТ}}$ , полученные по критерию максимальной надежности, а верхнюю – по критерию максимальной экономичности.

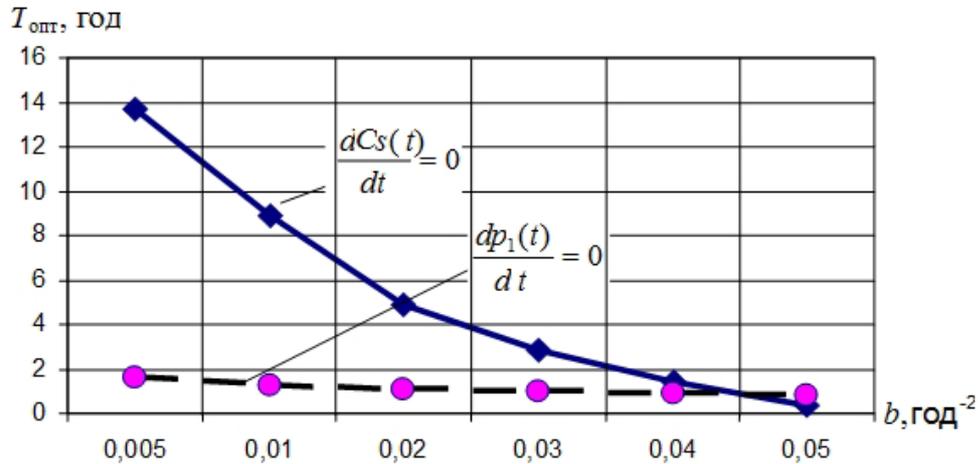


Рисунок 5.14 – Выбор  $T_{\text{ОПТ}}$  КЛ-6 кВ по критериям  $\text{Max}(p_1)$  и  $\text{Min}(C_s)$ .

С увеличением темпов старения оборудования оценки  $T_{\text{ОПТ}}$  сближаются. Это объясняется увеличением числа плановых и аварийных отключений КЛ на интервале  $T_{\text{ОПТ}}$ , вызванных усиленным старением элементов конструкции. Для рассматриваемого примера при условии равенства сметной стоимости одной профилактики КЛ-6 кВ длиной 0,5 км 15000 рублей и значении  $(c_{\text{ав}}/c_{\text{по}})=5$  по формуле (4,9) получаем суммарные эксплуатационные затраты за 10 лет эксплуатации объекта, которые составляют 454500 рублей. Аналогичным образом выполняются расчеты показателей эффективности эксплуатации и оптимизация ТОиР СТ. Так, например, результаты расчетов для СТ-35/6 кВ с фиксированной периодичностью диагностирования  $\tau=0,5$  года приведены на рисунках 5.15–5.17. Согласно произведенной оценке  $T_{\text{ОПТ}} = 2$  года, а частоты аварийных и плановых отключений соответственно равны 0,045 и 0,302  $\text{год}^{-1}$ . Область принятия решений по выбору оптимальной периодичности профилактик СТ показана на рисунке 5.17. Расчеты выполнялись при вариации  $\omega_{\text{д}}$  дефектов СТ с периодичностью 0,5 года ( $\omega_{\text{д}} = 0,1 \div 0,7 \text{год}^{-1}$ ).

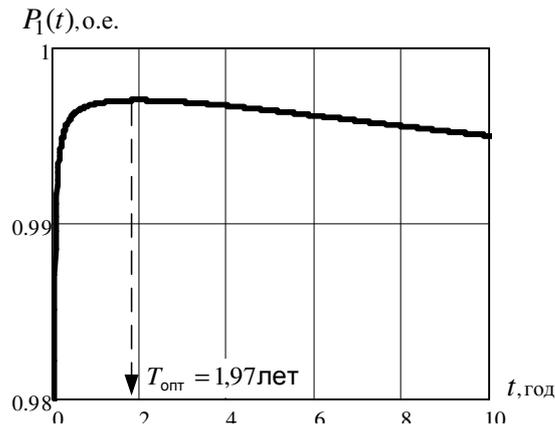


Рисунок 5.15 – Зависимость  $p_1(t)$  СТ-35/6 кВ для определения  $T_{\text{опт}}$ .

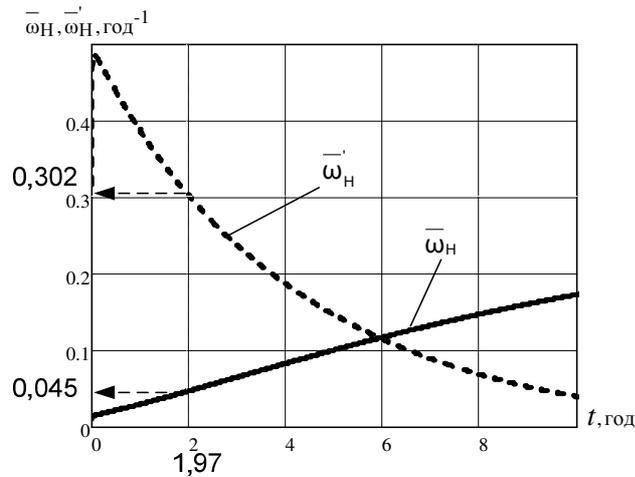


Рисунок 5.16 – Определение  $\bar{w}_N(T_{\text{опт}})$ ,  $\bar{w}'_N(T_{\text{опт}})$  СТ-35/6 кВ.

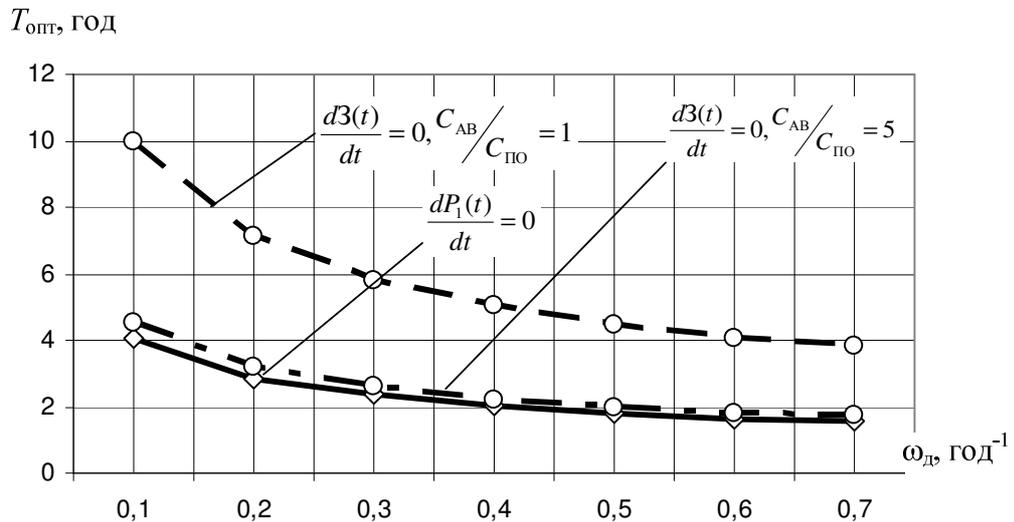


Рисунок 5.17 – Выбор  $T_{\text{опт}}$  СТ-35/6 кВ по критериям  $\text{Max}(p_1)$  и  $\text{Min}(C_s)$ .

Здесь, как и в примере с КЛ-6 кВ, нижняя граница области формируется оценками  $T_{\text{опт}}$ , полученными по критерию «максимум надежности»  $\text{Max}(p_1)$ , а верхняя – по критерию «максимум экономичности»

$\text{Min}(C_s)$ . Интервал между верхней и нижней границами зависит от соотношения  $(c_{\text{ав}}/c_{\text{по}})$  и сокращается с ростом частоты диагностирования дефектов в СТ. В заключение определяются значения частот аварийных и плановых отключений СТ на интервале эксплуатации  $\Delta T=10$  лет, соответствующие  $T_{\text{опт}}=2$  года и  $\omega_d=0,5 \text{ год}^{-1}$ ;  $M_{\text{ав}}(T)=0,045 \cdot 10=0,45$ ;  $M_{\text{по}}(T)=0,302 \cdot 10=3,02$ , а также суммарные эксплуатационные затраты, которые при  $(c_{\text{ав}}/c_{\text{по}})=5$  и сметной стоимости на одну профилактику 50000 рублей составляют  $C_s(T_{\text{опт}}) = (5 \cdot 0,45 + 3,02) \cdot 50000 = 263500$  рублей.

## 5.2 Управление риском отказов оборудования в электрической сети

Анализ риска, прежде всего, направлен на идентификацию причин отказов, сопровождаемых перерывами электроснабжения, выявление участков сети, критичным к отказам и ограничивающим ее надежное функционирование, выбор мероприятий, снижающих риски. На рисунке 5.18 приведены результаты идентификации и ранжирования причин отказов ВЛ 35-6 кВ в электрической сети РСК.



Рисунок 5.18. Идентификация причин отказов ВЛ в электрической сети РСК.

Идентификация причин и последствий отказов представляет собой одно из главных звеньев в общей структуре решения комплексной задачи повышения надежности функционирования электрической сети (рисунок 5.19).

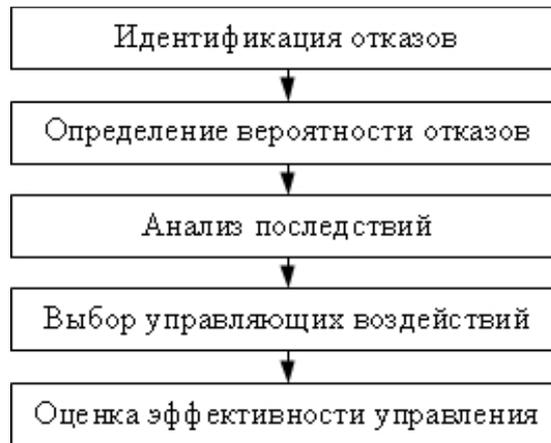


Рисунок 5.19 – Общая структура задачи управления риском отказов ЭО сети.

Информационной основой решения служит оперативная база данных аварийных отключений элементов электрической сети и результатов периодического диагностирования ЭО, которая содержит данные типа времени жизни и имеет возможность ежесуточного пополнения.

Идентификация и ранжирование причин отказов могут быть выполнены по различным принципам, например: по частоте возникновения событий на интервале наблюдения, продолжительности перерывов электроснабжения (времени восстановления), районам сети и типам элементов, а также по величине недоотпуска электроэнергии или аварийных потерь. Вариативность принципов позволяет расширить область анализа при формировании множества возможных ситуаций в электрической сети.

В результате ранжирования причин отказов выполняется оценка соответствия имеющегося и фактически необходимого уровня оснащенности электрической сети, ее отдельных районов и элементов техническими средствами защиты и управления (например, средствами защиты от перенапряжений, устройствами нормализации напряжений или быстродействующего автоматического ввода резерва и т.п.). При

обнаружении заметного их расхождения требуется внесение соответствующей корректировки в программу инвестиционного развития РСК.

Другим важнейшим звеном решения является выбор и оценка эффективности мероприятий по повышению надежности электрической сети (снижению риска). Выбор мероприятий (организационных, технических, технологических) предполагает сравнительную оценку и сопоставление затрат на их реализацию с такой количественной характеристикой риска, как ущерб. Вопросы сопоставления затрат выходят за рамки диссертации. В работе эффективность мероприятий по управлению риском принято оценивать упрощенно по уменьшению величины ущерба.

С целью апробации разработанного в третьей главе диссертации информационно-алгоритмического и методического подхода произведем анализ и управление риском отказов наиболее повреждаемых элементов распределительной сети – ВЛ 6 кВ, общая протяженность которых в обследуемой РСК составляет 1822 км. Среди причин отказов ВЛ и оборудования подстанций электрических сетей нефтепромыслов, составляющих группу «посторонние воздействия», неизбежно присутствует влияние высших гармонических составляющих (ВГС) тока и напряжения, обусловленных нелинейными нагрузками, такими как центробежные насосы с частотно регулируемым приводом. В таблице 5.6 приводится количественная оценка риска отказов ВЛ 6 кВ в сети РСК [171].

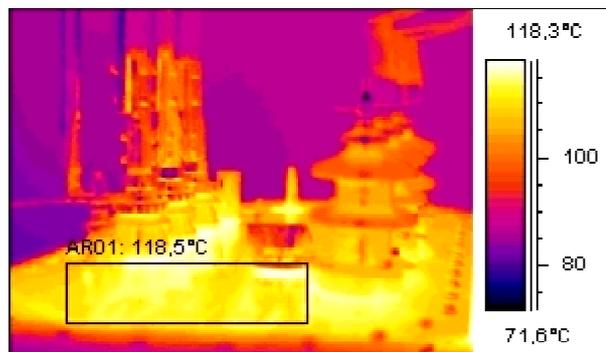
Таблица 5.6 – Количественная оценка риска отказов ВЛ 6 кВ в сети РСК

Параметры	Годы интервала наблюдения								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Количество отказов, шт.	9	23	34	41	46	50	52	53	54
Величина аварийных потерь, т.	45	118	171	209	235	253	265	272	276
Суммарный ущерб, тыс.руб.	964	2538	3679	4493	5062	5448	5700	5852	5934

Частотно регулируемый электропривод является источником ВГС и приводит к искажению показателей качества электрической энергии (ПКЭ). Одна из проблем, обусловленная наличием ВГС в кривых тока и напряжения распределительной сети – это повышенный износ и ухудшение эксплуатационных характеристик электрооборудования, а также частые аварийные отказы звеньев технологической цепи, приводящие к росту материальных и финансовых потерь. ВГС вызывают повышенный нагрев электромеханического оборудования, а также многочисленных контактных соединений в электрической сети даже при незначительной их нагрузке. Исследованиями особенностей эксплуатации силового оборудования в электрических сетях нефтепромыслов с применением методов диагностического контроля [175] установлено, что недопустимый их перегрев, обусловленный влиянием ВГС токов и напряжений, происходит при нагрузках, значительно ниже номинальных. На рисунке 5.20. в качестве примера приведена термограмма нагрева верхних слоев масла трансформатора ТМ 400 - 6/0,4кВ, вызванного искажением синусоидальности напряжения и тока. В данном случае температура верхних слоев масла трансформатора, при нагрузке  $I_{\phi}=200\text{А}$  ( $I_{\text{ном}}=578\text{А}$ ) и температуре окружающей среды  $25^{\circ}\text{C}$  возросла до  $118,5$  градусов при предельной норме  $95^{\circ}\text{C}$ .



**Объект**



Метка	Значение	Темп. разность
AR01: макс	118,5°C	78,5°C

Рисунок 5.20 – Нагрев верхних слоев масла ТМ 400 - 6/0,4кВ.

На диаграмме рисунок 5.21 изображен состав ВГС напряжения и тока, полученный в результате контроля ПКЭ. Из диаграммы видно, что 3,7,9,11,13

гармоники по напряжению и току превышают свои предельно допустимые значения, что вызывает недопустимый перегрев трансформатора даже при загрузке 34% номинальной.

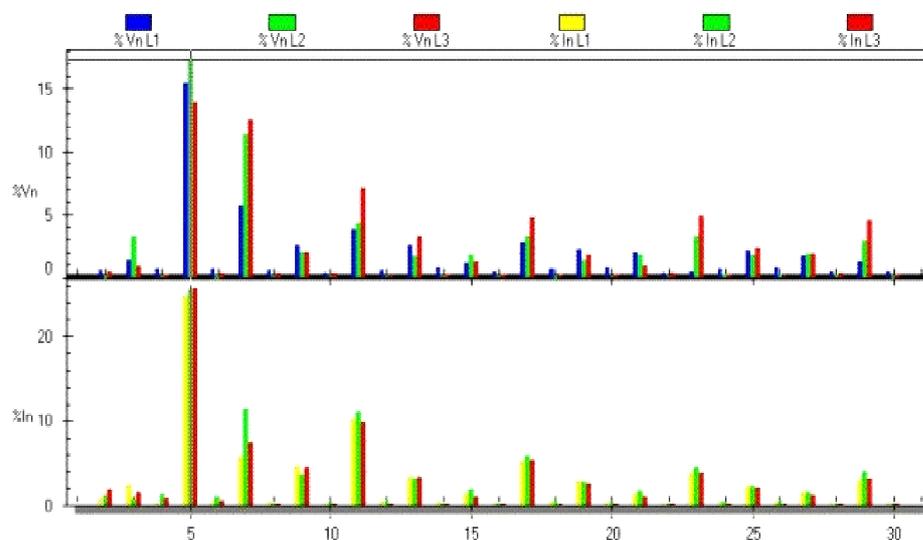


Рисунок 5.21 – Состав ВГС в кривых  $U_{\phi}$ ,  $I_{\phi}$

В связи с этим для повышения безотказности и долговечности требуется дополнительная разгрузка силового оборудования до значений, нормативно допустимых по условиям теплового режима. С точки зрения промышленной технологии такая мера является неприемлемой, поскольку ограничивает производительность нефтедобычи.

Разрешение указанной проблемы наряду с установкой в распределительных электрических сетях фильтров (компенсаторов) ВГС потребует организации регулярного периодического диагностирования электрооборудования совместно с обязательным контролем ПКЭ, а также оперативной коррекции режимов работы силового оборудования в соответствии с уровнем качества электроэнергии. Совместный контроль эксплуатационных характеристик загруженных трансформаторов и ПКЭ позволяет с одной стороны выявить участки сети с устойчивым искажением гармонического фона, а с другой – определить загрузку оборудования и периодичность контроля, допустимые по условиям надежной эксплуатации.

Произведем прогноз повышения надежности распределительной сети при устранении  $l$ -й причины отказов ВЛ 6 кВ. Для этого воспользуемся

следующим порядком расчетов с применением статистики аварийных отключений:

1. Расчет интенсивности  $(\omega_k^{L-l})$  и вероятности  $[F_k^{L-l}(t) = 1 - \exp(-\omega_k^{L-l} \cdot t)]$  отказов ВЛ 6 кВ при устранении  $l$ -й причины – влияния ВГС.

2. Расчет общего количества  $m = \sum_{k=1}^N m_k = \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^L \int_0^{\Delta T} \frac{F_k^l(t)}{\bar{T}_{MO,k}^l + \bar{T}_{B,k}^l} dt$  отказов

ВЛ на интервале  $\Delta T$  при полном устранении  $l$ -й причины.

3. Расчет изменений величины аварийных потерь по годам расчетного интервала  $\Delta T$  при полном устранении  $l$ -й причины

$$\Delta\Pi_{\Sigma}(\Delta T) = \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^L \int_0^{\Delta T} \frac{\Delta\bar{\Pi}_k^l \cdot \exp(-\omega_{\Delta\Pi,k}^l \cdot \Delta\bar{\Pi}_k^l) \cdot F_k^l(t)}{(\bar{T}_{MO,k}^l + \bar{T}_{B,k}^l)} dt.$$

4. Определение ежегодного снижения ущерба при полном устранении  $l$ -й причины  $\Delta Y_k^{L-l} = \xi_0 \cdot \Delta\Pi_{\Sigma}(\Delta T)$ .

Результаты прогнозных расчетов получены при допущении, что рассматриваемая причина устранена полностью к началу расчетного интервала  $\Delta T$  и интенсивность отказов неизменна. Такое допущение вполне правомочно для того, чтобы оценить ожидаемый эффект от внедрения мероприятия. Однако если предусмотрено пополнение базы данных аварийных отключений, а программа внедрения мероприятия рассчитана на несколько лет, данная методика позволит скорректировать ее реализацию исходя из цели управления  $(\Delta Y_k^{L-l} \Rightarrow \max)$ .

Эффективность мероприятия по повышению надежности сети оценивается уменьшением величины ущерба от аварийных потерь. Согласно выполненному прогнозу, полное устранение указанной причины отказов в обследуемой сети будет сопровождаться уменьшением ущерба (таблица 5.7).

Таблица 5.7 – Оценка эффективности полного устранения влияния ВГС на ВЛ 6 кВ РСК

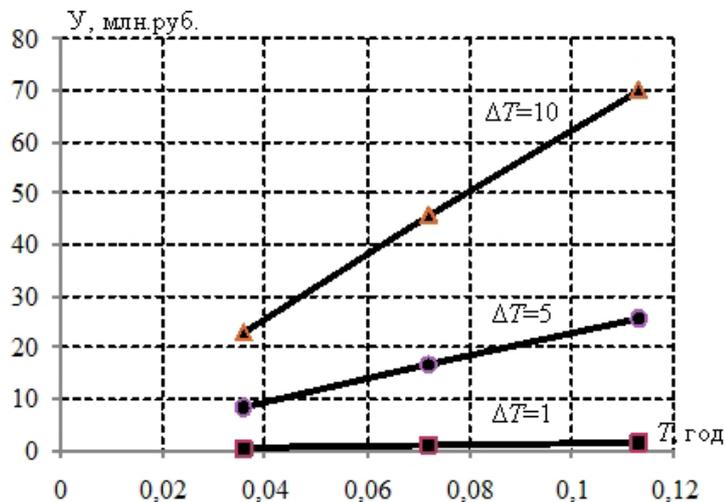
Параметры	Годы интервала наблюдения								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вероятность отказов, о.е.	0,137	0,256	0,358	0,446	0,522	0,588	0,645	0,693	0,736
Количество отказов, шт.	2	5	7	7	7	6	5	4	3
Сокращение объема аварийных потерь, т.	11	26	34	35	33	29	24	19	14
Снижение ущерба, руб.	241,3	569,1	721,0	755,7	715,8	631,6	524,4	409,0	294,9

В силу принятого допущения прогнозируемый эффект не будет постоянным по годам расчетного интервала. К недостаткам эксплуатации ЭО сетей относится несвоевременное его профилактическое обслуживание, что является одной из причин повышенного риска отказов. Для устранения или, по крайней мере, снижения влияния этой причины на надежность требуется моделирование и расчет оптимальной периодичности профилактик. Модели для оптимизации ТОиР оборудования сетей разработаны и исследованы в 4-й главе диссертации, а также в предыдущем параграфе 5-й главы. Рассмотрим стратегию профилактик применительно к ВЛ 6 кВ. Особенностью данной стратегии является проведение периодических профилактик ВЛ с целью поддержания требуемого уровня надежности. При внезапном отключении ВЛ переводится в состояние аварийного ремонта для восстановления работоспособности. По завершении профилактики или аварийного восстановления ВЛ переводится в работоспособное состояние. Очевидно, что периодичность профилактик оказывает определяющее влияние на эксплуатационные характеристики и уровень надежности ВЛ, оцениваемый величиной ущерба. Таким образом, оптимизация указанной стратегии состоит в выборе периодичности профилактик  $T$ , соответствующей

экстремуму критерия эффективности управления, в данном случае  $\text{Min}(Y_k^{L-l})$ . Исходя из разработанной модели, основным анализируемым показателем эксплуатационной надежности ВЛ является средняя наработка между отказами. Нарботка между отказами ВЛ 6 кВ рассчитывается как среднее время пребывания случайного процесса в области работоспособных состояний и выражается зависимостью:

$$\bar{T}_{\text{МО}} = \frac{1 + T^{-1} \cdot T_{\text{ПО}}}{\omega_0}. \quad (5.4)$$

Из выражения (5.4) следует, что при уменьшении искомой периодичности профилактик  $T$  средняя наработка между отказами монотонно увеличивается. Подстановка (5.4) в (3.11) и (3.12) позволяет оценить влияние выбранного способа управления на величину аварийного ущерба. Расчеты с использованием реальных данных из статистики наблюдений за процессом эксплуатации оборудования электрических сетей нефтепромыслов указывают на то, что снижение риска отказов ВЛ 6 кВ с уменьшением ущерба от потерь добычи нефти достигается повышением частоты профилактик, включающих осмотры и диагностирование. На рисунке 5.22 показана полученная расчетным путем зависимость ущерба при отказах ВЛ 6 кВ в распределительной сети РСК от периодичности профилактик.



(расчетные условия:  $\omega_0=0,202 \text{ год}^{-1}$ ,  $\Delta\bar{\Pi}=8 \text{ т.}$ ,  $\bar{T}_B=2,4 \text{ ч.}$ ,  $\bar{T}_{\text{ПО}}=2 \text{ ч.}$ )

Рисунок 5.22 – Зависимость  $Y(T)$  при отказах ВЛ 6 кВ.

Из полученной зависимости следует, что сокращение периодичности профилактик ( $T$ ) до значения 0,083 года позволяет увеличить среднюю наработку между отказами ВЛ практически в 1,5 раза и обеспечить полуторократное уменьшение ущерба в интервале  $\Delta T$ .

### **5.3 Повышение надежности электрической сети за счет управления техническим обслуживанием и ремонтами ее элементов**

Современное состояние отечественного электросетевого комплекса напряжением 110-35-10(6) кВ характеризуется относительно низким уровнем автоматизации контроля, технологией периодического диагностирования электрооборудования (ЭО), повышенным его износом и ограниченностью ресурсов на модернизацию и реновацию. В целях долгосрочного обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации [3] предусмотрено решение ряда ключевых задач. Среди поставленных задач выделяется внедрение сбора данных по надежности и качеству электроснабжения в соответствии с международными стандартами (использование показателей SAIFI и SAIDI), повышение уровня обслуживания всех категорий потребителей, принятие единого технического регламента эксплуатации сетей. Решение именно этих задач направлено на обеспечение наибольшей отдачи по повышению надежности от концентрации ограниченных ресурсов на участках электрической сети с максимальным риском отказов.

Реализация указанных направлений призвана обеспечить эффективное использование ограниченных ресурсов для повышения надежности. Для решения поставленных задач в ближайшей перспективе актуальным является оценка критичности к отказам для участков и отдельных элементов сети на базе статистики аварийных отключений и данных диагностики, определение

ранга оборудования по степени приоритетности к профилактическим ремонтам, оптимизация интервала времени до очередной профилактики с использованием различных критериев эффективности. Искомые решения опираются не столько на данные измерений, сколько на расчеты, выполнение которых возможно только при наличии доступных и адекватных моделей. В связи с этим особую важность приобретают расчетные модели надежности, использующие как ретроспективные данные типа времени жизни, так и оперативную информацию о режиме и техническом состоянии ЭО.

Разработанные в диссертации расчетные модели и методики адаптированы к решению указанных задач и обладают рядом неоспоримых достоинств. Они в частности позволяют реализовать современные подходы к управлению ТОиР с учетом оценок технического состояния и рисков отказа ЭО. Представленные модели отличает простота и адекватность получаемых решений, что расширяет область их эффективного применения как основы для разработки подсистем поддержки планирования мероприятий ТОиР ЭО сетей.

➤ ***Выявление и ранжирование критичных к отказам элементов и участков электрической сети.***

Как было отмечено выше, 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 такой важный эксплуатационный фактор как срок службы, средняя частота отказов ЭО при принятой системе ТОиР, а также величина аварийного ущерба. Указанные индексы надежности косвенно отражают системную важность рассматриваемого элемента (участка) для электрической сети в целом. Очевидно, если участок сети является головным, то при прочих сопоставимых условиях он оказывается более критичным к отказам, чем промежуточный либо концевой участки. Если участок сети имеет резервирование, он обладает меньшей критичностью к отказам, по

сравнению с участком без резервирования.

Для вычисления вероятности отказов ЭО с учетом продолжительности его эксплуатации наилучшего результата удастся добиться применением модели отказов, в которой реализованы свойства нестационарного пуассоновского случайного потока. В разработанной модели интенсивность отказов ЭО описывается линейной зависимостью вида (3.1):

$$\omega(t) = \omega_0 + b \cdot t,$$

а ее математическое ожидание согласно выражению (3.5) в виде:

$$\omega(t) = \frac{b}{2} \cdot [2 \cdot t_0 \cdot \Delta T + \Delta T^2] + \omega_0 \cdot \Delta T. \quad (5.5)$$

Здесь параметры  $\omega_0$  и  $b$  характеризуют соответственно начальное значение интенсивности отказов (или начальное состояние объекта) при  $t = t_0$  и скорость ее изменения  $\frac{d\omega}{dt}$  (темпы старения ЭО) на интервале эксплуатации  $[t_0, t_0 + \Delta T]$ . Отказ любого  $i$ -го элемента электрической сети рассматривается как элементарное событие, а его вероятность на интервале жизненного цикла  $[t_0, t_0 + \Delta T]$  определяется по выражению:

$$Q_i(t) = 1 - \exp\left[-\omega_{i0} \cdot \Delta T - b_i \cdot (2 \cdot t_{0i} \cdot \Delta T + \Delta T^2)/2\right]. \quad (5.6)$$

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:

$$Q(t) = 1 - \exp\left(-\sum_{i=1}^n \left(\omega_{i0} \cdot \Delta T + b_i \cdot (2 \cdot t_{0i} \cdot \Delta T + \Delta T^2)/2\right)\right). \quad (5.7)$$

В выражениях (5.6), (5.7) начальная точка  $(t_{0i})$  исследуемого интервала эксплуатации  $\Delta T$  для каждого  $i$ -го элемента (участка) электрической сети в общем случае может иметь различные значения на оси времени в

зависимости от фактического срока службы ЭО. Таким образом, учитывается реализация линейной нестационарной модели старения ЭО в методике выявления и ранжирования, критичных к отказам элементов и участков электрической сети. Средняя частота отказов ЭО, вычисляемая по выражению (5.6), характеризует принятую стратегию ТОиР по состоянию (СВМ). Модель позволяет учитывать как условно постоянные (продолжительности и периодичности эксплуатационных воздействий), так и условно переменные (вероятности исходов диагностирования, зависящие от степени развития опасных дефектов) параметры эксплуатации ЭО.

Величина аварийного ущерба при отказе  $i$ -го элемента или участка электрической сети определяется через средние аварийные потери от недоотпуска электроэнергии потребителям, среднюю частоту и вероятность отказов  $F_i(t) = Q_i(t)$ .

➤ **Определение ранга оборудования по степени приоритетности профилактических ремонтов.**

Определение степени приоритетности (важности) профилактического ремонта ЭО на рассматриваемом интервале эксплуатации  $\Delta T$  необходимо для формирования обоснованной очередности выполнения профилактик. Приоритетность к профилактическим ремонтам также является характеристикой аварийности объекта и может быть оценена по значениям средней частоте отказов. Результат ранжирования ЭО сети по данному показателю может служить информацией для принятия решений при планировании ремонтов. Ранг критичности к отказам элементов электрической сети также может служить мерой приоритетности к профилактическим ремонтам. Он учитывает не только вероятность отказа ЭО, характеризующую его техническое состояние, но и тяжесть вызываемых отказом последствий (ущерб) и рассчитывается по выражению:

$$R_{\text{кoi}} = Q_i \cdot Y_i / \sum_{i=n}^n Q_i \cdot Y_i. \quad (5.8)$$

➤ **Оптимизация интервала времени до очередной профилактики с**

***использованием различных критериев эффективности.***

Монотонное изменение во времени функций  $\bar{w}_H(t)$  и  $C_S(t)$  позволяет использовать эти показатели в качестве критериев при определении оптимального значения периодичности плановых профилактик ЭО. Общепринятое суждение о том, что критерий максимальной надежности ( $\text{Min}\bar{w}_H(t)$ ) формирует нижнюю, а критерий максимальной экономичности ( $\text{Min}C_S(t)$ ) верхнюю границу области принятия решений теряет смысл после введения в модель суммарных эксплуатационных затрат на интервале  $\Delta T$  вероятностной характеристики аварийного ущерба. Зависимость  $C_R(t)$  позволяет рассчитать суммарные затраты на профилактику и восстановление ЭО с учетом риска его отказа. Таким образом, найденные по критерию  $\text{Min}C_R(t)$  значения оптимальной периодичности профилактик ЭО могут оказаться как больше, так и меньше значений  $T_{\text{опт}}$ , полученных по критерию  $\text{Min}\bar{w}_H(t)$  в зависимости от величины аварийного ущерба. Полученные оптимальные периодичности профилактик также принимаются в расчет при планировании ремонтов на рассматриваемую перспективу.

***➤ Расчет текущего и прогнозного значений индекса надежности электрической сети SAIFI.***

В международной практике для оценки надежности и качества электроснабжения потребителей используют средний индекс частоты прерываний электроснабжения (SAIFI). Под ним понимают среднее количество длительных перерывов в системе электроснабжения на одного потребителя в год. Указанный индекс не трудно рассчитать на основе разработанных моделей. Для этого потребуется ввести допущение, что длительным перерывом в электроснабжении потребителей сопровождается отказ любого элемента сети. В большинстве случаев все обстоит именно так, поэтому для расчета SAIFI достаточно применить формулу:

$$SAIFI = \left( \sum_{i=1}^{\overline{n}} w_{hi} \cdot \Delta t \right) / N. \quad (5.9)$$

Здесь:  $i = \overline{1, n}$  – количество отказавших в течение года элементов электрической сети;  $N$  – общее количество потребителей, получающих питание от данной распределительной сети;  $\Delta t = 1$  год.

➤ **Пример практической реализации разработанного подхода.**

Рассмотрим применение разработанных вероятностных моделей и методики к решению поставленных задач для реальной распределительной сети, типовая схема которой показана на рисунке 5.23. Сеть содержит понижающую подстанцию с двумя трансформаторами ТМН 4000-35/6 кВ и четырьмя ( $n = 4$ ) отходящими присоединениями (участками). В состав каждого участка распределительной сети входят воздушные линии (ВЛ) 6 кВ и комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6/0,4 кВ, питающие промышленную нагрузку. Общее количество подключенных к сети потребителей  $N = 14$  с суммарной потребляемой мощностью нагрузки 2720 кВА. Отказ любого  $i$ -го элемента схемы приводит к перерыву электроснабжения, нарушению технологического процесса и потерям  $\Delta \bar{\Pi}_i$ .

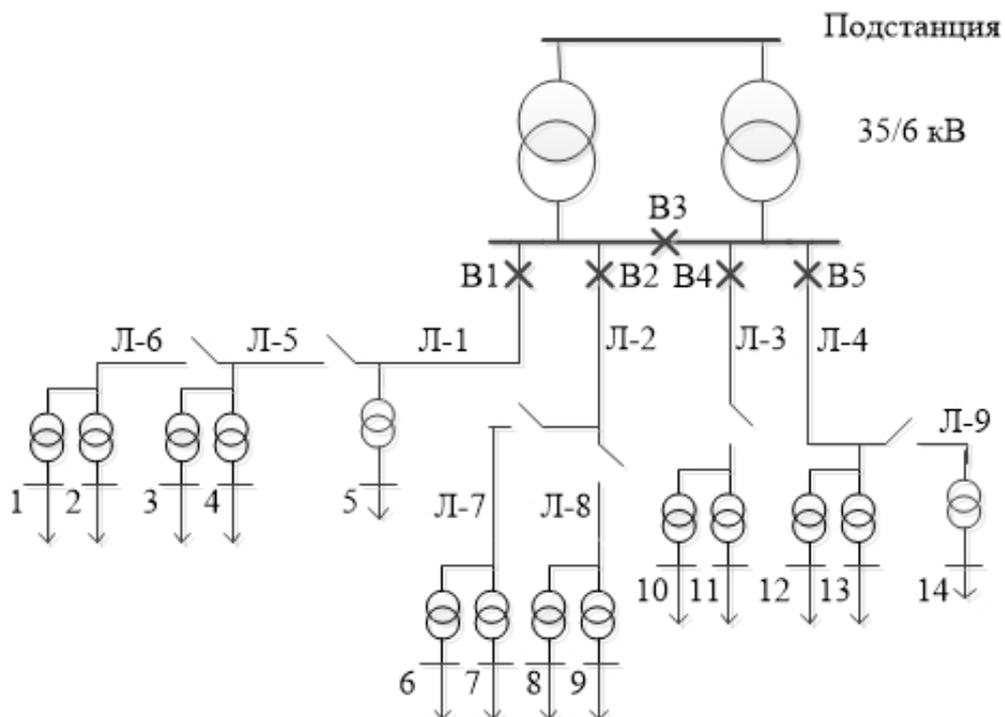


Рисунок 5.23 – Типовой фрагмент распределительной электрической сети.

Эксплуатационные характеристики каждой ВЛ, а также результаты расчетов их надежности приведены в таблице 5.8. В таблице 5.8 также приведены расчеты показателей надежности  $Q$ ,  $\bar{w}_H$ ,  $Y$  на горизонте оперативного планирования  $\Delta T = 1$  год. В расчетах использована информация, полученная обработкой многолетней статистики наблюдений типа времени жизни [171].

Таблица 5.8 – Результаты расчетов надежности ВЛ 6 кВ распределительной сети

ВЛ-6 кВ	Длина (км)	Срок службы $t_0$ (лет)	Индексы надежности			
			$\omega$ (год <sup>-1</sup> )	$Q$ (о.е.)	$\bar{w}_H$ (год <sup>-1</sup> )	$Y$ (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

Так, например, для ВЛ 6 кВ рассматриваемой сети, выполненных проводом марки АС-95 на железобетонных опорах:  $\omega_0 = 4,4(100\text{км год})^{-1}$ ,  $b = 0,001$  (год<sup>-2</sup>),  $\omega_d = 0,3(\text{год}^{-1})$ ,  $\Delta\bar{\Pi}_i = 8(\text{т/откл})$ ,  $\lambda_{\Delta\Pi_i} = 0,125(\text{откл./т})$ . Величина ущерба от аварийных потерь добычи нефти при отказе ВЛ 6 кВ определена из расчета  $\xi_0 = 50$  \$/баррель. На основе полученных результатов, ранжированный по критичности к отказам (в порядке убывания величины  $Q$  или  $\bar{w}_H$ ) ряд элементов распределительной сети выглядит следующим образом: Л-8, Л-3, Л-9, Л-4, Л-2, Л-7, Л-1, Л-6, Л-5. По величине  $R_{\text{ко}i}$

устанавливается приоритетность и планируется очередность выполнения профилактических ремонтов для каждой  $i$ -ой единицы ЭО сети. Ранжированная очередность ТОиР для ВЛ 6 кВ рассматриваемой сети представлена в таблице 5.9. Как следует из таблицы, наибольшее влияние на приоритетность ремонтов оказывает длина ВЛ. В меньшей степени на интервале оперативного планирования ( $\Delta t = 1$  год) проявляется влияние срока службы, характеризующего темпы старения элементов конструкции ВЛ.

Таблица 5.9 – Ранжированная очередность проведения ТОиР ВЛ 6 кВ

№ п.п.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВЛ 6 кВ	Л-3	Л-4	Л-8	Л-2	Л-7	Л-9	Л-1	Л-6	Л-5
$R_{\text{ко}}$ о.е.	0,262	0,173	0,136	0,141	0,078	0,074	0,071	0,041	0,024
$T_{\text{опт}}$ год	1,30	1,62	2,30	1,72	1,00	1,37	1,86	2,75	1,86
$\text{Min}(\overline{w_{\text{H}}})$ год <sup>-1</sup>	0,445	0,364	0,496	0,328	0,230	0,418	0,229	0,172	0,133

Несколько иная последовательность получается при ранжировании ВЛ по степени важности ремонта, которое производится в порядке убывания величины аварийного ущерба: Л-3, Л-4, Л-2, Л-9, Л-1, Л-8, Л-6, Л-7, Л-1. Здесь наивысший ранг важности принадлежит головным участкам сети, что вполне правомерно с точки зрения величины суммарных ущербов. Рекомендация полученной последовательности для формирования графика профилактических ремонтов ВЛ позволит исключить отказы с наибольшими объемами потерь, обеспечить общее повышение надежности распределительной сети и снижение аварийных ущербов.

Оптимальное в смысле надежности значение периодичности профилактик ВЛ 6 кВ вычисляется по критерию  $\text{Min}(\overline{w_{\text{H}}})$  исходя из условия  $\frac{dw_{\text{H}}(t)}{dt} = 0$ . Расчеты показывают, что оптимальная в смысле эксплуатационной надежности величина интервала до очередной профилактики ВЛ составляет от одного до трех лет. На рисунке 5.24

представлена зависимость  $\bar{w}_H(t)$ , по которой определяется значение  $T_{\text{опт}}$  для ВЛ 6 кВ ( $\tau = 0,5$  год – нормативная периодичность осмотров и диагностирования). Здесь показан пример для нескольких ВЛ, характеризующихся различной протяженностью и сроком службы.

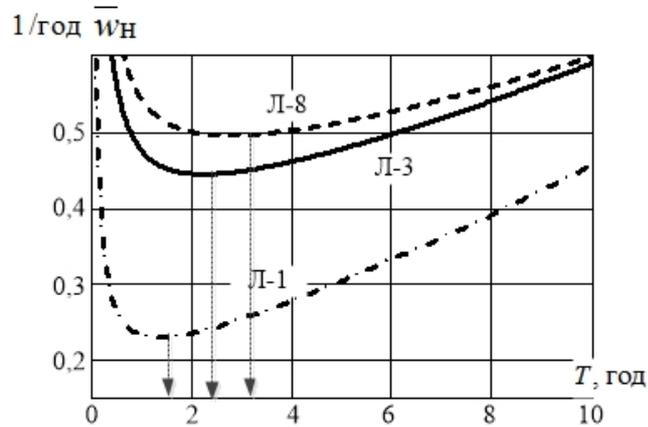


Рисунок 5.24 – Зависимость  $\bar{w}_H(t)$  для определения  $T_{\text{опт}}$  РЭС.

Полученные согласно критерию "максимальной надежности"  $\text{Min}(\bar{w}_H)$  значения  $T_{\text{опт}}$  формируют нижний уровень параметра управления обслуживанием ВЛ 6 кВ для принятия решений в соответствии со стратегией СВМ. Применение критерия "максимальной экономичности"  $\text{Min}(C_S)$  позволяет сформировать верхний уровень  $T_{\text{опт}}$  при неизменных эксплуатационных характеристиках ВЛ 6 кВ. Так, например, для Л-3 с применением разработанного подхода получен следующий диапазон изменения периодичности профилактического обслуживания 2,3 - 5,4 года. Применение комбинированного критерия эффективности эксплуатации  $\text{Min}(C_R)$ , позволяет формировать уровень параметра  $T_{\text{опт}}$ , учитывающий не только суммарные затраты, но и риск отказа объекта. Для Л-3 указанное значение составляет 2,65 года (рисунок 5.25). Результаты расчетов оптимальной величины интервала времени до очередной плановой профилактики ВЛ 6 кВ рассматриваемой схемы распределительной электрической сети представлены в таблице 5.10. На основе расчетов  $T_{\text{опт}}$  и  $\text{Min}(\bar{w}_H)$  по выражению (5.15) определяются текущее и прогнозное значения

индекса SAIFI.

Таблица 5.10 – Результаты расчета оптимальной периодичности профилактик ВЛ 6 кВ

ВЛ-6 кВ	Значение $T_{\text{опт}}$ по критерию		
	$\text{Min}(\bar{w}_H)$	$\text{Min}(C_S)$	$\text{Min}(C_R)$
Л-1	1,30	4,80	3,10
Л-2	1,62	4,80	2,80
Л-3	2,30	5,40	2,65
Л-4	1,72	4,80	2,70
Л-5	1,00	4,95	3,48
Л-6	1,37	5,50	3,53
Л-7	1,86	4,80	2,60
Л-8	3,00	6,00	2,60
Л-9	1,86	6,10	3,48

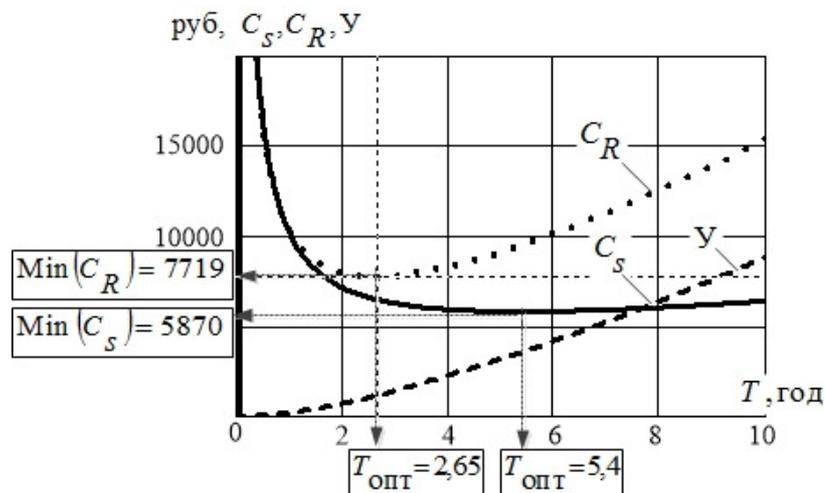


Рисунок 5.25 – Расчет  $T_{\text{опт}}$  для Л-3 по критериям  $\text{Min}(C_S)$  и  $\text{Min}(C_R)$ .

Для текущего состояния сети ( $t = t_0$ ) SAIFI = 0,212, а после оптимизации ТОиР ВЛ 6 кВ ( $t = T_{\text{опт}}$ ) SAIFI = 0,201. Полученные результаты наглядно демонстрируют возможности оптимизации ТОиР ЭО в плане повышения надежности сети. Таким образом, следуя полученным в рассмотренном примере рекомендациям, на интервале эксплуатации  $\Delta t = 3$  года реально добиться улучшения индекса SAIFI электрической сети на 5,15 %.

**Выводы:**

1. В условиях относительно не высокого уровня автоматизации контроля, технологии периодического диагностирования, высокого процента морального и физического износа ЭО российских распределительных электрических сетей, его технологической и возрастной неоднородности, а также ограниченности ресурсов на модернизацию и обновление наиболее оправдано применение статистического подхода к организации эксплуатации.

2. Формирование оперативно-событийной статистики данных типа времени жизни, а также ретроспективы диагностических данных ЭО позволяет РЭС формировать собственную стратегию эксплуатации на основе вероятностных характеристик процессов и их прогностических оценок. В этих условиях экономические и технологические преимущества будут на стороне стратегии, которая учитывает возможности адаптации периодичности ТОиР к фактически наблюдаемой (прогнозируемой) частоте повреждений и риску отказов ЭО.

3. Применение комплексная методики выбора и принятия решений по управлению техническим состоянием ЭО на основе разработанных оптимизационных моделей реально доказывает возможность повышения эффективности эксплуатации и надежности функционирования электрической сети за счет оптимизации ТОиР ее элементов. Предложенная методика безальтернативна для применения в задачах управления эксплуатацией электрических сетей при учете стохастической неопределенности данных.

## **6 РАЗРАБОТКА КЛЮЧЕВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Значимость разработанного в диссертации комплекса методов, моделей, методик оценки состояния, выбора и принятия решений по ТОиР электросетевого оборудования на основе анализа и количественной оценки надежности подчеркивает практическую важность и необходимость его научно-прикладного обобщения и реализации в виде некоторых ключевых компонентов технологии эксплуатации оборудования электрических сетей.

В существующих реалиях ключевым принципом для формирования технологии эксплуатации электросетевого оборудования остается принцип минимизации рисков, обусловленных принятием несвоевременных и необоснованных решений по управлению актуальным состоянием оборудования электрических сетей. Под рисками в диссертации понимаются нежелательные последствия в виде увеличения эксплуатационных затрат и ущербов, сопровождающих внезапные отключения (отказы) электросетевого оборудования, а также вероятности их возникновения.

Очевидно, что современная технология эксплуатации оборудования электрических сетей основана на повышении надежности и качества электроснабжения, присоединенных к сети потребителей и должна включать в свой состав следующие базовые компоненты:

- повышение наблюдаемости электросетевых объектов и оборудования по параметрам режима и технического состояния (режимный и диагностический мониторинг);
- повышение достоверности интерпретации результатов измерений и идентификации состояний оборудования (уменьшение ошибок диагностирования);
- упреждающий контроль и оценка эксплуатационной надежности по

параметрам состояния оборудования;

- анализ и ранжирование причин аварийных отключений (отказов) оборудования, проверка уровня оснащённости сети техническими средствами защиты и управления; планирование мероприятий по устранению причин отказов и оценка эффективности их внедрения;
- прогнозирование риска отказов, оценка ранга критичности к отказам объектов и оборудования электрических сетей, определение приоритетной очередности предупредительных ремонтов электросетевого оборудования;
- оптимизация периодичностей диагностического и профилактического обслуживания оборудования в соответствии с предпочтительными целями управления. На рисунке 6.1. показана покомпонентная структура технологии эксплуатации оборудования электрических сетей.



Рисунок 6.1 – Покомпонентная структура технологии эксплуатации оборудования электрических сетей

## **6.1 Разработка подсистемы мониторинга потоков и балансов мощности в объектах электрической сети**

Как уже неоднократно отмечалось в диссертации, режимы работы электрооборудования в значительной мере оказывают влияние, как на изменение его технического состояния, так и на надежность электрической сети в целом. Так, например, электрическая нагрузка объекта характеризует его температурный режим и определяет интенсивность процессов теплового старения элементов конструкции. В этой связи вполне оправданным является стремление к учету величины электрической нагрузки как важнейшего эксплуатационного фактора при комплексной оценке состояния электрооборудования. Информация о токах (напряжениях) и мощностях нагрузок, протекающих по проводникам ВЛ (КЛ) и обмоток трансформаторов, относится к разряду оперативных данных. Источниками такой информации на подстанциях электрической сети являются вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также некоторые оперативно-информационные и управляющие системы (ОИК АСДУ, АСКУЭ, РЗиА) [174]. Интеграция датчиков и каналов связи перечисленных систем при исключении дублирования функций в единую автоматизированную систему мониторинга и управления (АСМиУ) подстанцией способно обеспечить иной, качественно новый уровень надежности и эффективности эксплуатации электрической сети [179,180].

Одним из первых примеров практической реализации автоматизированной системы мониторинга потоков и балансов мощности в объектах электрической сети является АСМиУ «Баланс», разработанная в НГТУ под руководством и при непосредственном участии автора. Исходно АСМиУ «Баланс» предназначалась для установки на сервере узловой подстанции в центре управления сетью. С ее помощью производился сбор, обработка и отображение информации о потоках и балансах активной и

реактивной мощности на участках электрической сети. АСМиУ была спроектирована как интерактивная система, предполагающая участие человека и сетевой режим использования с установкой защит и приоритетов доступа к различным разделам служебной информации.

***Разработка моделей и проектирование прикладной программной системы***

Наиболее сложной и не тривиальной задачей в процессе разработки АСМиУ «Баланс» являлось проектирование информационного ядра системы и его программная реализация. Разработка прикладной программной системы (ППС) выполнялась с привлечением технологии объектно-ориентированного программирования [175]. Спецификой решаемых задач является большая размерность и разнородность исходного информационного пространства. Наиболее общим требованием являлось создание возможностей режимной наблюдаемости объектов мониторинга. В связи с этим на начальном этапе проектирования наряду с определением перечня задач ППС была выполнена структуризация информационного пространства и разработана обобщенная информационная модель мониторинга ОИММ (рисунок 6.2). Для этого была применена технология OLAP (online analytical processing) [176], которая представляет собой технологию обработки и хранения данных, заключающуюся в подготовке суммарной (агрегированной) информации на основе больших массивов данных, структурированных по многомерному принципу. Информационное пространство позиционировалось как пространство пересечения информационных потоков, каждый из которых имел свои характеристики и срок жизни  $\tau_i$ . Поэтому в любой произвольный момент времени наблюдения получалась разная картина пересечения информационных потоков. При разработке АСМиУ «Баланс» использована одна из известных объектно-ориентированных технологий – ОМТ(Object Modeling Techniques), которая представляется в виде трех взаимосвязанных моделей:

- объектной, отражающей статические, структурные аспекты ППС, в

основном связанные с исходными данными;

- динамической, отражающей работу отдельных частей ППС;
- функциональной, отражающей согласованное взаимодействие отдельных подсистем (как по данным, так и по управлению) в процессе функционирования ППС.

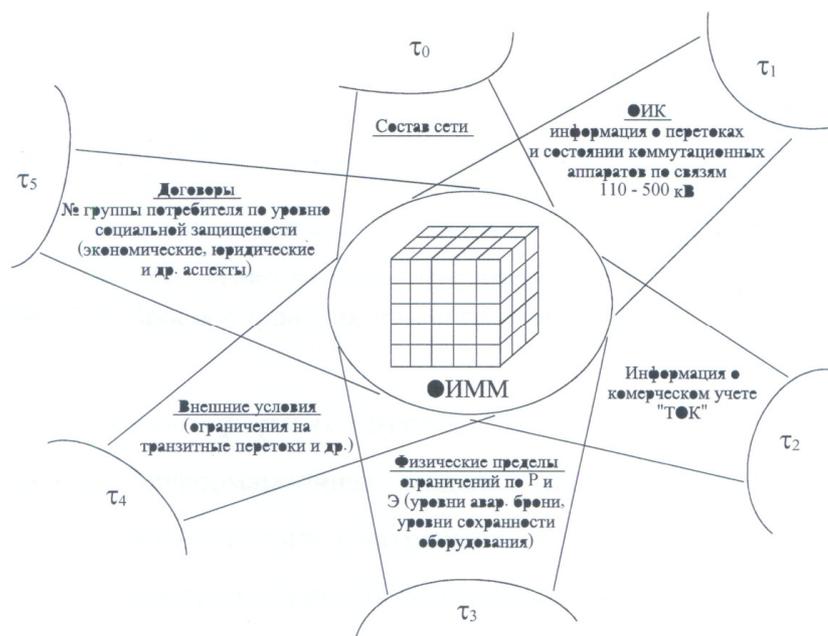


Рисунок 6.2 – Структура и характеристики информационного пространства.

***Технологические особенности работы с информацией при организации мониторинга потоков и балансов мощности в сети***

Задача мониторинга потоков и балансов мощности в элементах и объектах электрической сети формализуется путем составления запроса на выбор объекта наблюдения, процесса, интересующего временного интервала, а также функции ППС. В разработке АСМиУ «Баланс» использованы следующие технологические подходы:

1) проектирование реляционных моделей данных для формирования моделей данных электросетевых объектов мониторинга потоков и балансов активных и реактивных мощностей и моделей вычисления выражений;

2) объектно-ориентированное программирование для разработки объектной модели классов электросетевых объектов мониторинга,

интерфейса доступа к базе данных и объектной модели задач мониторинга;

3) шаблоны проектирования для построения оптимальных механизмов работы ППС.

Структурная схема реляционной модели данных энергообъектов представлена на рисунке 6.3.

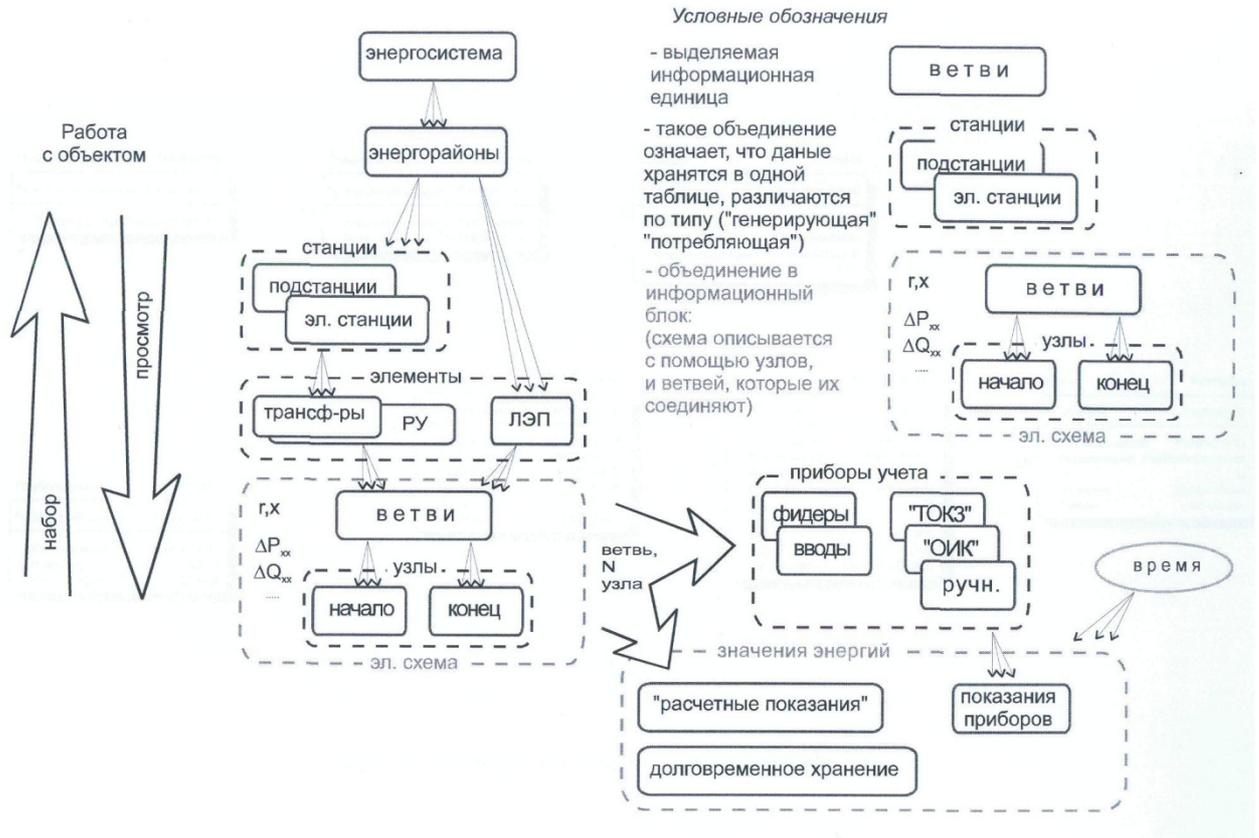


Рисунок 6.3 – Структурная схема реляционной модели данных АСМиУ «Баланс».

На схеме отражены следующие сущности: «узлы», «ветви», «элементы», «станции», «энергорайоны», «энергосистемы», «приборы», «показания приборов». Реляционные модели данных реализованы в виде схем данных. На рисунке 6.4 в качестве примера приведена схема данных модели энергообъектов. Одной из полезных функций разработанной ППС является возможность задания, хранения и отображения контролируемого объекта электрической сети (секции шин, ВЛ (КЛ), трансформатора, подстанции, электросетевого района) в виде электрической схемы, выпадающих списков или дерева объектов. Такая возможность обеспечивает

наглядность при формировании задач мониторинга потоков и балансов мощности в электросетевых объектах с использованием информации измерительных приборов, расположенных в зоне выбранного объекта. Другой, не менее важной функцией ППС является выполнение расчетов некоторых характеристик режима электрической сети, на основе имеющихся в системе данных о ее топологии, параметрах элементов, а также данных электрических измерений.

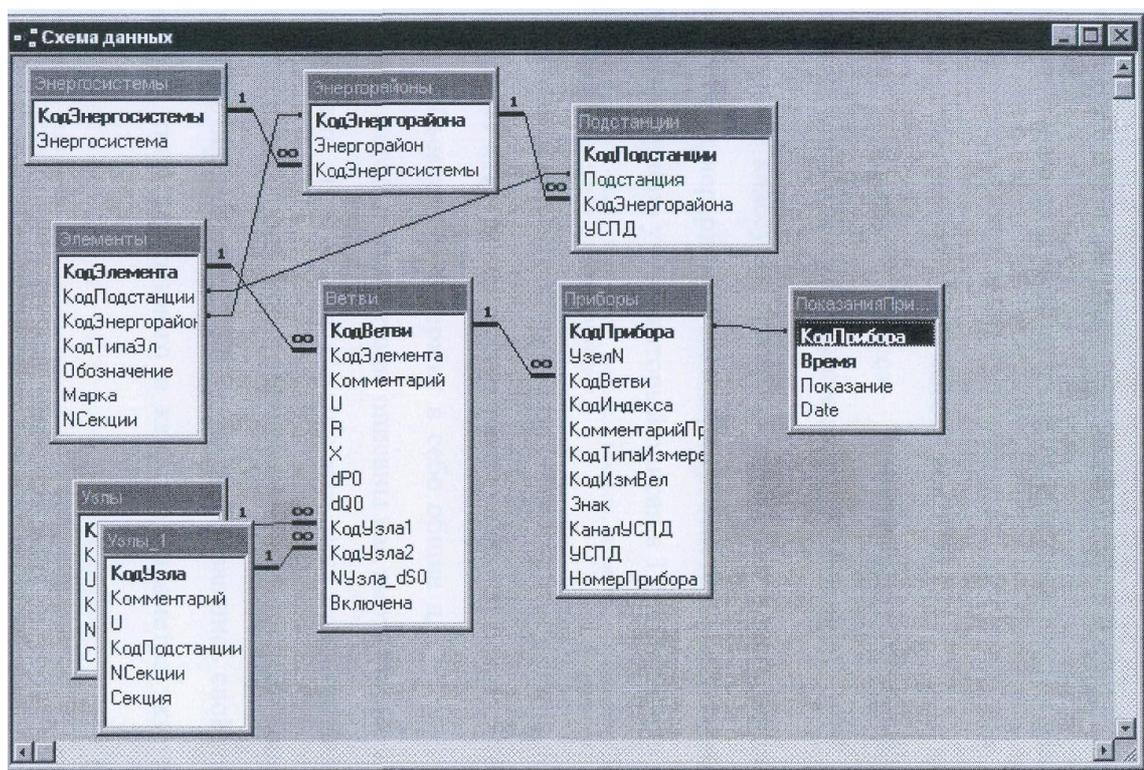


Рисунок 6.4 – Схема данных модели энергообъектов.

К указанным расчетным характеристикам, прежде всего, относятся величины потерь активной и реактивной мощности, падения напряжений в элементах сети. Вычислительная задача оформляется как задание на расчет. Расчет представляет собой описательную часть модели и содержит название. Задание на расчет состоит из выражений. Выражения формируются из набора формул. В них задается последовательность или шаги расчета. В качестве основных формул для построения модели вычисления выражений ППС используются:

- 1) суммарные значения мощностей

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + \dots + P_n; \quad \sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n.$$

2) потери мощности в ветви  $i-j$  схемы

$$\Delta P_{i-j} = \frac{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}{U_{i(j)}^2} \cdot R_{i-j}; \quad \Delta Q_{i-j} = \frac{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}{U_{i(j)}^2} \cdot X_{i-j}.$$

3) падение напряжения в ветви  $i-j$  схемы

$$\Delta U'_{i-j} = \frac{P_{i-j} \cdot R_{i-j} + Q_{i-j} \cdot X_{i-j}}{U_i}; \quad \Delta U''_{i-j} = \frac{P_{i-j} \cdot X_{i-j} - Q_{i-j} \cdot R_{i-j}}{U_i}.$$

4) расчетное значение мощности и напряжения в узле  $j$  схемы

$$P_j = P_i - \Delta P_{i-j}; \quad Q_j = Q_i - \Delta Q_{i-j}; \quad U_j = U_i - \Delta U_{i-j}.$$

Параметры выражения определяют код конкретных измерительных приборов, который будет использован в вычислениях с помощью данного выражения. Согласование размерности физических величин (мощностей, напряжений, сопротивлений и др.) достигается соответствием кодов размерностей в таблицах формул, шаблонов формул и измерительных приборов. Шаблон формул представляет собой набор свойств формул, используемый для записи параметров выражений в алгоритме вычислительной процедуры. На рисунок 6.5 приведена реляционная модель данных вычисления выражений на основе формул.

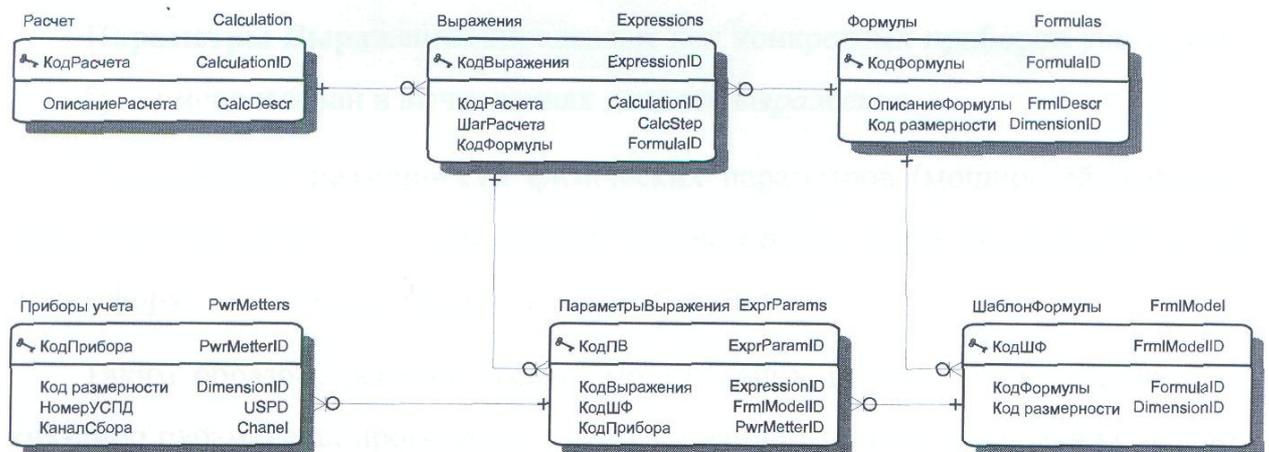
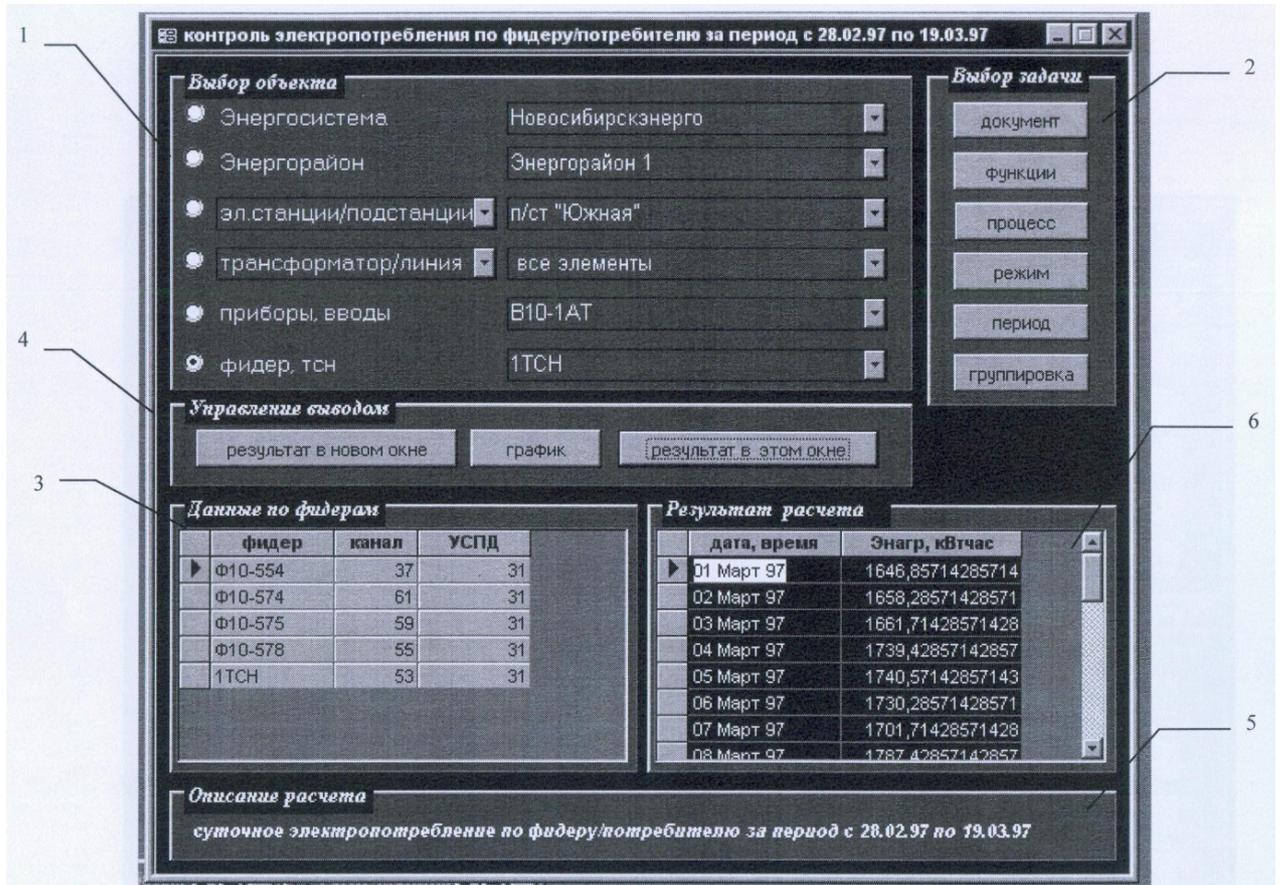


Рисунок 6.5 – Реляционная модель задания на расчет режимных параметров.

Многооконный интерфейс ППС позволяет поддерживать в

интерактивном режиме все пользовательские функции с отображением требуемых форм. На рисунок 6.6 показана основная форма управления ППС, а на рисунок 6.7 показано представления объекта сети в виде электрической схемы.



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

Рисунок 6.6 – Основная форма управления ППС.

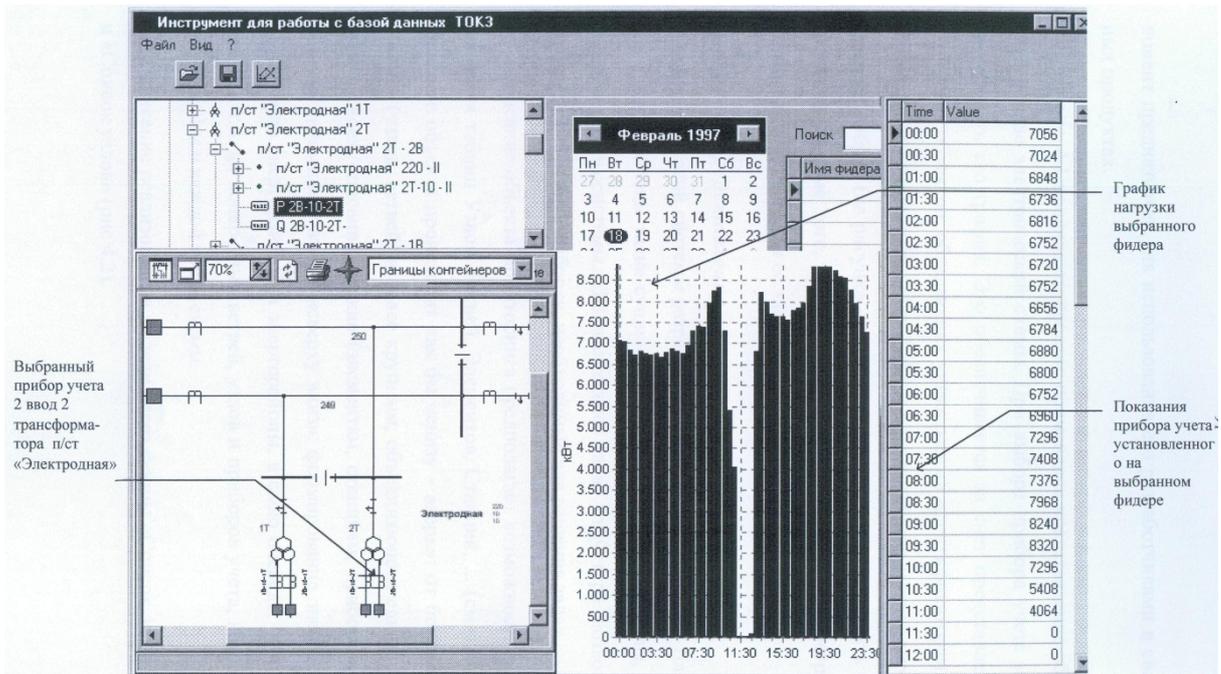


Рисунок 6.7 – Представление электросетевого объекта в виде электрической схемы.

**Примеры мониторинга режимных параметров в элементах сети с применением АСМиУ «Баланс»**

В качестве иллюстрации практического применения разработанной ППС рассмотрим пример формирования задач мониторинга потоков и балансов мощности для сетевого района (*micro grid*), представленного на рисунок 6.8.

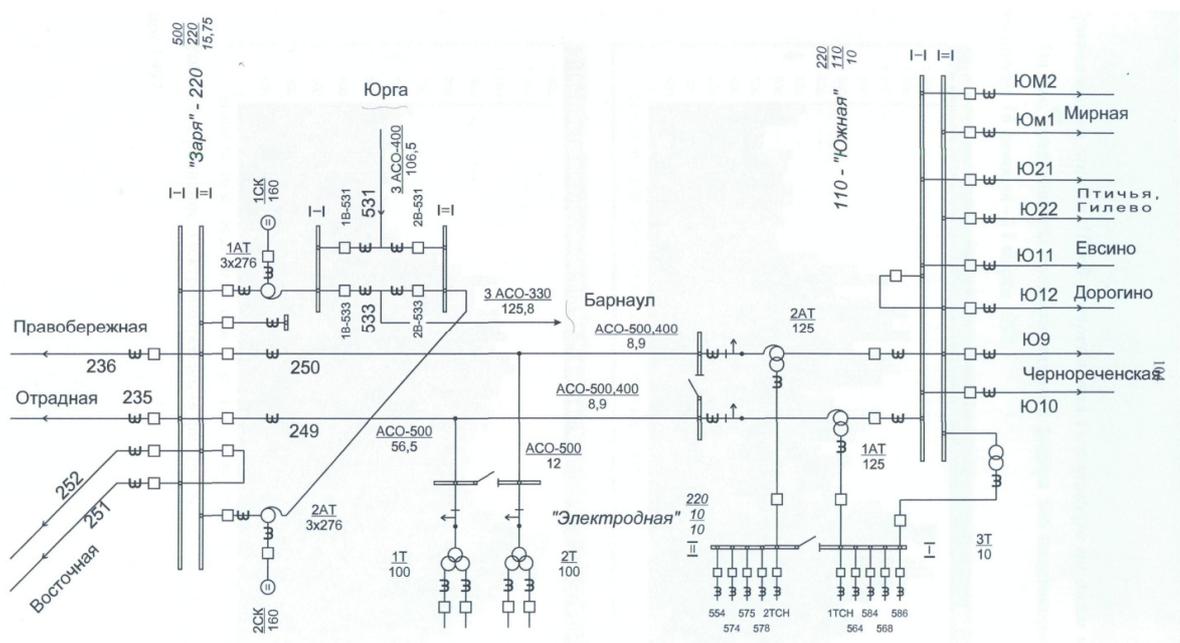


Рисунок 6.8 – Электрическая схема *micro grid*.

Ниже приведены задачи мониторинга, формируемые с применением разработанной ППС и показаны результаты их решения:

- Мониторинг электропотребления отходящего присоединения (фидера) 10 кВ п/с «Южная» в интервале режимных суток (рисунок 6.9);
- Мониторинг баланса активной мощности по секции шин (сш) 10 кВ п/с «Южная» (рисунок 6.10);
- Мониторинг баланса активной мощности в целом по п/с «Южная» (рисунок 6.11);
- Мониторинг потоков активной мощности по элементам *micro grid* в интервале режимных суток.

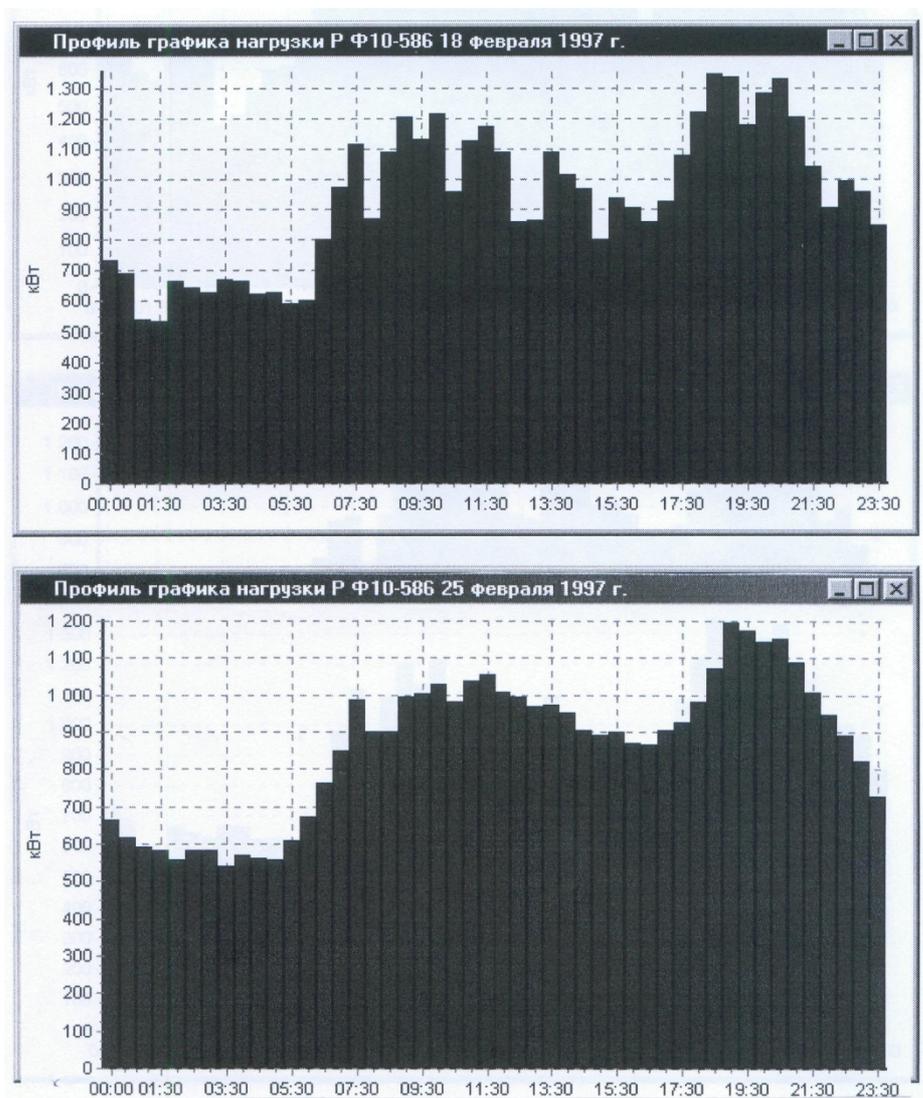


Рисунок 6.9 – Профиль графика активной мощности нагрузки по фидеру 10

кВ №586 п/с «Южная» для разных режимных суток.

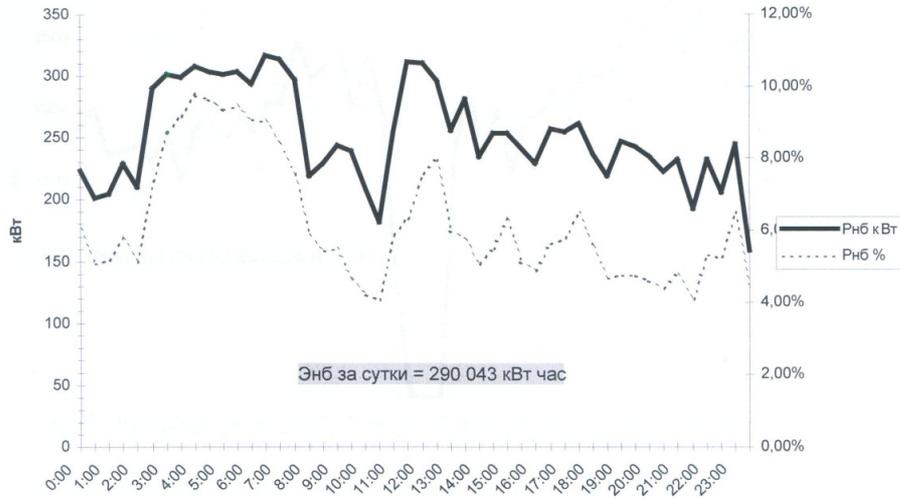


Рисунок 6.10 – Суммарный небаланс активной мощности по 1 шш 10 кВ п/с «Южная» (в % от суммарного значения мощности ввода АТ1).

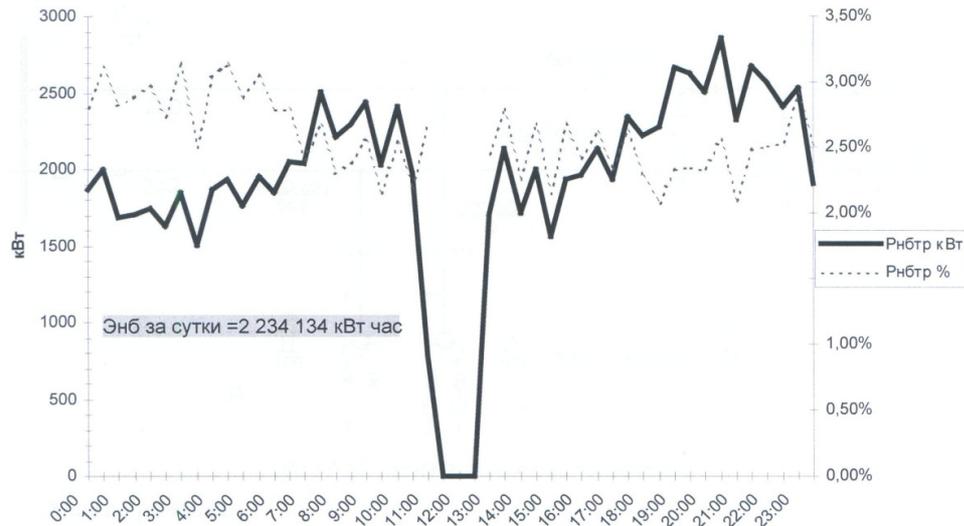


Рисунок 6.11 – Суммарный небаланс активной мощности по п/с «Южная».

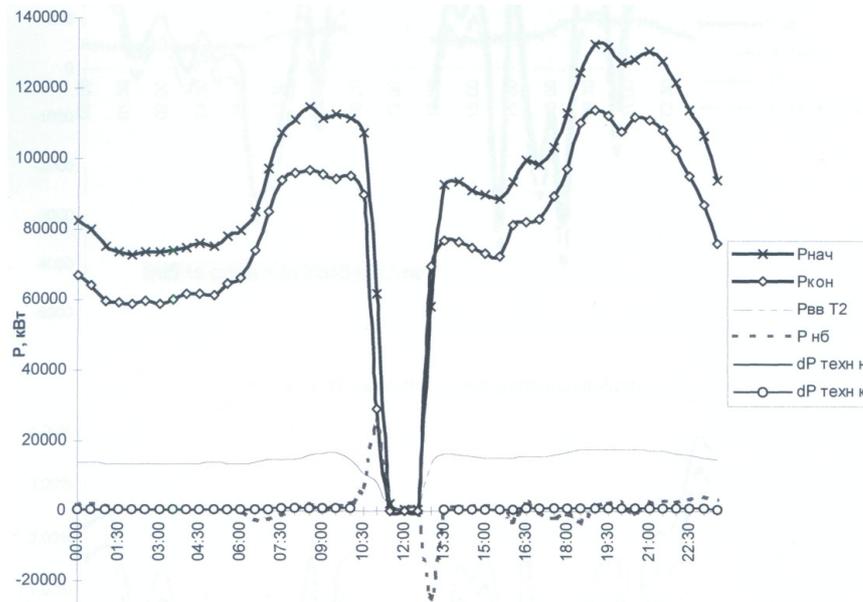


Рисунок 6.12 – Мониторинг потоков активной мощности по элементам *micro grid*.

На рисунке 6.12 показано изменение потоков активной мощности в начале ( $P_{нач}$ ) и в конце ( $P_{кон}$ ) ВЛ-250 (ВЛ-249 отключена) на интервале режимных суток. Также здесь показано изменение потока активной мощности ввода Т2 п/с «Электродная» (Т1 отключен), расчетной величины потерь активной мощности ( $\Delta P$ ) и суммарного небаланса ( $P_{нб}$ ) в схеме *micro grid*.

Применение АСМиУ «Баланс» позволило обеспечить сбор и предварительную обработку данных по изменению коэффициентов загрузки СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» ОАО РЭС для корректировки границы раздела классов при построении решающего правила идентификации текущего состояния СТ по результатам ХАРГ (раздел 2.4.2).

## 6.2 Разработка подсистемы мониторинга технического состояния электрооборудования сети (на примере МНТО)

Диагностический мониторинг электросетевого оборудования (периодический или on-line) обеспечивает наблюдение за параметрами и

характеристиками его технического состояния в рабочих режимах. Это позволяет фиксировать любые события, связанные с выходом контролируемого параметра за границы предельно допустимых значений и не допустить возникновения опасного дефекта или угрозы отказа.

Одной из главных задач при разработке подсистемы диагностического мониторинга оборудования является организация взаимодействия уровня информационных потоков с уровнем интеллектуальной идентификации и принятия решений (рисунок 6.13) [87].

Особенности решения указанной задачи в основном определяют многообразие существующих и разрабатываемых типов подсистем диагностического мониторинга электрооборудования [21].

Одна из таких подсистем, разработанная при непосредственном участии автора, для использования в распределительных электрических сетях позиционируется как программный комплекс мониторинга эксплуатационного состояния трансформаторов (ПК МЭСТ).

ПК МЭСТ представляет собой элемент информационно управляющего устройства интеллектуальной электрической сети нового поколения. Он предназначен для обеспечения надежности и экономичности электроснабжения потребителей, предусматривает установку на подстанции сетевого района (в центре управления сетью). Задачами ПК МЭСТ является:

- интеграция схемно-режимной информации по трансформаторному оборудованию сети;

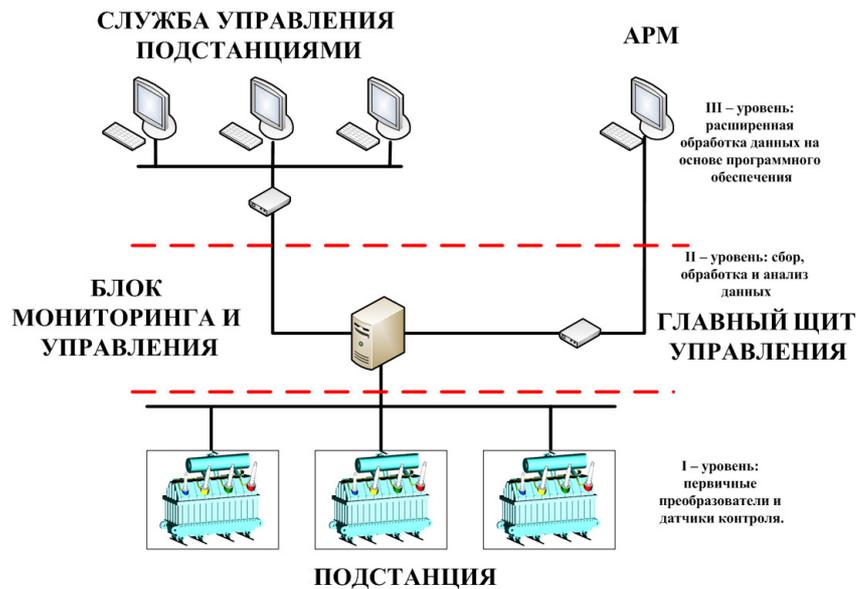


Рисунок 6.13 – Архитектура классической подсистемы диагностического мониторинга оборудования подстанции.

- оценка и прогнозирование эксплуатационного состояния силовых трансформаторов на основе моделей и методов искусственного интеллекта;
- контроль состава работающего в сети трансформаторного оборудования с учетом его фактического состояния;
- обеспечение выработки решений о продлении эксплуатации, выводе в ремонт или замене трансформаторного оборудования;
- выдача управляющих команд и сигналов.

Структура ПК МЭСТ включает три иерархических уровня: нижний уровень – уровень сбора и первичной обработки данных об объекте (опрос датчиков и измерительных систем, пополнение базы данных вручную); средний уровень – комплекс прикладных программ, автоматизированное рабочее место эксплуатационного персонала (АРМ ЭП); верхний уровень – уровень центральных вычислительных ресурсов. Средствами среднего и верхнего уровня обеспечивается математическая поддержка экспертной оценки и прогноза технического состояния трансформатора, а также принятия мер по его обслуживанию или замене. В существующей версии ПК МЭСТ поддерживает функции в режиме периодического пополнения базы данных по результатам диагностического контроля. Возможна его

модификация для работы в режиме on-line мониторинга. Уникальность и новизна разработки состоят, во-первых, в возможности сочетания при оценке и прогнозировании эксплуатационного состояния результатов индивидуальных измерений на конкретном трансформаторе со статическими данными по однотипному оборудованию подстанции, сетевого района, предприятия в целом, во-вторых, в применении для распознавания и прогнозирования состояния методов и моделей искусственного интеллекта.

Начальная версия программного комплекса мониторинга эксплуатационного состояния трансформаторов под наименованием «WESPower» в 2003-2007 годах прошла опытную эксплуатацию и внедрена в филиалах ОАО РЭС, о чем свидетельствует соответствующий АКТ внедрения разработки (Приложение). Все программные компоненты «WESPower» реализованы в среде Delphi 5.0, являются 32-х разрядными приложениями и могут работать под управлением Windows XP. Программный модуль мониторинга интегрирован 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 получения указанная информация периодически заносится в нужном формате, пополняя базу данных. «WESPower» снабжена многооконным интерфейсом. Главное окно программы выглядит как набор страниц по вышеперечисленным видам контроля технического состояния СТ и древовидной иерархической структуры предприятия (рисунок 6.14). Выбор объекта для отображения информации о нем в каком-либо из рабочих окон программы осуществляется заданием группы подстанций, названия подстанции и диспетчерского номера СТ. На рисунке 6.14 показано отображение рабочего окна «Паспортные данные» по 2АТ п/с Отрадная Северной группы подстанций. Рабочее окно «WESPower», отображающее идентификацию состояния СТ по результатам ХАРГ, адаптировано к использованию критериев [35]: граничных концентраций, отношений пар концентраций характерных газов и относительных скоростей изменения

концентраций (рисунок 6.15). Форма содержит краткую информацию об обследуемом СТ, содержимого протокола ХАРГ (абсолютных концентраций диагностических газов, %об), текущей и плановой дат отбора пробы масла, а также окон для вывода расчетных значений параметров (отношений пар концентраций характерных газов и

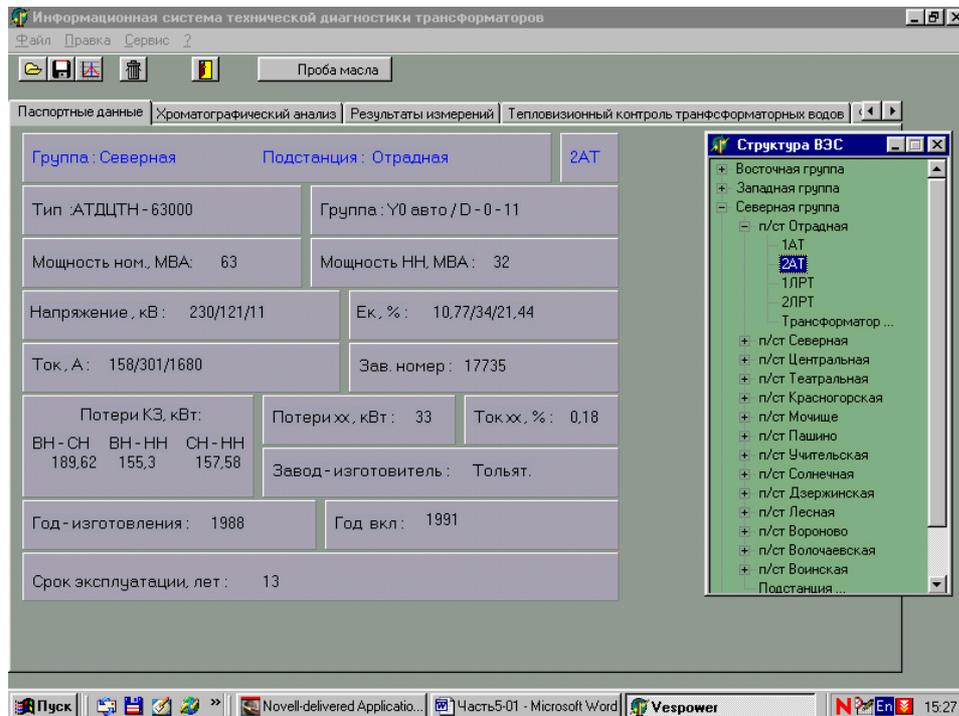


Рисунок 6.14 – Главное окно программы «WESPower».

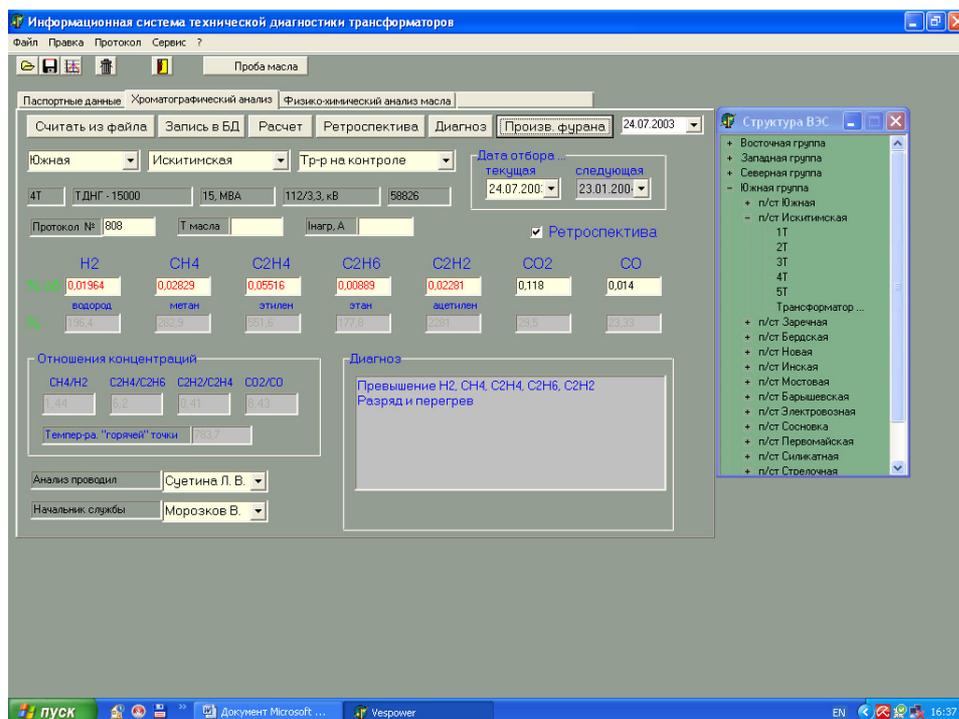


Рисунок 6.15 – Отображение протокола ХАРГ конкретного СТ.

относительных скоростей изменений концентраций, %мес.). Если концентрация какого-либо диагностического газа превышает предельное нормативное значение  $A_i > A_{i_{гр}}$ , в соответствующем окне обеспечивается ее подсветка красным цветом. Управление формированием и выдачей заключения по ХАРГ в соответствии с критериями [35] производится нажатием вкладки «Ретроспектива». При этом происходит обращение к базе данных, определяется дата интересующего протокола и его содержимое высвечивается в соответствующих окнах. Одновременно активируется вкладка «Расчет», нажатие которой запускает определение расчетных значений параметров с их отображением. После этого активируется вкладка «Диагноз», нажатие которой обеспечивает формирование и отображение в соответствующем окне словесного заключения об отсутствии/наличии дефекта, прогнозируемом виде дефекта и степени его опасности в терминах [35]. При необходимости рассмотреть ретроспективу ХАРГ СТ за определенный период эксплуатации выбирается окно «Ретроспектива» рисунок 6.16, в котором кроме табличной формы отображения данных(дата,

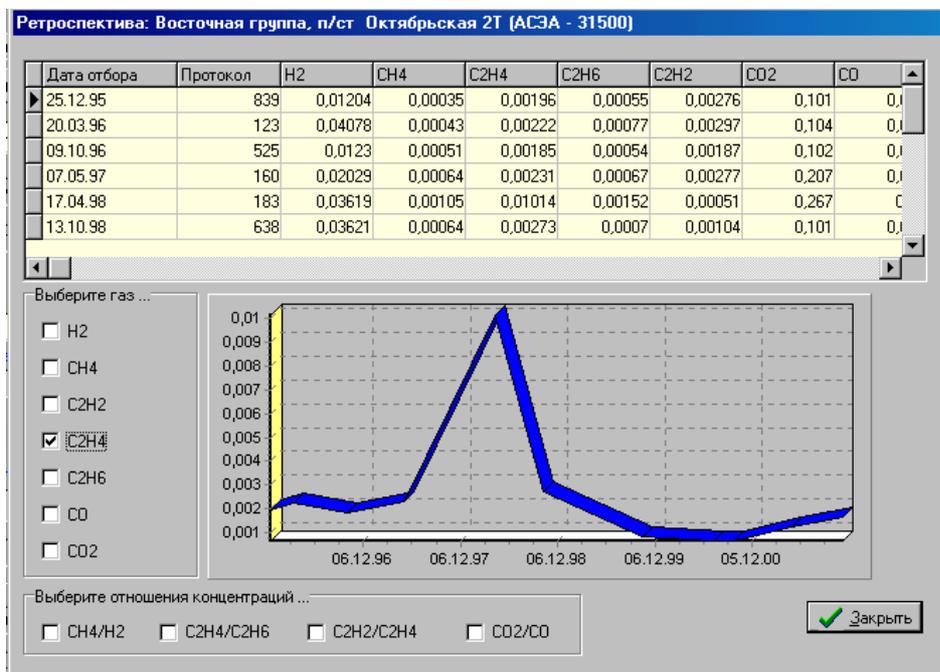


Рисунок 6.16 – Отображение ретроспективы ХАРГ СТ.

номер и содержание протокола ХАРГ) предусмотрена графическая интерпретация по каждому единичному газу и отношениям пар характерных

газов. Оценка состояния СТ по результатам анализа масла на содержание фурановых производных выполняется нажатием вкладки «Фурановые производные». При этом отображается (рисунок 6.17) дата, номер и содержание протокола анализа, а также словесное заключение, сформированное в соответствии с требованиями [35]. Для расширения экспертно-диагностических возможностей «WESPower» предусмотрен блок «Статистика», обращение к которому выполняется нажатием одноименной вкладки всплывающего меню «Протокол» в верхней командной строке главного окна программы. Запуск блока «Статистика» обеспечивает:

- формирование выборок вариант, в качестве которых фигурируют абсолютные концентрации диагностических газов  $A_i$  ( $i = \overline{1,7}$ ), по заранее заданным условиям (типу объекта – СТ, АТ; номинальным значениям напряжений и мощности; срокам службы);

Показатель качества масла	Допустимое значение	Результат анализа
Содержание фурановых производных, % массы	не более 0,0015	0,000002
В том числе фурфурола, % массы	не более 0,001	0,000002

**Заключение**

По перечисленным параметрам масло удовлетворяет требованиям РД 34.45 - 51.300 - 97. "Объем и нормы испытаний электрооборудования".

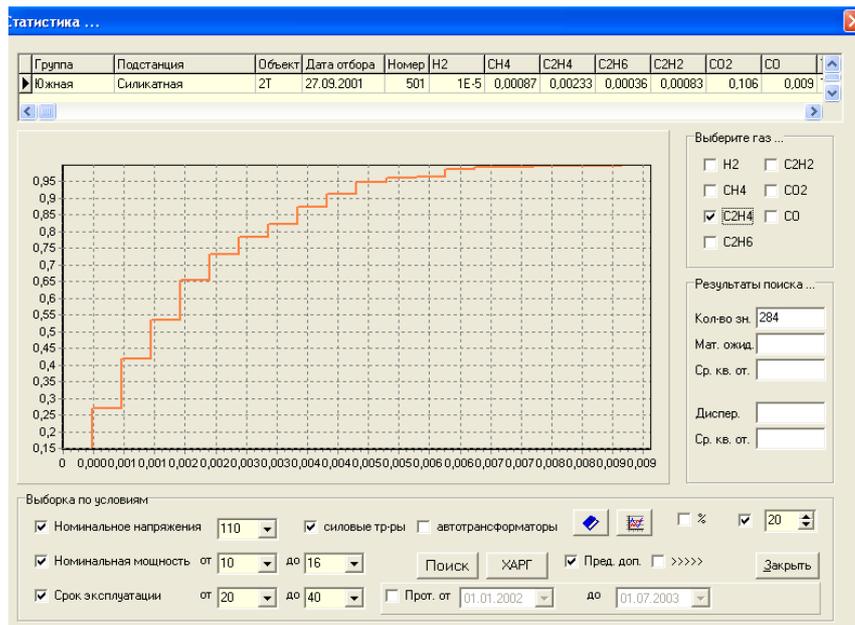
Начальник службы: Демянчук В. М.  
 Анализ проводил: Корсакова О. Б.

Buttons: Запись в БД, Закрыть

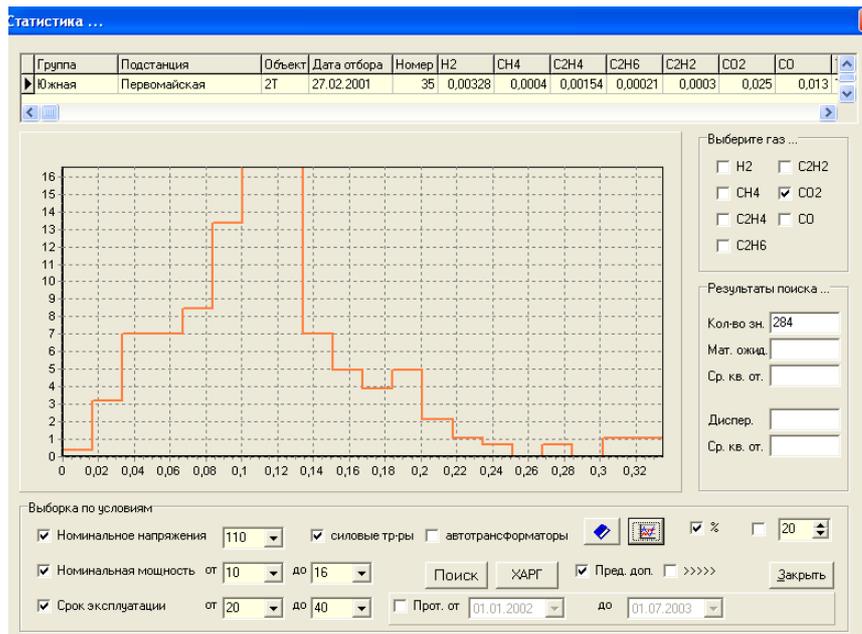
Рисунок 6.17 – Отображение результатов оценки состояния СТ по анализу масла на содержание фурановых производных.

- Вычисление числовых характеристик (математического ожидания и среднеквадратического отклонения) дискретной случайной величины  $A_i$  ( $i = \overline{1,7}$ );
- Расчет и графическое отображение интегральной функции и гистограммы частот статистического распределения случайной величины.

Расширение возможностей программного комплекса «WESPower» с применением блока «Статистика» обеспечивает решение таких важных для достоверной идентификации состояния СТ задач, как уточнение значений граничных концентраций диагностических газов по методике [35] или проверку закона распределения случайной величины. На рисунке 6.18 показано рабочее окно блока «Статистика» с отображением параметров статистических распределений диагностических газов.



а) определение интегральной функции распределения  $C_2H_4$  СТ 110 кВ



б) определение гистограммы частот распределения  $CO_2$  СТ 110 кВ

Рисунок 6.18 – Рабочее окно блока «Статистика».

### **6.3 Разработка интеллектуального инструментария для адаптивной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации оборудования (на примере МНТО)**

#### **➤ *Модели и алгоритмы адаптивной идентификации дефектов в МНТО***

Важнейшим направлением модернизации и инновационного развития электроэнергетики является реализация концепции *Smart Grid* с созданием активно-адаптивных электрических сетей (ААС). Функционально ААС предназначены для осуществления в режиме on-line мониторинга, самодиагностики и управления, направленных на повышение надежности и экономичности электроснабжения потребителей. ААС требует разработки и внедрения целого комплекса инновационного оборудования и технологий, интегрированных в единую информационную среду на базе цифрового стандарта данных. К таким технологиям принадлежит и интеллектуальная диагностика оборудования, использующая адаптивные модели и алгоритмы преобразования и интерпретации результатов измерений (в том числе в режиме on-line мониторинга).

Не затрагивая информационного и аппаратного аспектов задачи, сосредоточим внимание главным образом на возможностях построения адаптивных моделей и алгоритмов для идентификации состояний МНТО с применением аппарата искусственных нейронных сетей (ИНС). Разработка моделей идентификации входных наблюдений на основе нейронных сетей сопряжена с выбором архитектуры сети, количества слоев и входов, определением вида функции активации, пр. Следует отметить, что в настоящее время не существует объективных критериев для сравнительного анализа различных по сложности ИНС применительно к решению конкретной задачи. В ряде случаев сравнительный выбор модели может быть осуществлен, например, по скорости обучения (количеству итераций), либо по величине ошибки классификации входных наблюдений [107].

Одним из индикаторов отсутствия (наличия) развивающихся дефектов СТ в соответствии с [35] является величина концентрации  $A_i$  ( $i = \overline{1,7}$ ) растворенных в масле газов ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ). В системе диагностического мониторинга измеренные концентрации газов служат входами решающего правила. Формирование оценки об отсутствии или наличии развивающегося дефекта СТ осуществляется с помощью признака

$$G(A) = \frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{\sum_{i=1}^n a_i} \quad (n = 7)$$

и его граничного значения  $G_{гр}$ , определяемого статистически (раздел 2.4 диссертации). Здесь:  $a_i = A_i / A_{igr}$  – относительная концентрация  $i$ -го газа в газовой смеси, выделенной из пробы масла. Отнесение СТ к классу нормально работающих (бездефектных) состояний производится по соотношению  $G(A) < G_{гр}$ . Для повышения достоверности оценки в главе 2 диссертации разработана методика, обеспечивающая корректировку значений  $G_{гр}$  в зависимости от номинальной мощности ( $S_{ном}$ ), текущей загрузки ( $K_3$ ) и срока службы ( $T_{сл}$ ) трансформатора. В случае  $G(A) > G_{гр}$  дополнительно требуется определение вида дефекта, то есть отнесение текущего состояния СТ к одному из возможных классов:  $П_{21}$  – «разряд»,  $П_{22}$  – «перегрев»,  $П_{23}$  – «разряд и перегрев». Простейшей моделью ИНС, используемой для оценки состояния СТ по концентрациям растворенных в масле газов, является однослойный перцептрон Мак Каллока-Питца [107]. К недостаткам модели однослойного перцептрона относится ее линейный характер и дихотомия распознаваемых классов. Указанные недостатки затрудняют ее применение в задачах классификации с количеством возможных классов более двух. Несмотря на это обстоятельство, в диссертации в качестве базового инструментария разработана модель ИНС на основе однослойного перцептрона и доказано ее преимущество для решения ряда задач идентификации. Однослойный перцептрон представляет собой простейшую форму ИНС, предназначенную

для классификации линейно разделимых сигналов. Его структура состоит из одного нейрона с настраиваемыми синаптическими весами и порогом. Персептрон, построенный на одном нейроне, ограничен выполнением дихотомической задачи, то есть разделения пространства состояний только на два класса [107]. Нейронная модель строится из линейного сумматора и ограничителя, реализованного в виде пороговой функции вычислительного знака (рисунок 6.19).

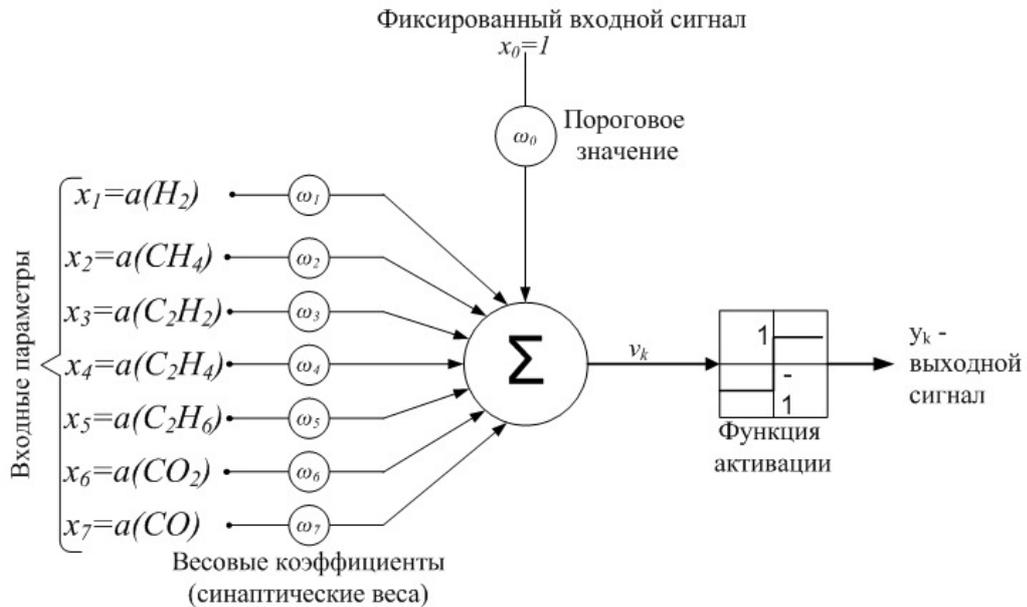


Рисунок 6.19 – Модель однослойной ИНС для идентификации вида дефектов СТ.

Суммирующий узел вычисляет линейную комбинацию входных сигналов, поступающих на синапсы с учетом внешнего возмущения (порога). Полученный сигнал с выхода сумматора передается на узел ограничителя. Таким образом, выход нейрона принимает значение +1, если сигнал на выходе сумматора положителен, и -1, если сигнал отрицателен. С помощью представленной модели однослойного персептрона, реализована идея решения задачи по распознаванию отсутствия (наличия) дефекта СТ. Следует отметить, что модель однослойного персептрона, в отличие от байесовского решающего правила, не ограничивает количество входных наблюдений (измеряемых параметров). Это является несомненным ее достоинством с точки зрения мониторинга и диагностики состояния СТ. Входными

сигналами представленной модели являются измеряемые концентрации семи диагностических газов  $X = [x_1, x_2, \dots, x_7]^T$ , а в качестве функции активации принята функция единичного скачка. Выходной сигнал  $y_k$  формирует заключение о наличии или отсутствии дефекта. Синаптические веса персептрона  $(\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_7)$  настраиваются итеративным методом, методом коррекции ошибок на выходе. В модели (рис.6.18.), порог  $b(n)$  рассматривается как синаптический вес связи с фиксированным входным сигналом  $+1$ . Здесь  $X(n) = [+1, x_1(n), x_2(n), \dots, x_7(n)]^T$  – входной вектор размерности 8,  $n$  – номер итерации,  $\omega(n) = [b(n), \omega_1(n), \omega_2(n), \dots, \omega_7(n)]$  – вектор весовых коэффициентов. Выход линейного сумматора записывается в следующем виде:

$$v(n) = \sum_{i=0}^7 \omega_i(n) \cdot x_i(n) = \omega^T(n) \cdot X(n) \quad (6.1)$$

где  $\omega_0(n)$  – пороговое значение  $b(n)$ . При фиксированном значении  $n$  уравнение  $\omega^T(n) \cdot X(n)$  в 7-ми мерном пространстве с координатами  $x_1, x_2, \dots, x_7$  определяет гиперповерхность, которая является границей раздела для двух различных классов входных сигналов. В этом случае экспертная оценка состояния СТ выполняется следующим образом:

если  $\omega^T(n) \cdot X(n) > +1$ , то прогнозируется дефект класса  $\Pi_{21}$ ,

если  $\omega^T(n) \cdot X(n) \leq -1$ , то прогнозируется дефект класса  $\Pi_{22}$ ,

если  $-1 < \omega^T(n) \cdot X(n) \leq +1$ , то прогнозируется отсутствие дефекта.

В состав исследуемой информации входят 1340 протоколов измеренных концентраций газов, растворенных в масле СТ 110 кВ филиала «Восточные электрические сети ОАО «РЭС». Для обучения однослойной ИНС было отобрано 100 протоколов ХАРГ (обучающая выборка), по результатам которых, в 50% случаев в СТ по критериям [35] прогнозировался развивающийся дефект, а в других 50% дефект отсутствовал. Начальные

значения всех весов полагались случайными величинами. В процессе обучения последовательно на входы персептрона подавались обучающие сигналы. В итоге получена матрица синаптических весов  $\omega^T(n) = [0.426, 1.003, -0.460, -1.900, -2.133, 1.262, 0.024, 0.132]^T$ .

Обученная таким образом модель однослойного персептрона позволяет классифицировать состояние СТ для любого вектора измеренных концентраций газов в тестовой выборке. Отмечено, что практически во всех случаях модель ИНС дает большую достоверность идентификации дефектных СТ, чем Байесовский классификатор и, тем более, критерии [35]. Для иллюстрации возможностей полученной модели, рассмотрим пример, приведенный в таблице 6.1, где представлены протоколы ХАРГ по одному из трансформаторов исследуемой группы.

Таблица 6.1 – Протоколы ХАРГ СТ 110 кВ с прогнозируемыми по [12] дефектами

№ протокола ХАРГ	1	2
Трансформатор	1Т, п/с «Мясокомбинатская», ТДТН-25000/110	
Дата первого анализа	04.04.2002	14.05.1997
Превышение граничной концентрации, %об	$C_2H_4=0,0105$	$C_2H_4=0,017$
Группа дефекта	Перегрев	Перегрев
Дата повторного анализа	20.08.2002	23.04.1998
Превышение граничной концентрации, %об	Отсутствует	$C_2H_4=0,0177$
Группа дефекта	Дефект отсутствует	Перегрев

В обоих протоколах отмечено превышение граничной концентрации этилена  $C_2H_4$ , что соответствует дефекту вида «перегрев». В обоих случаях трансформатор было рекомендовано поставить на контроль с последующим повторным отбором пробы масла на ХАРГ. Результаты повторного ХАРГ различны. В первом случае они не подтвердили наличия дефекта, а во втором подтвердились признаки развивающегося дефекта «перегрев». При подстановке в обученную модель однослойной ИНС результатов первого

измерения  $X^T = [0.00091, 0.00027, 0.01059, 0.00021, 0.00069, 0.192, 0.047]^T$  на выходе персептрона получен сигнал  $y_k = 0,418$ , что характеризует бездефектное состояние СТ. Во втором случае и критерии [35], и модель ИНС прогнозируют наличие развивающегося дефекта вида «перегрев», и это подтверждают результаты повторного ХАРГ.

Задача распознавания вида дефекта, также может быть решена с применением разработанной модели однослойного персептрона. Персептрон разделяет  $N$ -мерное пространство входных признаков  $x_i, i = \overline{1, N}$  на два полупространства  $(N-1)$ -мерной гиперплоскостью, задаваемой уравнением

$$\sum_{i=1}^N \omega_i \cdot x_i - v = 0 \quad (6.2)$$

В качестве входных сигналов модели использованы логарифмы отношений концентраций пар характерных газов:

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

Выходным сигналом модели служила информация о виде дефекта в СТ («разряд», «перегрев», «разряд и перегрев»).

Гиперплоскость (6.2) или многомерное решающее правило при  $N = 2$  вырождается в уравнение прямой линии:

$$\omega_1 \cdot x_1 + \omega_2 \cdot x_2 - v = 0. \quad (6.3)$$

Для обучения модели идентификации вида дефекта, были сформированы три обучающие выборки по 30 протоколов ХАРГ для каждой группы дефектов. На рисунке 6.20 приведена графическая интерпретация идентификации вида дефектов по модели (6.3) с построением решающего правила. Здесь прозрачными фигурами изображены входы модели, соответствующие обучающей выборке, а заштрихованная точка отражает результат распознавания вида дефекта для № 2 протокола ХАРГ СТ по таблице 6.1.

Многослойные ИНС позволяют расширить возможности экспертной оценки состояния СТ за счет учета нелинейных зависимостей между входными и выходными параметрами модели.

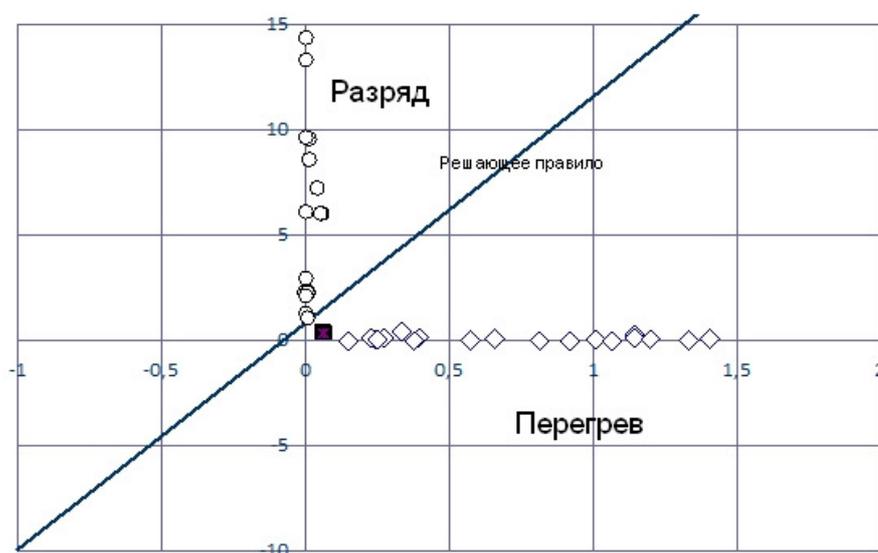


Рисунок 6.20 – Идентификация вида дефекта по модели однослойного персептрона

Выбор оптимальной архитектуры многослойной сети связан с подбором количества входов и выходов, количества нейронов и скрытых слоев, вида нелинейной функции активации, определения объема обучающей выборки [107]. При условии успешного преодоления указанных сложностей удастся построить вполне эффективную многослойную нейронную сеть, обеспечивающую минимум среднеквадратичной ошибки распознавания. С помощью многослойного персептрона появляется возможность решения комплексной задачи по одновременному распознаванию отсутствия или наличия развивающегося дефекта в СТ и уточнению его вида по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов (ХАРГ). В отличие от байесовского классификатора ИНС представляет собой непараметрическую модель идентификации. Данное свойство расширяет область эффективного применения модели ИНС для построения решающих правил, так как допускает работу со случайными входными сигналами, имеющими несимметричные и (или) не подчиненные нормальному закону распределения. Кроме этого имеется возможность учета неограниченного

количества входных сигналов (измеряемых параметров), что особенно важно с точки зрения оценки состояния СТ в режиме диагностического мониторинга. В проведенных исследованиях участвовала исходная информация из 1340 протоколов ХАРГ 98-ми СТ 110 кВ ОАО «РЭС». Исследования и вычислительные эксперименты с многослойными ИНС прямого распространения позволили сформировать оптимальную конфигурацию нейронной сети (рисунок 6.21) для решения указанной комплексной задачи распознавания. Для этого в качестве функции активации принята функция гиперболического тангенса. Именно она приводит к обеспечению наименьшей среднеквадратической ошибки аппроксимации. В качестве метода обучения в работе использован метод Левенберга-Марквардта [107], хорошо зарекомендовавший себя применительно к многослойным ИНС обратного распространения. Кодирование сигналов выходного слоя полученной модели производилось по критериям [35] и представлено в таблице 6.2. Обучение модели выполнялось на выборке из 393 протоколов ХАРГ, в состав которых входили 100 протоколов с отсутствием дефектов и 293 протокола с явными признаками развивающихся дефектов различных видов.

Таблица 6.2 – Кодировка сигналов выходного слоя ИНС 7-14-10-4

Возможные комбинации	Выходной нейрон 1	Выходной нейрон 2	Выходной нейрон 3	Выходной нейрон 4
Норма (дефект отсутствует)	-1	-1	-1	-1
Отклонение от нормы (наличие дефекта)	1	-1	-1	-1
Дефект вида «разряд»	1	1	-1	-1
Дефект вида «перегрев»	1	-1	1	-1
Дефект вида «разряд и перегрев»	1	-1	-1	1

Достоверность полученной многослойной сети проверялась на тестовой выборке, содержащей 455 протоколов ХАРГ исследуемой группы СТ.

Максимальная ошибка распознавания вида развивающегося дефекта составляет 5,05 %. Это подтверждает достаточно высокое качество полученной модели многослойной ИНС.

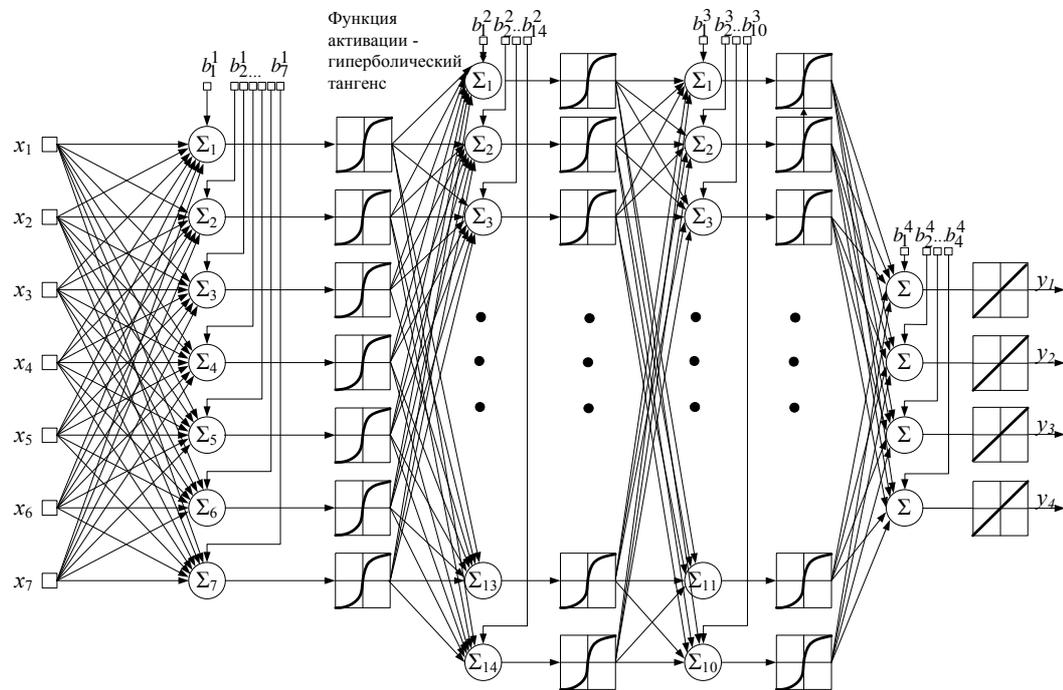


Рисунок 6.21 – Модель многослойной ИНС в конфигурации 7-14-10-4.

Разработанная модель (рисунок 6.21) реализована в виде алгоритма, позволяющего в полной мере использовать ее адаптационные возможности. Алгоритм ориентирован на применение в автоматизированных системах диагностического мониторинга СТ, устанавливаемых на подстанциях ААС и интегрированных в единую систему управления технологическими процессами (рисунок 6.22).

Структура разработанного алгоритма включает две взаимосвязанные ветви. Левая ветвь (красный пунктир) формирует нейронную сеть на начальном этапе применения и настраивает ее на индивидуальные особенности контролируемого объекта. Функционирование правой ветви алгоритма (синий пунктир) связано с формированием экспертной оценки состояния СТ, контролем погрешности и запуском при необходимости процедуры переобучения и пересчета параметров модели ИНС. Представленный алгоритм пригоден для идентификации состояния не только

МНТО, длительно находившегося в эксплуатации, но и вновь вводимого в работу, не имеющего собственной истории измерений. Такая возможность обусловлена особенностями процедуры обучения ИНС. Дело в том, что для ее успешного запуска вполне достаточно небольшой стартовой выборки данных (объемом не более 100 измерений), содержащих не обязательно одинаковое количество измерений в разных классах состояний СТ. Стартовая выборка данных может быть сформирована, например, на основе ретроспективы протоколов ХАРГ однотипного маслонаполненного трансформаторного оборудования, эксплуатируемого в одинаковых условиях. Ядром алгоритма служит блок обучения (переобучения) и настройки ИНС (зеленый пунктир). Указанный блок концентрирует интеллектуальные и адаптационные свойства разработанной модели, реализует вычислительные преимущества аппарата ИНС, претендующих составить основу разработки подсистем интеллектуальной диагностики в активно-адаптивной электрической сети [96].

➤ ***Нечетко-множественные модели и алгоритмы принятия экспертных решений по эксплуатации МНТО в условиях неопределенности***

Значительная часть электрооборудования подстанций, включая силовые трансформаторы, эксплуатируется по фактическому состоянию. Это определяет необходимость и целесообразность их вывода в ремонт по результатам диагностической оценки. Оценка состояния МНТО выполняется с применением периодического или on-line контроля и направлена на идентификацию «критических» дефектов, наличие которых свидетельствует о большом риске отказа при дальнейшей эксплуатации. В соответствии с действующими нормами [20] оценка состояния СТ производится комплексно по результатам диагностирования каждого из элементов конструкции (обмотки, магнитопровод, система охлаждения, вводы, РПН, трансформаторное масло и др.) с применением утвержденных методов. При этом для каждого элемента конструкции и метода диагностирования определяются признаки, по значениям которых фактическое состояние СТ

относится к определенному классу. Совпадение оценок по двум и более методам повышает уверенность в принятии решений.



Рисунок 6.22 – Алгоритм адаптивной идентификации дефектов в МНТО на основе модели многослойной ИНС.

В целом ситуация принятия решений о выводе в ремонт СТ характеризуется высокой степенью неопределенности и, как следствие, нежелательными исходами и убытками, что и составляет понятие «риск» [168]. На этапе постановки диагноза неопределенность обусловлена различием состава диагностических измерений и достоверностью их интерпретации. Неопределенность диагноза приходится компенсировать

проведением повторных измерений для подтверждения полученных ранее результатов. Это создает ситуацию отложенного решения и снижает эксплуатационную надежность оборудования. При прогнозировании в СТ дефекта высокой силы проявления подобная ситуация становится недопустимой. На этапе выбора рассматриваемых альтернатив неопределенность вызвана различием предпочтений в определении критерия (цели) управления состоянием СТ.

Для принятия решений по эксплуатации МНТО в условиях неопределенности требуется разработка моделей, позволяющих реализовать некоторый компромисс между точностью диагностических оценок и определенностью воздействий, направленных на снижение риска отказа СТ. Универсальным инструментом разработки подобного класса моделей служит теория нечетких множеств и нечеткой логики [177].

Формализация задачи принятия решений о выводе СТ в ремонт по фактическому состоянию с применением аппарата теории нечетких множеств и нечеткого логического вывода выглядит следующим образом. Пусть  $x_i$  – контролируемые параметры (признаки), характеризующие состояние СТ по одному из методов диагностирования ( $i = \overline{1, n}$ ). Так, например, по методу хроматографического анализа растворенных газов в масле СТ в качестве признаков идентификации состояния эффективны: нелинейная дискриминантная функция вектора относительных концентраций

диагностических газов  $x_1 = \sum_{i=1}^n a_i^2 / \sum_{i=1}^n a_i$ , о.е., а также максимальная

относительная скорость концентрации  $i$ -го характерного газа  $x_2 = \max(V_{\text{отн } i})$ , %мес. Пусть  $D(x_i)$  – область определения входных параметров модели  $x_i = \{x_1, x_2\}$ , несчетное множество точек оси

действительных чисел. Зададим входную лингвистическую переменную «Уровень параметра» с обозначением нечетких подмножеств множества  $D(x_i)$ : «Высокий», «Средний», «Низкий». В качестве выходного параметра

модели ( $y$ ) введем лингвистическую переменную «Состояние СТ» либо «Степень риска отказа», взаимно-однозначное соответствие между которыми и принимаемым эксплуатационным решением устанавливает таблица 6.3.

Параметрическое описание нечетких подмножеств выполняется при помощи построения соответствующих функций принадлежности  $\mu_{x_i}$  для каждого из термов лингвистической переменной. Существующие методы построения функций принадлежности базируются на использовании экспертной информации. В качестве таковой могут применяться нормативы предельно-допустимых значений на изменение контролируемого параметра, либо результаты его статистического распределения. В ряде случаев применяется непосредственное задание функции принадлежности таблицей, графиком или формулой [177].

Таблица 6.3 – Соответствие между лингвистическими терминами и экспертными решениями

«Состояние СТ»	«Степень риска отказа»	Решение по эксплуатации СТ
Норма	Несущественная (НС)	Эксплуатация без ограничений
Норма с отклонениями	Низкая (Н)	Учащенный контроль
Норма со значительными отклонениями	Средняя (С)	Дополнительные обследования
Ухудшенное	Высокая (В)	Эксплуатация с ограничениями, планирование ремонта
Предельное	Наивысшая (НВ)	Немедленный вывод из работы

На рисунке 6.23 изображены функции принадлежности лингвистических переменных, полученные с применением вышеуказанных методов. Формализация процессов принятия решений в условиях неопределенности, как правило, сводится к применению одного из алгоритмов нечеткого логического вывода [177]. Наиболее популярный в

технических задачах алгоритм Мамдани содержит следующие основные этапы: формирование базы правил, фаззификация входных параметров, агрегирование, активизация подзаключений в нечетких правилах продукций, аккумуляция, дефаззификация. Опуская математические подробности теории нечетких множеств, рассмотрим особенности перечисленных этапов нечеткого логического вывода применительно к формируемой модели принятия решений о выводе СТ в ремонт по фактическому состоянию.

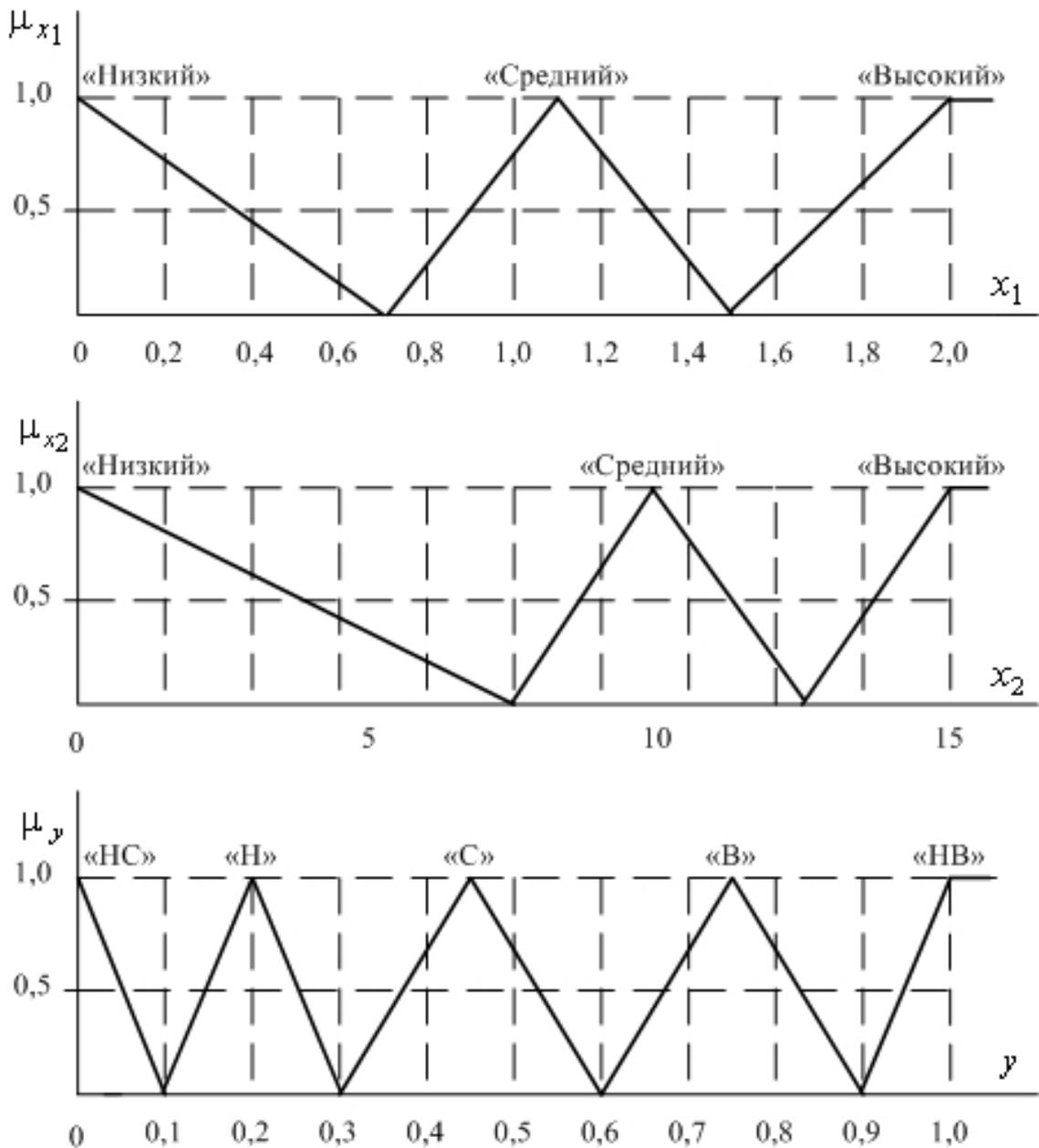


Рисунок 6.23. Функции принадлежности лингвистических переменных.

Модель состоит из трех параметров,  $x_1$  и  $x_2$  - входные переменные,  $y$  - выходная переменная. Для каждой из переменных определены

лингвистически задаваемые терм множества и построены соответствующие им функции принадлежности. Задачей нечеткого вывода в данном случае является определение числового значения выходной переменной  $y$ .

**Формирование базы правил** заключается в представлении экспертных знаний в области диагностирования СТ по ХАРГ в следующем виде:

1. ЕСЛИ  $x_1$  «Низкий», ТО  $y$  «Несущественная»
2. ЕСЛИ  $x_1$  «Средний» И  $x_2$  «Низкий», ТО  $y$  «Низкая»
3. ЕСЛИ  $x_1$  «Средний» И  $x_2$  «Средний», ТО  $y$  «Средняя»
4. ЕСЛИ  $x_1$  «Высокий» И  $x_2$  «Низкий», ТО  $y$  «Средняя»
5. ЕСЛИ  $x_1$  «Средний» И  $x_2$  «Высокий», ТО  $y$  «Высокая»
6. ЕСЛИ  $x_1$  «Высокий» И  $x_2$  «Средний», ТО  $y$  «Высокая»
7. ЕСЛИ  $x_1$  «Высокий» И  $x_2$  «Высокий», ТО  $y$  «Наивысшая».

**Фаззификация входных параметров** состоит в определении числовых значений функций принадлежности  $\mu_{x_1}$  и  $\mu_{x_2}$  по значениям  $x_1$  и  $x_2$ , полученным в результате диагностирования СТ по методу ХАРГ. Содержание этапа иллюстрирует рассмотренный в [178] пример идентификации дефектов в трансформаторе ТДТН-31500/110 п/с «Текстильная». В таблице 6.4 приведены значения входных параметров системы нечеткого вывода, рассчитанные по протоколам ХАРГ СТ и соответствующие им значения функций принадлежности для каждого из термов заданной лингвистической переменной.

**Агрегирование** представляет собой процедуру определения степени истинности подусловий по каждому из правил системы нечеткого вывода.

**Активизация** заключается в нахождении степени истинности каждого из подзаключений правил нечетких продукций по известным значениям истинности всех условий системы нечеткого вывода. На данном этапе путем отсечения по высоте функции принадлежности выходного терм множества по каждому из приведенных правил продукций, используя оператор  $\min$

(нечеткая конъюнкция «И»), получаем соответствующие нечеткие подмножества.

**Аккумуляция подзаключений** – это процедура нахождения итоговой функции принадлежности нечеткого множества выходной лингвистической переменной одновременно для всех правил продукций с использованием оператора max – объединения нечетких множеств.

Таблица 6.4 – Параметры системы нечеткого вывода.

Дата ХАРГ	$x_1$ (о.е.)	$x_2$ (%мес.)	«Высокий»		«Средний»		«Низкий»	
			$\mu_{x_1}$	$\mu_{x_2}$	$\mu_{x_1}$	$\mu_{x_2}$	$\mu_{x_1}$	$\mu_{x_2}$
19.11.1999	0,87	162	0	1	0,42	0	0	0
09.10.2002	3,6	11	1	0	0	0,85	0	0
08.04.2003	8,2	34	1	1	0	1	0	0
15.10.2003	4,1	0	1	0	0	0	0	1

В таблице 6.5 содержится результат совместного выполнения процедур агрегирования и активизации подзаключений по каждому из правил продукций для всех протоколов ХАРГ СТ рассматриваемого примера (таблица 6.4).

Таблица 6.5 – Аккумуляция заключений для правил системы нечеткого вывода.

Номер правила продукций	1	2	3	4	5	6	7
Значения истинности подзаключений для каждого из протоколов ХАРГ СТ	0	0	0	0	0,42	0	0
	0	0	0	0	0	0,85	0
	0	0	0	0	0	0	1
	0	0	0	1	0	0	0

**Дефазификация** (приведение к четкости) выходной лингвистической переменной использует результат аккумуляции подзаключений для получения количественного значения выходного параметра  $y$ . Расчеты могут быть выполнены по одной из специальных формул, например,

формуле «центра тяжести» [177]:

$$y_R = \frac{\int_{\min}^{\max} y \cdot \mu(y) \cdot dy}{\int_{\min}^{\max} \mu(y) \cdot dy},$$

где:  $y_R$  - результат дефаззификации (абсцисса центра тяжести площади графика итоговой функции принадлежности выходной переменной);  $y$  и  $\mu(y)$  - нечеткое множество выходной лингвистической переменной после этапа аккумуляции и ее функция принадлежности;  $\min$ ,  $\max$  - левая и правая границы интервала носителя нечеткого множества  $y$ . Следует отметить, что в ряде случаев процедура дефаззификации не имеет особой значимости. Так для рассмотренного примера итоговая функция принадлежности относится только к одному из термов выходной лингвистической переменной. Это позволяет получить экспертное решение уже на этапе аккумуляции подзаключений, минуя вычисление  $y_R$ . Применение разработанной нечетко-множественной модели и алгоритма принятия решений по эксплуатации СТ в случае ТДТН-31500/110 п/с «Текстильная», позволяет получить следующие экспертные решения: 19.11.1999 и 09.10.2002 – «Эксплуатация с ограничениями, планирование ремонта»; 08.04.2003 – «Немедленный вывод из работы»; 15.10.2003 (после дегазации масла) – «Дополнительные обследования». Во всех рассмотренных случаях полученные рекомендации согласуются с заключениями штатной системы диагностического контроля МНТО 110 кВ, что подтверждает адекватность и достаточную степень достоверности разработанной нечетко-множественной модели экспертных решений.

#### 6.4 Разработка функционально–алгоритмической поддержки мониторинга, анализа и управления эксплуатационной надежностью электрической сети

одним из способов повышения эффективности эксплуатации распределительной электрической сети как компонента Smart Grid является мониторинг аварийных отключений оборудования с возможностью аналитической обработки данных, определением вероятностных характеристик отказов и оценкой показателей эксплуатационной надежности. Наряду с информацией о составе, режимах работы, сроках службы электросетевых объектов, результатах их диагностического контроля и плановых мероприятий ТОиР данные мониторинга аварийных отключений оборудования и количественной оценки надежности сети могут служить основой для решения тактических и стратегических задач эксплуатации.

В условиях перехода к концепции активно-адаптивной электрической сети нового поколения указанные задачи приобретают особую актуальность, как и подсистема поддержки их решения. Функциональная структура такой подсистемы базируется на трех основных элементах: блок мониторинга, аналитический блок и блок управления (рисунок 6.24).



Рисунок 6.24 – Структура подсистемы мониторинга, анализа и управления эксплуатационной надежностью электрической сети.

Каждый функциональный элемент подсистемы объединяет решение комплекса задач в рамках указанного процесса (таблица 6.6).

Таблица 6.6 – Комплекс задач мониторинга, анализа и управления эксплуатационной надежностью электрической сети

Блок мониторинга	Расчетно-аналитический блок	Блок управления
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Фиксация аварийных отключений (отказов) элементов электрической сети;</li> <li>• Ранжирование отказов по частоте возникновения, причине, типу элемента, району электрической сети, классу номинального напряжения, продолжительности, тяжести последствий;</li> <li>• Формирование статистических выборок.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Моделирование и анализ случайных процессов;</li> <li>• Оценка вероятностных характеристик случайных процессов в электрической сети;</li> <li>• Проверка статистических гипотез;</li> <li>• Расчеты текущих и прогнозных значений индексов надежности оборудования и сети;</li> <li>• Оценка рисков отказа элементов электрической сети;</li> <li>• Оценка эффективности управления эксплуатационной надежностью оборудования и электрической сети.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ранжирование элементов электрической сети по степени критичности к отказам;</li> <li>• Оценка оснащенности сети техническими средствами защиты и управления;</li> <li>• Выбор мероприятий по устранению доминирующих причин отказов оборудования сети;</li> <li>• Определение приоритетной очередности проведения профилактического ремонта для каждой единицы оборудования сети;</li> <li>• Формирование реалистичных сценариев профилактик на заданном горизонте планирования;</li> <li>• Оптимизация наработки между профилактиками оборудования сети;</li> <li>• Выбор оптимального сценария профилактик.</li> </ul>

Наличие рассредоточенной базы данных обеспечивает независимые процедуры формирования, хранения и использования потоков входной (БД-1) и выходной (БД-2) информации, что является необходимым условием надежного функционирования подсистемы. Актуализация решения задач мониторинга, анализа и управления эксплуатационной надежностью электрической сети, а в равной степени информационный обмен с рассредоточенной базой данных, осуществляется по разработанному алгоритму, который представлен на рисунке 6.25.

### **Выводы:**

1. Значимость разработанной в диссертации методологии в составе методов, моделей, методик оценки технического состояния, выбора и принятия решений по управлению ТОиР электросетевого оборудования на основе анализа и количественной оценки надежности подчеркивает практическую важность и необходимость ее научно-прикладного обобщения.

2. Сформулированы ключевые компоненты современной технологии эксплуатации оборудования электрических сетей, которые должны быть направлены на повышение надежности и качества электроснабжения, присоединенных к сети потребителей и включать в свой состав задачи мониторинга, идентификации и оптимизации критериев эффективности эксплуатации ЭО сетей, а также подсистемы их программно-алгоритмической поддержки.

3. В диссертации разработаны подсистема мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрических сетей, подсистема мониторинга и идентификации эксплуатационного состояния силового маслонаполненного оборудования, а также интеллектуальный инструментальный выбор и принятия решений по эксплуатации МНТО на основе ИНС и нечеткой логики, которые частично внедрены на объектах электросетевого комплекса сибирского региона.

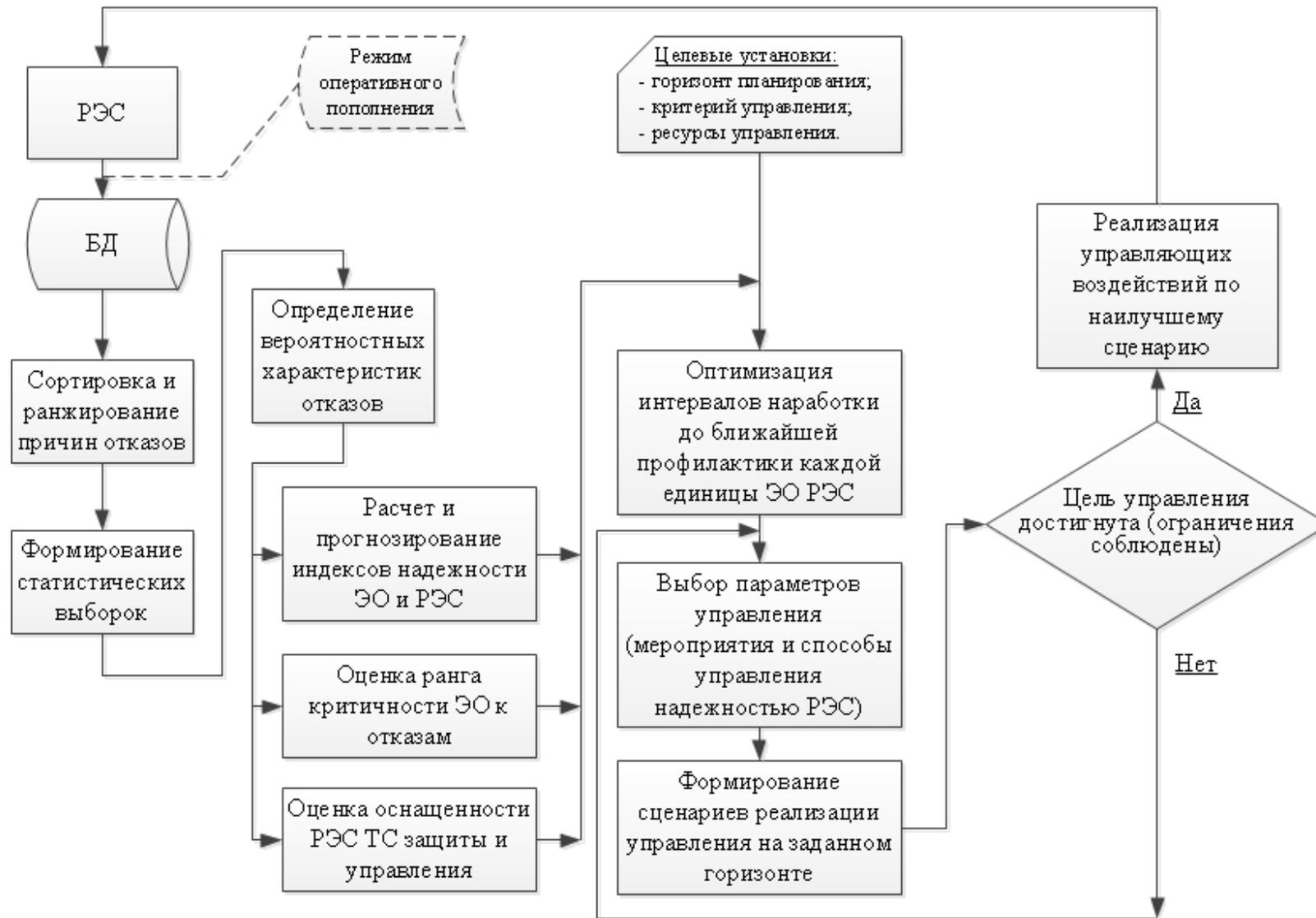


Рис.6.25. Алгоритм функционирования подсистемы мониторинга, анализа и управления эксплуатационной надежностью электрической сети.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе выполнено исследование проблем повышения эффективности управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования ЭЭС и ее объектов в рамках существующего противоречия между передовым уровнем развития информационных систем, средств измерений, диагностирования, мониторинга электрооборудования и традиционными методами математической обработки диагностической информации, выработки правил принятия решений.

Развиты и научно обоснованы концептуальные положения адаптивного управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью электрооборудования как интеллектуального процесса, обеспечивающего механизмы самообучения и самонастройки в условиях стохастической неопределенности информации. Это предполагает целостное восприятие процесса эксплуатации оборудования ЭЭС как некоторой взаимосвязанной совокупности потоков случайных однородных событий, где под событиями понимаются факты выхода одного или нескольких контролируемых параметров (признаков) за границы установленных предельных норм, а также данные типа времени жизни.

Для решения комплекса задач идентификации параметров исследуемых процессов возникновения и развития дефектов в электрооборудовании, выявления их вида и степени тяжести, оценки вероятностных характеристик неисправностей и отказов, выбора и принятия решений о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации, определения обоснованной очередности проведения профилактик оборудования для устранения опасных развивающихся дефектов и восстановления работоспособности, расчета оптимального (с точки зрения различных критериев эффективности) времени наработки оборудования на очередную профилактику потребовалась

разработка специализированных математических моделей, методик их построения и проверки адекватности, а также адаптивных алгоритмов, использующих процедуры самонастройки и самообучения.

Предложенные в диссертации методические разработки, алгоритмы и программы главным образом ориентированы на интерактивный характер адаптивного управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования, однако могут явиться основой для создания специальных утилит программного уровня АСУТП подстанций электрической сети. Методологическое единство разработанного в диссертации научного подхода достигается применением совокупности теорий принятия решений в условиях стохастической неопределенности данных, оперирующих процедурами искусственного интеллекта. Прежде всего, к ним относятся Байесовская теория принятия решений и теория управляемых Марковских (полумарковских) случайных процессов. Прикладные аспекты научно-практических разработок диссертации сконцентрированы в виде программно-алгоритмических модулей мониторинга потоков и балансов мощности, а также состояния оборудования объектов ЭЭС (линий электропередачи, подстанций, т.п.), предназначенных как для проверки достоверности предложенных моделей, так и для реализации в практику реальной эксплуатации. Полученные в работе оригинальные практические приложения и разработанный к ним инструментарий обеспечивают повышение эффективности управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования (в частности силовых трансформаторов, ВЛ, КЛ и др.), что подтверждено результатами их внедрения на объектах электрических сетей и в учебный процесс подготовки специалистов.

### **Основные научные результаты работы:**

1. Исследованы проблемы и основные направления развития российской электроэнергетики и в частности распределительного электросетевого комплекса на предстоящую перспективу до 2030 года.

Исходя из анализа стратегических целей и задач развития электросетевого комплекса, доказана неизбежность смены парадигм в условиях перехода на новую технологическую платформу – интеллектуальную энергосистему с активно-адаптивной сетью (ИЭС с ААС). Исследована эволюция и произведена классификация известных (по публикациям отечественных и зарубежных ученых) ранее разработанных методов и моделей оценки и управления техническим состоянием электрооборудования, использующих показатели и критерии надежности. Выявлены их сильные и слабые стороны. Научно обоснована необходимость создания методологии, обладающей целостностью подхода и свойствами адаптивности и управляемости в условиях стохастической неопределенности параметров частично наблюдаемых случайных процессов эксплуатации оборудования ЭЭС.

2. На основе теоретических исследований и расчетных экспериментов по реальным данным сформулированы ключевые принципы статистической идентификации контролируемых параметров (признаков) и прогнозируемых состояний оборудования (на примере МНТО). Дана оценка и практические рекомендации по достаточной представительности вариационных рядов признаков, используемых для идентификации состояния оборудования. Выполнение сформулированных принципов при достижении высокой представительности выборок данных обеспечивает необходимые и достаточные условия для повышения эффективности формирования классов состояния оборудования в пространстве диагностических признаков и их достоверного распознавания с применением Байесовского решающего правила.

3. Предложен обобщенный идентификатор состояний объекта – уникальный диагностический признак (вектор признаков), на основе которого принимается решение о принадлежности объекта к одному из возможных классов состояний, например, «норма» («норма с отклонениями», «ухудшенное», «предаварийное»). Применение обобщенного идентификатора для оценки технического состояния маслonaполненного

трансформаторного оборудования повышает оперативность и достоверность идентификации текущего состояния, а также возможность его ранжирования по факту наличия, виду и степени тяжести дефекта, что облегчает эксплуатацию и способствует экономии эксплуатационных затрат.

4. Разработан статистический метод идентификации состояний МНТО, реализующий преимущества Байесовской теории классификации и принятия решений. Теоретически обоснована адекватность разработанных моделей идентификации и методики их формирования с применением статистики хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов (ХАРГ). Целесообразность их практической реализации обоснована возможностью построения простой и эффективной процедуры принятия решений, направленных на снижение риска технологических нарушений с участием силовых трансформаторов. Разработанный комплекс методов, моделей, методик и критериев оперативной и достоверной оценки технического состояния МНТО с применением статистики ХАРГ, может служить основой для создания эффективных практических приложений, упрощающих и облегчающих выбор и принятие адекватных и обоснованных решений по условиям безаварийной эксплуатации оборудования.

5. Разработаны алгоритмы адаптивного управления техническим состоянием и эксплуатационной надежностью оборудования, реализующие процедуры искусственного интеллекта (на основе Байесовского решающего правила, многослойного персептрона ИНС, нечетких продукционных правил и нечеткого логического вывода), ориентированные на применение в АРМ эксплуатационного персонала подстанций систем диагностического мониторинга МНТО, а также в подсистемах поддержки планирования мероприятий по ТОиР электрооборудования.

6. На базе теории надежности и управляемых случайных процессов создан эффективный комплекс методов и методик моделирования и расчета показателей эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей с применением статистики аварийных отключений и результатов

диагностического контроля. Доказана целесообразность использования штатной диагностической статистики как регулярного источника информации для определения показателей эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей при его техническом обслуживании по фактическому состоянию. Разработанные модели представляют собой универсальный и эффективный инструментарий для расчета вероятностных характеристик потоков случайных событий, оценки ранга критичности к отказам оборудования, определения приоритетной очередности проведения его профилактик, оптимизации параметров технического обслуживания.

7. Прикладные научно-практические разработки в диссертации представлены программно-аналитическими модулями подсистем мониторинга потоков и балансов мощности в элементах электрических сетей, эксплуатационного состояния оборудования, а также интеллектуального инструментария для достоверной идентификации дефектов и принятия решений по эксплуатации МНТО. Некоторые из них, в частности программный комплекс мониторинга эксплуатационного состояния силовых трансформаторов (ПК МЭСТ), реализованы в практику эксплуатации реальных объектов ЭЭС и в учебный процесс НГТУ, что подтверждено соответствующими актами о внедрении.

В завершении следует отметить, что дальнейшее развитие разработок и идей диссертации будет способствовать формированию базовых компонентов новой парадигмы в управлении процессами эксплуатации оборудования ЭЭС, обеспечивающей качественно новый уровень надежности, экономичности и безопасности сетевой инфраструктуры и отвечающей всем вызовам современности.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Чернявский, Г. И. Адаптивное управление техническим состоянием и безопасностью эксплуатации сложных технических систем в условиях ресурсных ограничений [Текст] / Г. И. Чернявский // Энергосбережение. – 2006. – №2. – С. 5–7.
2. Основные положения концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью [Текст] / Р. Н. Бердников [и др.] // Энергия единой сети. – 2012. – 4 (4). С. 4–11.
3. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации [Электронный ресурс] // Распоряжение Правительства Российской Федерации. – Режим доступа : <http://government.ru/media/files/41d47c37c741bf7feb74.pdf>. – Загл. с экрана.
4. Назарычев, А. Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей [Электронный ресурс] / А. Н. Назырычев. – Режим доступа : <http://best54.ru/cms.php?type=page&id=22>. – Загл. с экрана.
5. Голубев, П. В. Без обновления сети дальше существовать не могут [Текст] / П. В. Голубев // Энергоэксперт. – 2011. – №1 (24). – С. 12–16.
6. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью [Электронный ресурс] / Р. Н. Бердников [и др.] // ВЭЛК-2011. Современные интеллектуальные электроэнергетические системы : докл. и презентации XII Всемирного электротехн. конгр. – Москва, 2012. – Режим доступа : [http://www.ruscable.ru/article/Koncepciya\\_intellektualnoj\\_elektroenergeticheskoy/](http://www.ruscable.ru/article/Koncepciya_intellektualnoj_elektroenergeticheskoy/). – Загл. с экрана.
7. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике [Текст] / Н. И. Воропай [и др.]. – Москва : Изд-во ООО ИД Энергия, 2013. – 212 с.
8. Naumann, A. Smart grid automation using IEC 61850 and CIM standards [Text] / A. Naumann [et al.] // Control Engineering Practice. – 2014. – Т. 25, № 1.

– С. 102–111.

9. Скопинцев, В. А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность. Экономичность, живучесть [Текст] / В. А. Скопинцев. – Москва : Энергоатомиздат, 2015. – 332 с.

10. РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. – Москва : Изд-во РАО ЕЭС России, 1996. – 93 с.

11. Алексеев, Б. А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / Б. А. Алексеев. – Режим доступа : <http://www.transform.ru/articles/html/06exploitation/a000042.article>. – Загл. с экрана.

12. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. СТО 56947007-29.200.10.XXX-2008 [Электронный ресурс] – Режим доступа : [http://sius-ees.ru/uploaded/document\\_files/67/sys\\_monitor.pdf](http://sius-ees.ru/uploaded/document_files/67/sys_monitor.pdf). – Загл. с экрана.

13. Давиденко, И. В. Оценка технического состояния силовых трансформаторов по результатам традиционных испытаний и измерений [Текст] : учебно-метод. пособие / И. В. Давиденко. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2015. – 96 с.

14. Давиденко, И. В. Применение методов математической статистики для получения критериев оценки состояния силовых трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов [Текст] / И. В. Давиденко, В. И. Комаров // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2003. – №1. – С. 37–41.

15. Гатауллин, А. М. Система мониторинга и диагностирования высоковольтного оборудования на основе анализа статистических параметров ЧР [Текст] / А. М. Гатауллин // Изв. вузов. Сер. Проблемы энергетики. – 2013. – № 7-8. – С. 19–26.

16. Методы статистического моделирования случайных величин по

эмпирическим распределениям [Текст] / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Изв. вузов. Сер. Проблемы энергетики. – 2008. – № 9-10. – С. 112–120.

17. Виноградова, Л. В. Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов [Текст] / Л. В. Виноградова [и др.]. – Иваново : Изд-во ИГЭУ, 2013. – 104 с.

18. Ибрагимов, И. М. Методологические основы применения технологий искусственного интеллекта в энергетике [Текст] / И. М. Ибрагимов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2008. – № 1. – С. 6–9.

19. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения [Текст]. – Москва : ФГУП Стандартиформ, 2009. – 10 с.

20. РД 34.45-51.300–97 Объем и нормы испытаний электрооборудования [Текст]. – Москва : РАО ЕЭС России, 1998. – 153 с.

21. Живодерников, С. В. Зарубежный опыт мониторинга трансформаторного оборудования [Электронный ресурс] / С. В. Живодерников, А. Г. Овсяников, В. А. Русов. – Режим доступа : [http://megaom.ucoz.ru/nornativ/vv\\_oborudovanie/statja\\_zarubezhnyj\\_opyt\\_monitoringa\\_oborudovaniya.pdf](http://megaom.ucoz.ru/nornativ/vv_oborudovanie/statja_zarubezhnyj_opyt_monitoringa_oborudovaniya.pdf). – Загл. с экрана.

22. Алексеев, А. А. Идентификация и диагностика систем [Текст] / А. А. Алексеев, Ю. А. Кораблев, М. Ю. Шестопалов. – Москва : Академия, 2009. – 352 с.

23. Айфичер, Э. С. Цифровая обработка сигналов: практический подход [Текст] / Э. С. Айфичер, Б. У. Джеввис. – Москва : Вильямс, 2004 – 992 с.

24. Дорошев, Ю. С. Инновационные технологии повышения надежности горного оборудования Дальневосточных предприятий [Электронный ресурс] / Ю. С. Дорошев, А. С. Киричук. – Режим доступа <http://www.elb.susu.ru/index.php/elb/article/viewFile/80/79>. – Загл. с экрана.

25. Русов, В. А. Диагностика дефектов вращающегося оборудования по вибрационным сигналам [Электронный ресурс] / В. А. Русов. – Режим доступа : [http://www.vibrocenter.ru/demo/vibro2012\\_cjnt.pdf](http://www.vibrocenter.ru/demo/vibro2012_cjnt.pdf). – Загл. с экрана.

26. Русов, В. А. Вибрационное обследование и диагностика состояния

трансформаторов [Электронный ресурс] / В. А. Русов, Н. Н. Софьина. – Режим доступа : <http://forca.ru/stati/podstancii/vibracionnoe-obsledovanie-i-diagnostika-sostoyaniya-transformatorov.html>. – Загл. с экрана.

27. Емельянов, В. И. Использование некоторых вибродиагностических методов в электроэнергетике [Электронный ресурс] / В. И. Емельянов. – Режим доступа : <http://www.tiees.ru/fileadmin/f/Conference/2015>. – Загл. с экрана.

28. Яковлев, А. Н. Введение в вейвлет-преобразования [Текст] : учеб. пособие / А. Н. Яковлев. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 104 с.

29. Kawada, M. Detection of Wide-band E-M Signals Emitted for Partial Discharge Occuring in GIS using Wavelet Transform [Text] / M. Kawada, A. Tungkanawanishi, Z. I. Kawasaki, K. Motsu-Ura // IEEE Trans. on Power Delivery. – 2000. – Vol. 15, № 2. – P. 25–31.

30. Slim, I. Robust Partial Discharge Measurement in MV Cable Network using Discrete Wavelet Transforms [Text] / I. Slim, J. J. Soragan, W. H. Siew, K. Sludden, P. F. Gale // Power Engineering Society Winter Meeting. – 2000. – Vol. 1. – P. 33–35.

31. Ефанов, В. Н. Количественная оценка степени развития дефектов погружного электрооборудования на основе вейвлет-преобразования сигнала вибрации [Текст] / В. Н. Ефанов, А. Н. Китабов // Electrical and data processing facilities and systems. – 2014. – Vol. 10, № 2. – P. 29–38.

32. Вейвлет-преобразования как метод диагностики энергетических машин [Текст] / А.И. Беляев [и др.] // Инженер. вестн. Дона. – 2015. – № 4. – С. 15–21.

33. МУ 0634–2006 Методические указания по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов [Текст]. – Москва : Изд-во Росэнергоатом, 2006. – 60 с.

34. Завидей, В. И. Возможности применения тепловизионного контроля для диагностики технического состояния силовых трансформаторов [Текст] / В. И. Завидей, В. И. Печенкин, С. В. Каланчин // Энергоэксперт. – 2011. –

№ 6. – С. 64–67.

35. РД 153-34.0-46.302–00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле [Текст]. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 25 с.

36. IEEE Standards C57.104-2008. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers [Text]. – 2009. – 28 p.

37. Алексеев, Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов (Основное электрооборудование в энергосистемах [Текст] : обзор отечественного и зарубежного опыта) / Б. А. Алексеев. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.

38. Duval, M. A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers [Text] / M. Duval // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2002. – Vol. 18, № 3. – P. 8–17.

39. Sherif, S. M. Ghoneim Dissolved Gas Analysis as a Diagnostic Tools for Early Detection of Transformer Faults [Text] / Ghoneim S. M. Sherif, Ward A. Sayed // Advances in Electrical Engineering Systems. – 2012. – Vol. 1, № 3. – P. 152–156.

40. Рыжкина, А. Ю. Анализ хроматографических методов диагностики маслонаполненного электрооборудования [Текст] / А. Ю. Рыжкина // Сб. науч. тр. НГТУ. – 2009. – № 2(56). – С. 147–156.

41. Давиденко, И. В. Идентификация дефектов в трансформаторах 35–500 кВ на основе АРГ [Электронный ресурс] / И.В. Давиденко. – Режим доступа : <http://www.energoboard.ru/articles/720-identifikatsiya-defektov-v-ransformatorah-35-500kv-na-osnove-arg.html>. – Загл. с экрана.

42. Захаров, А. В. Корреляционные характеристики диагностических параметров газов, растворенных в масле, при нормальном режиме работы трансформатора [Текст] / А. В. Захаров // НРЭ. – 2002. – № 1. – С. 36–40.

43. 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.
44. Левин, В. М. Идентификатор состояний маслonaполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов [Текст] / В. М. Левин // Изв. вузов. Северо-Кавказский регион. Сер. Техн. науки. – 2014. – № 5. – С. 22–26.
45. Назарычев, А. Н. Совершенствование метода хроматографической диагностики развивающихся дефектов в электрооборудовании на основе теории факторного анализа [Текст] / А. Н. Назарычев, И.Ю Зеленцов // Изв. ИГЭУ. – 2011. – Вып. 1. – С. 1–7.
46. 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.
47. Фукунага, К. Введение в статистическую теорию распознавания образов [Текст] / К. Факунага. – Москва : Наука, 1979. – 368 с.
48. Себестиан, С.Г. Процессы принятия решений при распознавании образов [Текст] / С.Г. Себестиан. – Киев : Техника, 1965. – 151 с.
49. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем [Текст] / М. Н. Розанов. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
50. Власов, А. Б. Проблемы расчета параметров надежности элементов судового электроэнергетического оборудования по данным термографической диагностики [Текст] / А. Б. Власов, А. И. Прыгунов // Вестн. МГТУ. – 2008. – Т. 11, №3. – С. 483–490.
51. Андреев, Д. А. Совершенствование методов расчета эксплуатационной надежности электрооборудования электростанций и подстанций [Текст] : автореф. дис. .... канд. техн. наук / Д. А. Андреев. – Иваново, 2006. – 21 с.
52. Биргер, И. А. Техническая диагностика [Текст] / И. А. Биргер. – Москва : Машиностроение, 1978. – 240 с.
53. Венцель, Е. С. Введение в исследование операций [Текст] / Е. С.

Венцель. – Москва : Советское радио, 1964. – 384 с.

54. Koroljuk, V. S. Semi-Markov processes and their applications [Text] / V. S. Koroljuk, A. F. Turbin. – Kiev : Naukova Dumka, 1976. – 184 p.

55. Гихман, И. И. Управляемые случайные процессы [Текст] / И. И. Гихман, А. В. Скороход. – Киев : Наукова думка, 1977. – 250 с.

56. Cartella, F. Hidden Semi-Markov Models for Predictive Maintenance [Electronic resource] / F. Cartella. – Режим доступа : <http://dx.doi.org/10.1155/2015/278120> – Загл. с экрана.

57. Barbu, V. S. Semi-Markov Chains and Hidden Semi-Markov Models toward Applications [Text] / V. S. Barbu, N. Limnios. – Springer, 2008. – 206 p.

58. ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике [Текст]. – Минск : ИПК Изд-во стандартов, 1990. – 27 с.

59. Кузьмина, Д. В. Модель расходования эксплуатационного ресурса технического устройства [Текст] / Д. В. Кузьмина // Энергетика: экология, надежность, безопасность : тр. VII Всерос. науч.-практ. семинара. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2005. – С. 60–62.

60. Барзилович, Е. Ю. Модели технического обслуживания сложных систем [Текст] : учеб. пособие / Е. Ю. Барзилович. – Москва : Высш. шк., 1982. – 231 с.

61. Назарычев, А. Н. Определение предельного времени эксплуатации электрооборудования, отработавшего установленный срок службы [Текст] / А. Н. Назарычев, Д. А. Андреев // Энергосистема: управление, качество, конкуренция : сб. докл. II Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. – Екатеринбург : Изд-во УГТУ-УПИ, 2004. – № 12(42). – С. 333–337.

62. Назарычев, А. Н. Совершенствование системы ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций с учетом технического состояния [Текст] : автореф. дис. ... д-ра техн. наук / А. Н. Назарычев. – Иваново, 2005. – 39 с.

63. Назарычев, А. Н. Обоснование сроков эксплуатации электрооборудования [Текст] / А. Н. Назарычев, А. И. Таджибаев, Д. А.

Андреев // Пром. энергетика. – 2005. – № 4. – С. 20–23.

64. Васин, В. П. Ресурс изоляции маслонаполненных трансформаторов [Текст] / В. П. Васин, А. П. Долин // Электро. – 2008. – № 3. – С. 12–17.

65. Васин, В. П. К задаче оценки остаточного ресурса силовых трансформаторов [Текст] / В. П. Васин, А. П. Долин // Новое в российской электроэнергетике. – 2008. – № 3. – С. 42–55.

66. Силовые трансформаторы. Справочная книга [Текст] / под. ред.: С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. – Москва : Энергоатомиздат, 2004. – 616 с.

67. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91) Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов [Текст]. – Минск : ИПК Изд-во стандартов, 1997. – 78 с.

68. Васин, В. П. Оценка выработанного ресурса изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов [Текст] / В. П. Васин, А. П. Долин // Электро. – 2009. – № 2. – С. 37–41.

69. Комаров, В. Б. Деградация изоляции обмоток силовых трансформаторов при длительной эксплуатации [Текст] / В. Б. Комаров, М. Ю. Львов // Новое в российской электроэнергетике. – 2002. – № 3. – С. 15–21.

70. Осотов, В. Н. Некоторые аспекты оценки остаточного ресурса силовых трансформаторов. Примеры из практики [Электронный ресурс] / В. Н. Осотов. – Режим доступа : <http://forca.ru/stati/podstancii/ostatochnyy-resurs-silovyh-transformatorov.html>. – Загл. с экрана.

71. Байхельт, Ф. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход [Текст] / Ф. Байхельт, П. Франкен. – Москва : Радио и связь, 1988. – 392 с.

72. Ершов, М. С. Модели планирования ремонтов и замен промышленного электрооборудования [Текст] / М. С. Ершов, И. В. Скреплев // Промышленная энергетика. – 2005. – № 11. – С. 46–51.

73. Gertsbakh, I Reliability Theory with Application to Preventive Maintenance [Text] / I. Gertsbakh. – Springer, 2000. – 348 с.

74. Иванова, Е. В. Планирование ремонтного обслуживания и замены оборудования электрических сетей с учетом фактора надежности [Текст] : автореф. дис. ...канд. техн. наук / Е. В. Иванова. – Екатеринбург, 2011. – 21 с.
75. Китушин, В. Г. Макродиагностика технического состояния оборудования [Текст] / В. Г. Китушин, Ф. Л. Бык, Д. Е. Шерварли // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : сб. науч. трудов. – Санкт-Петербург : Северная звезда, 2010. – Вып. 60 : Методы и средства исследования и обеспечения надежности систем энергетики / под ред.: Н. И. Воропая, А. И. Таджибаева. – С. 480–486.
76. Назарычев, А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния [Текст] / А. Н. Назарычев. – Иваново : Изд-во ИГЭУ, 2002. – 157 с.
77. Гнеденко, Б. В. Математические методы в теории надежности [Текст] / Б. В. Гнеденко, Ю. К. Беляев, А. Д. Соловьев. – Москва : Наука, 1965. – 524 с.
78. Барлоу, Р. Статистическая теория надежности и испытаний на срок службы [Текст] / Р. Барлоу, Ф Прошан. – Москва : Наука, 1983. – 397 с.
79. The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability. A Report of the Probability Application Subcommittee [Text] / J. Endrenyi [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. – 2001. – Vol. 16, № 4. – P. 638–646.
80. Anders, G. J. Innovations in Power Systems Reliability [Text] / G. J. Anders, A. Vaccaro. – Springer, 2001. – 361 p.
81. Ge, H. Maintenance Optimization for Substations with Aging Equipment: A dissertation for the degree of Phd [Text] / H. Ge. – Lincoln, Nebraska. – 2010. – 212 p.
82. Endrenyi, J. Comparison of Two Methods for Evaluating the Effects of Maintenance on Component and System Reliability [Text] / J. Endrenyi, G. J. Anders, L. Bertling // IEEE International Conference Probabilistic Methods Applied to Power Systems. – 2004. – P. 307–312.

83. Леонидова, Н. Б. Эксплуатация трансформаторов после номинального срока службы [Текст] / Н. Б. Леонидова // Энергохозяйство за рубежом : прил. к журн. Электр. станции. – 1989. – № 4. – С. 1–5.

84. Соколов, Н. В. Ранжирование состаренного парка силовых трансформаторов по техническому состоянию [Текст] / Н. В. Соколов // Материалы совместного заседания совета специалистов по диагностике силового электрооборудования при УРЦОТ и секции «Техническое обслуживание, мониторинг и диагностика электрооборудования». – Новосибирск, 2006. – С. 7–18.

85. Сидельников, Л. Г. Диагностика силовых трансформаторов без снятия рабочего напряжения [Текст] / Л. Г. Сидельников, А. М. Седулин, А. Ю. Сыкулев // Трансформаторы: эксплуатация, диагностирование, ремонт и продление срока службы. – Екатеринбург, 2010. – С. 58–64.

86. Мордкович, А. Г. О построении подсистем мониторинга, управления и диагностики оборудования подстанций сверхвысокого напряжения и их интеграции в АСУ ТП ПС [Текст] / А. Г. Мордкович, П. А. Горожанкин // Электр. станции. – 2007. – № 6. – С. 12–19.

87. СТО 56947007-29.200.10.XXX-2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://ciusees.ru/uploaded/document\\_files/67/sys\\_monitor.pdf](http://ciusees.ru/uploaded/document_files/67/sys_monitor.pdf). – Загл. с экрана.

88. Дашевский, Е. Г. Оценка экономической эффективности систем мониторинга трансформаторного оборудования, находящегося в эксплуатации длительный срок [Текст] / Е. Г. Дашевский // Изв. вузов. Сер. Электромеханика. – 2010. – № 4. – С. 45–49.

89. Женихов, М. А. Повышение эффективности диагностики электрооборудования путем применения данных автоматизированной системы диспетчерского управления [Текст] / М. А. Женихов // ЭЛЕКТРО. – 2010. – № 1. – С. 36–38.

90. Sparling B. D. Power transformer life extension through better monitoring

[Электронный ресурс] / B. D Sparlins, J. Aubin. – Режим доступа : [http://site.geenergy.com/prod\\_serv/plants\\_td/en/downloads/powergrid\\_europe07.pdf](http://site.geenergy.com/prod_serv/plants_td/en/downloads/powergrid_europe07.pdf). – Загл. с экрана.

91. Crossey J. Next generation on-line monitoring and diagnostics for power transformers [Электронный ресурс] / J. Crossey, E.A. Mackenzie. – Режим доступа : <http://www.cigre-gcc.org/wp-content/uploads/2012/10/paper-501.pdf> – Загл. с экрана.

92. Бедерак, Я. С. Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25000 кВА и выше [Электронный ресурс] / Я. С. Бедерак, Ю. Л. Богатырев. – Режим доступа : [http://www.datos.com.ua/files/pdf/principe\\_system\\_mon.pdf](http://www.datos.com.ua/files/pdf/principe_system_mon.pdf). – сЗагл. С экрана.

93. Вдовико, В. П. О стандарте организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования» [Электронный ресурс] / В. П. Вдовико. – Режим доступа : <http://www.ema.ru/press/article/id/2/> – Загл. с экрана.

94. Организация диагностического мониторинга высоковольтного оборудования. Перевод оборудования на обслуживание по техническому состоянию [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://uran.donntu.org/~masters/2014/etf/darkov/library/all\\_monitoring.pdf](http://uran.donntu.org/~masters/2014/etf/darkov/library/all_monitoring.pdf). – Загл. с экрана.

95. Русов, В. А. Организация расширенного мониторинга состояния высоковольтного оборудования [Электронный ресурс] / В. А. Русов, Ю. Л. Богатырев. – Режим доступа : [http://www.elektropanorama.com.ua/ru/magazine/5\\_2011/control?article](http://www.elektropanorama.com.ua/ru/magazine/5_2011/control?article). – Загл. с экрана.

96. 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.

97. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика [Текст]: учеб. пособие / В. Е. Гмурман. – Москва : Высш. образование, 2008. – 479 с.

98. Смоляк, С. А. Устойчивые методы оценивания: (Статистическая обработка неоднородных совокупностей) [Текст] / С. А. Смоляк, Б. П. Титаренко. – Москва : Статистика, 1980. – 208 с.

99. Вапник, В. Н. Теория распознавания образов (Статистические проблемы обучения) [Текст] / В. Н. Вапник, Ф. Я. Червоненкис. – Москва : Наука, 1974. – 416 с.

100. Дуда, Р. Распознавание образов и анализ цен [Текст] : пер. с англ. / Р. Дуда, П. Харт. – Москва : Мир, 1976. – 511 с.

101. Ту, Дж. Принципы распознавания образов [Текст] : пер. с англ. / Дж. Ту, Р. Гонсалес. – Москва : Мир, 1978. – 411 с.

102. Горелик, А. Л. Методы распознавания [Текст] : учеб. пособие / А. Л. Горелик, В. А. Скрипкин. – Москва : Высш. шк., 1984. – 208 с.

103. Фу, К. Структурные методы в распознавании образов [Текст] / К. Фу. – Москва : Мир, 1977. – 317 с.

104. Журавлев, Ю. И. Распознавание. Математические методы. Программная система. Практические применения [Текст] / Ю. И. Журавлев, В. В. Рязанов, О. В. Сенько. – Москва : Изд-во Фазис, 2005. – 159 с.

105. Померанцев, А. Метод главных компонент (РСА) [Электронный ресурс] / А. Померанцев. – Режим доступа : <http://rcs.chph.ras.ru>. – Загл. экрана.

106. Кадомская, К. П. Теория вероятностей и ее приложение к задачам электроэнергетики [Текст] / К. П. Кадомская, М. В. Костенко, М. Л. Левинштейн. – Санкт-Петербург : Наука, 1992. – 378 с.

107. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс [Текст] : пер. с англ. / С. Хайкин. – Москва : Вильямс, 2008. – 1104 с.

108. Местецкий, Л. М. Математические методы распознавания образов:

курс лекций [Текст] / Л. М. Местецкий. – Москва : Изд-во МГУ, 2004. – 85 с.

109. 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.

110. 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 : 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.

111. Львов, М. Ю. Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования [Текст] / М. Ю. Львов // Электр. станции. – 2002. – № 12. – С. 44–51.

112. Скляр, В. С. Диагностическое обеспечение энергетического производства [Текст] / В. С. Скляр, В. А. Гуляев. – Киев : Техника, 1985. – 184 с.

113. Гмурман, В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / В. Е. Гмурман. – Москва : Высш. шк., 2004. – 404 с.

114. Большев, Л. Н. Таблицы математической статистики [Текст] / Л. Н. Большев, Н. В. Смирнов. – Москва : Наука, 1965. – 464 с.

115. Киселев, Н. В. Методы построения систем распознавания и классификации негауссовых сигналов [Текст] / Н. В. Киселев. – Ленинград : Изд-во Ленингр. гос. ун-та, 1986. – 188 с.

116. 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.

117. Киреева, Э. А. К вопросу о старении силовых трансформаторов [Текст] / Э. А. Киреева // Пром. энергетика. – 2004. – № 2. – С. 14–16.

118. Алексеев, Б. А. Оценка состояния силовых трансформаторов. Интерпретация результатов газохроматографического анализа масла [Текст] / Б. А. Алексеев // Электро. – 2002. – № 2. – С. 10–15.

119. Львов, М. Ю. Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования [Текст] / М. Ю. Львов // Электр. станции. – 2002. – № 12. – С. 44–51.

120. Попов, Г. В. Прогнозирование состояния силового трансформатора по результатам хроматографического анализа растворенных газов [Текст] / Г. В. Попов, Ю. М. Овсянников // Изв. вузов. Сер. Электромеханика. – 2015. – № 1(537). – С. 53–60.

121. Попов, Г. В. Об оценке состояния силовых трансформаторов по результатам хроматографического анализа [Текст] / Г. В. Попов // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2003. – № 3. – С. 36–40.

122. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций [Текст] : учеб. пособие / С. Е. Кокин [и др.]. – Екатеринбург : Изд-во УРФУ, 2015. – 46 с.

123. Kokin, S. E. Assessment of Power Transformers Technical State Basde on Technical Diagnostics [Text] / S. E. Kokin, A. I. Khalyasmaa, S. A. Dmitriev // Applied Mechanics and Materials. – 2014. – Т. 492. – С. 218–222.

124. Ghoneim, Sherif S. M. Dissolved Gas Analysis as a Diagnostic Tools for Early Detection of Transformer Faults [Text] / Sherif S. M. Ghoneim, Sayed A. Ward // Advances in Electrical Engineering Systems. – 2012. – Vol. 1, № 3. – P. 152–156.

125. Levin, V. M. Identification of Emergency Defects in Power Transformers on Basis of DGA Statistics [Text] / V. M. Levin // Proceedings jf the 8<sup>th</sup> International Forum on Strategic Technology. – Mongolian University of Science and Technology, Ulaanbaatar, Mongolia, 2013. – P. 572–574.

126. ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения [Текст]. – Москва : ФГУП Стандартиформ, 2009. – 26 с.

127. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике : учеб. пособие для вузов [Текст] / Ю. Б. Гук. – Ленинград : Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1990. – 208 с.

128. Надежность и эффективность в технике [Текст] : справ. : в 10 т. / под ред.: В. И. Кузнецова, Е. Ю. Барзиловича. – М. : Машиностроение. – 1990. – Т. 8. Эксплуатация и ремонт. – 320 с.

129. Надежность систем энергетики и их оборудования [Текст] : справ. : в 4 т. / под общ. ред. Ю. Н. Руденко. – Москва : Энергоатомиздат. – 1994. – Т. 1. Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики. – 480 с.

130. Надежность систем энергетики и их оборудования [Текст] : справ. : в 4 т. / под общ. ред. Ю. Н. Руденко. – Москва : Энергоатомиздат, 2000. – Т. 2. Надежность электроэнергетических систем / под ред. М. Н. Розанова. – 568 с.

131. Надежность технических систем [Текст] : справ. / Ю. К. Беляев [и др] ; под ред. И. А. Ушакова. – Москва : Радио и связь, 1985. – 608 с.

132. Острейковский, В. А. Теория надежности [Текст] : учеб. для вузов / В. А. Острейковский. – Москва : Высш. шк., 2003. – 463 с.

133. Рябинин, И. А. Основы теории и расчета надежности судовых электроэнергетических систем [Текст] / И. А. Рябинин. – Ленинград : Судостроение. – 1971. – 456 с.

134. Дедков, В. К. Основные вопросы эксплуатации сложных систем [Текст] / В. К. Дедков, Н. А. Северцев. – Москва : Высш. шк., 1976. – 402 с.

135. Герцбах, И. Б. Модели отказов [Текст] / И. Б. Герцбах, Х. Б. Кордонский. – М. : Советское радио. – 1966. – 163 с.

136. Ситников, В. Ф. Оценка надежности главной схемы электрических соединений электростанции [Текст] / В. Ф. Ситников, В. А. Скопинцев // Электр. станции. – 2007. – № 3. – С. 47–52.

137. Левин, В. М. Мониторинг состояния электросетевого оборудования для повышения эффективности эксплуатации и ремонта [Текст] / В. М. Левин, В. И. Дегтярев // Электроэнергетика : сб. науч. тр. / отв. ред. В. З. Манусов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ. – 2000. – 247 с.

138. Гуменюк, В. М. Надежность и диагностика электротехнических систем : учеб. пособие для вузов [Текст] / В. М. Гуменюк. – Владивосток : Изд-во Дальневост. гос. техн. ун-та, 2010. – 218 с.

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

140. Цветков, В. А. Математическая модель для анализа надежности генераторов с учетом развития дефектов [Текст] / В. А. Цветков // Электричество. – 1992. – № 11. – С. 64–65.

141. Кокс, Д. Р. Теория восстановления [Текст] / Д. Р. Кокс, В. С. Смит. – Москва : Советское радио, 1967. – 292 с.

142. 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.

143. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации [Текст] / Б. В. Ванин [и др.] // Электр. станции. – 2001. – №9. – С. 53–58.

144. Обзор повреждаемости мощных силовых трансформаторов в эксплуатации по данным разных стран [Текст] / под ред. С. Д. Лизунова // Трансформаторы : пер. докл. междунар. конф. по большим электрическим системам СИГРЭ–82. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – С. 125–139.

145. Львов, М. Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше [Текст] / М. Ю. Львов // Электричество. – 2010. – № 2. – С. 27–31.

146. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей [Текст] / Е. С. Вентцель. – 4-е изд. – Москва : Наука, 1969. – 576 с.

147. Статистический анализ данных, моделирование и исследование вероятностных закономерностей. Компьютерный подход монография [Текст] / Б. Ю. Лемешко [и др.]. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2011. – 888 с.

148. Концептуальные модели стратегий и систем технического обслуживания и ремонтов энергетических объектов [Текст] / В. Н. Баранов [и др.] // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. – 1998. – № 6. – С. 90–94.

149. Антоненко, И. Н. Информационные системы и практики ТОиР: этапы развития [Текст] / И. Н. Антоненко, И. Э. Крюков // Главный энергетик. – 2011. – № 10. – С. 37–43.

150. Тарасов, А. Г. Современное техническое состояние воздушных линий России: проблемы, перспективы и стратегия их обслуживания [Текст] / А. Г. Тарасов, А. А. Алексеев // Новое в российской электроэнергетике. – 2012. – № 9. – С. 5–14.

151. Bertling, L. A Reliability-Centered Asset Maintenance Method for Assessing the Impact of Maintenance in Power Distribution Systems [Electronic resource] / L. Bertling, R. Allan, R. Eriksson. – Режим доступа : [https://www.researchgate.net/publication/4155403\\_A\\_reliability-centred\\_asset\\_maintenance\\_method\\_for\\_assessing\\_the\\_impact\\_of\\_maintenance\\_in\\_power\\_distribution\\_systems](https://www.researchgate.net/publication/4155403_A_reliability-centred_asset_maintenance_method_for_assessing_the_impact_of_maintenance_in_power_distribution_systems). – Загл. с экрана.

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

153. Иорш, В. И. Управление, основанное на целях, и надежность энергосистем [Текст] / В. И. Иорш, И. Н. Антоненко // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 3(8). – С. 12–17.

154. Дынкин, Е. Б. Управляемые Марковские процессы и их приложения [Текст] / Е. Б. Дынкин, А. А. Юшкевич. – Москва : Наука, 1975. – 331 с.

155. Тихонов, В. И. Марковские процессы [Текст] / В. И. Тихонов, М. А.

Миронов. – Москва : Советское радио, 1977. – 486 с.

156. Barzilovich, E. J. Organization of service with limited information about the reliability of the system [Text] / E. J. Barzilovich, V. A. Kashtanov. – Moscow : Soviet Radio, 1975. – 136 p.

157. Zanini, E. Markov Decision Processes [Electronic resource] / E. Zanini. – Режим доступа : <http://www.lancaster.ac.uk/~zaninie/MDP.pdf> – Загл. с экрана.

158. Theil, G. Markov Models for Reliability-Centered Maintenance Planning [Electronic resource] / G. Theil. – Режим доступа : <http://www.montefiore.ulg.ac.be/services/stochastic/pscc05/papers/fp5.pdf>. – Загл. с экрана.

159. Chan, G.K. Optimum Maintenance Policy with Markov Processes [Electronic resource] / G.K. Chan, S. Asgarpoor. – Режим доступа : [https://www.researchgate.net/publication/261304274\\_Optimum\\_Maintenance\\_Policy\\_Using\\_Semi-Markov\\_Decision\\_Processes](https://www.researchgate.net/publication/261304274_Optimum_Maintenance_Policy_Using_Semi-Markov_Decision_Processes). – Загл. с экрана.

160. Petrovic, G. Optimal preventive maintenance model of complex degraded systems: A real life case study [Electronic resource] / Goran Petrovic, Zoran Marinkovic, Dragan Marinkovic. – Режим доступа : [http://nopr.niscair.res.in/bitstream/123456789/11920/1/JSIR%2070\(6\)%20412-420.pdf](http://nopr.niscair.res.in/bitstream/123456789/11920/1/JSIR%2070(6)%20412-420.pdf) – Загл. с экрана.

161. 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.

162. 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.

163. 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.

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

165. РД 153-39.1-046-00 Положение о системе технического обслуживания и ремонта нефтепромыслового энергомеханического оборудования ОАО «Самотлорнефтегаз» по фактическому состоянию [Текст]. – Тюмень : Изд-во ОАО «СибНИИЭНГ», 2000. – 109 с.

166. Определение риска возникновения ущерба при отказе электрооборудования подстанций [Текст] / А. В. Рассказчиков [и др.] // Вестн. ИГЭУ. – 2013. – Вып.1. – С. 1–6.

167. Моисеенков, П. И. Оценка ущерба в системе электроснабжения [Текст] / П. И. Моисеенков, М. А. Монахов, А. М. Павленок // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014. – № 2. – С. 1–7.

168. Черкасова, Н. И. Теоретическое обоснование системы учета, оценки, анализа, прогнозирования интегрального риска электроустановок [Текст] / Н. И. Черкасова, О. К. Никольский, П. И. Семичевский // Энерго и ресурсосбережение – XXI век : сб. матер. XI междунар. науч.-практ. конф. / под ред. В. А. Голенкова, А. Н. Качанова, Ю. С. Степанова. – Орел : Изд-во ФГБОУ ВПО "Госуниверситет–УНПК", 2013. – С. 29–37.

169. Гольдштейн, В.Г. Диагностические модели для оценки технического состояния электрооборудования электростанций и подстанций [Текст] : / В.Г. Гольдштейн, А.Н. Назарычев, А.Ю. Хренников // Известия вузов. Электромеханика. – 2011. – №3. – С. 41–44.

170. 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.

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

172. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин – Новосибирск : Изд-во НЭТИ, 1973. – Ч. II. – 74 с.

173. Гольдштейн, В. Г. Статистическое моделирование накопления повреждений трансформаторного электрооборудования [Текст] / В. Г. Гольдштейн, И. А. Косорлуков // Изв. вузов. Сер. Электромеханика. Спецвып. «Диагностика энергооборудования». – 2010. – С. 40–41.

174. Воропай, Н. И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы [Текст] / Н. И. Воропай, В. А. Стенников // Изв. РАН. Сер. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 64–73.

175. Гайсарян, С. С. Объектно-ориентированные технологии проектирования прикладных программных систем [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [www.citforum.ru/programming/oor\\_rsis/index.shtml](http://www.citforum.ru/programming/oor_rsis/index.shtml) – Загл. с экрана.

176. Елманова, Н. Введение в OLAP-технологии Microsoft [Электронный ресурс] / Н. Елманова, А. Федоров. – Режим доступа : [http://www.olap.ru/basic/olap\\_intro1.asp](http://www.olap.ru/basic/olap_intro1.asp) – Загл. с экрана.

177. Борисов, А. Н. Принятие решений на основе нечетких моделей: Примеры использования [Текст] / А. Н. Борисов, О. А. Крумберг, И. П. Федоров. – Рига : Зинатне, 1990. – 184 с.

178. 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.

179. Карандаев, А.С. Система диагностического мониторинга технического состояния трансформатора дуговой сталеплавильной печи

[Текст] / А.С. Карандаев [и др.] // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – № 4. – С. 27–33.

180. Дарьян, Л.А. Автоматизированная система мониторинга и диагностики оборудования подстанций [Текст] / Л.А. Дарьян [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2015. – № 1(28). – 82 – 88.

181. Хренников, А.Ю. Технологические нарушения в работе технологического оборудования подстанций: методология расследования и анализ причин повреждения [Текст] / А.Ю. Хренников, А.А. Складчиков // Пром. энергетика. – 2012. – № 6. – С. 7 – 10.

182. Папков, Б.В. Об анализе последствий от накушений электроснабжения [Текст] / Б.В. Папков, В.А. Савельев // Вестник ИГЭУ. – 2016. – № 3. – С. 46–50.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Методы периодических испытаний МНТО

Таблица А.1 – Традиционные методы испытаний МНТО

Вид испытания	Категории контроля	Периодичность	Тип МНТО	Критерий отбраковки
Хроматографический анализ растворенных в масле газов	П, К, М	1 раз в 6 месяцев	110 кВ и выше	Сравнение измеренных значений с ПДЗ
Оценка влажности твердой изоляции	П, К, М	Первый раз через 10-12 лет; в дальнейшем 1 раз в 4 - 6 лет	110 кВ и выше, 60 МВА и более	Вновь вводимые или после капремонта – выше 2 %; находящиеся в эксплуатации – выше 4%
Измерение сопротивления изоляции	П, К, Т, М	При вводе в эксплуатацию, после каждого ремонта	Для всех типов	Не менее 50% исходных значений
Измерение сопротивления доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей, ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок	П, К	При осмотре активной части	Для всех типов	Менее 2 Мом, для ярмовых балок – менее 0,5 МОм
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) изоляции обмоток	П, К, Т, М	При неудовлетворительных испытаниях ХАРГ масла	110 кВ и выше	Более 1%

## Продолжение таблицы А.1

Оценка состояния бумажной изоляции	М – Фурано- вые соеди- нения	1 раз в 12 лет, после 24 лет эксплуатации – 1 раз в 4 года	110 кВ и выше	0,0015 мг/л
	К – Степень полимери- зации		110 кВ и выше	Менее 250 единиц
Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц	П, К	При вводе и после капремонта без смены изоляции–не обязательно; со сменой обмоток – обязательно при капремонте	Для всех типов	
Измерение сопротивления обмоток постоянному току	П, К	При комплексных испытаниях	Для всех типов	Более 2%
Проверка коэффициента трансформации	П, К	При вводе и после капремонта	Для всех типов	Более 2% от исходного значения
Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных	П, К	При вводе и после капремонта	Для всех типов	Не соответствие паспортным данным
Измерение потерь холостого хода	П, К,	При вводе в эксплуатацию, при неудовлетворительных ХАРГ масла	Для всех типов	При вводе – более 5%; при эксплуатации – более 30%

## Продолжение таблицы А.1

Измерение сопротивления короткого замыкания	П, К, М	При вводе в эксплуатацию, после воздействия тока КЗ, при комплексных испытаниях	125 МВА и более	При вводе – более 5%, при эксплуатации – более 3%
Оценка состояния переключающих устройств	П, К	При вводе в эксплуатацию, при капремонте	Для всех типов	По данным завода-изготовителя
Испытание бака на плотность	П, К	При капремонте	Для всех типов	Обнаружена течь масла
Проверка устройств охлаждения	П, К, Т		Для всех типов	По РДИ 34-38-058-91
Проверка предохранительных устройств	П, К		Для всех типов	По РДИ 34-38-058-91
Проверка газового реле, реле давления и струйного реле	П, К		Для всех типов	
Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха	П, К		Для всех типов	По РДИ 34-38-058-91
Тепловизионный контроль			110 кВ и выше	По РД 153-34.0-20.363-99
Испытание трансформаторного масла	П, К		110 кВ и выше	По РД 34.43.105-89
Примечание: П – при вводе в эксплуатацию нового МНТО и прошедшего восстановительный или капитальный ремонт или реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии; К– при капитальном ремонте на энерго-предприятии; Т – при текущем ремонте; М – между ремонтами.				

Таблица А.2 – Методы раннего обнаружения дефектов в МНТО

Вид испытания	Выявляемые дефекты	Критерий отбраковки
Вибрационный контроль (определение виброударных характеристик)	Дефекты крепления на фундаменте	Степень прессовки более 0,9
	Аномальные вибрации	
	Резонансы из-за полей рассеивания	
	Износ маслососов	
	Прессовка обмоток и магнитопровода	
Тепловизионный контроль	Дефекты внутренних и внешних контактных соединений	По нормированным температурам нагрева $\frac{\Delta T_{\text{ном}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left( \frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2$ , где $\Delta T_{\text{ном}}$ , $\Delta T_{\text{раб}}$ - превышение температуры при номинальном и рабочем токе
	Повышенный нагрев отдельных участков поверхности бака	
	Нагрев внутри высоковольтных вводов и системы охлаждения	
	Образование застойных зон в баках трансформаторов за счет отложения шлама, разбухания или смещения изоляции обмоток, неисправности маслосистем	
	Очаги возникновения магнитных контуров в железе	
Измерение частичных разрядов (ЧР): • электрические методы • акустические методы	Повреждение главной изоляции	При источнике ЧР в главной изоляции уровень максимального кажущегося заряда - более 1000 пКл
	Разряды в масле	
	Ползущий разряд	
	Недостаточная электрическая прочность изоляции	
	Выявление дефектов изоляционных конструкций	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

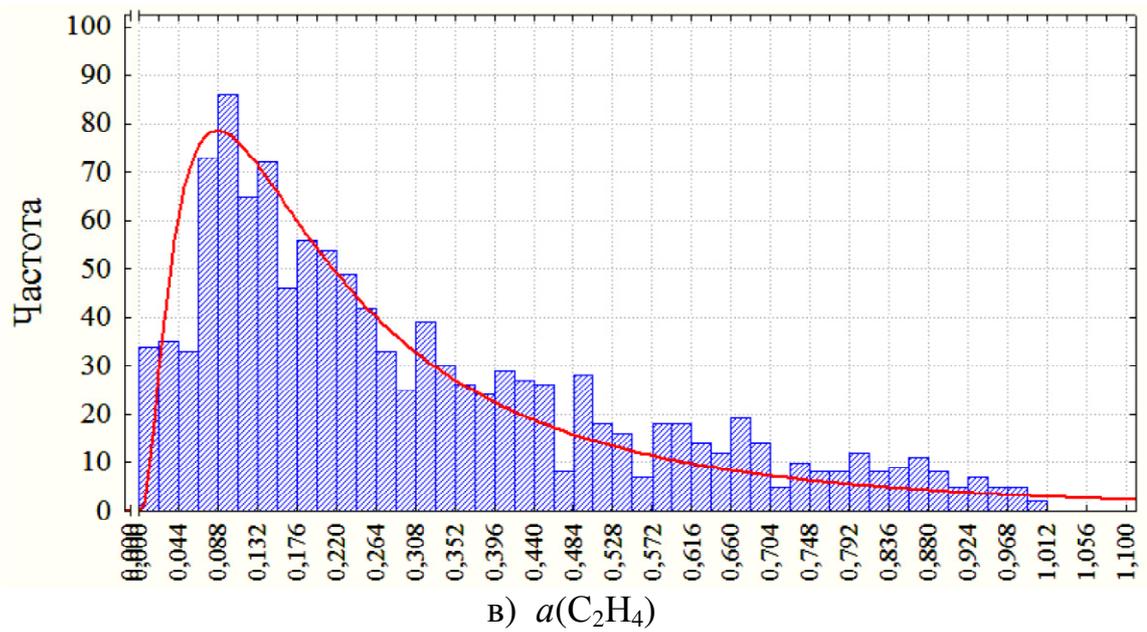
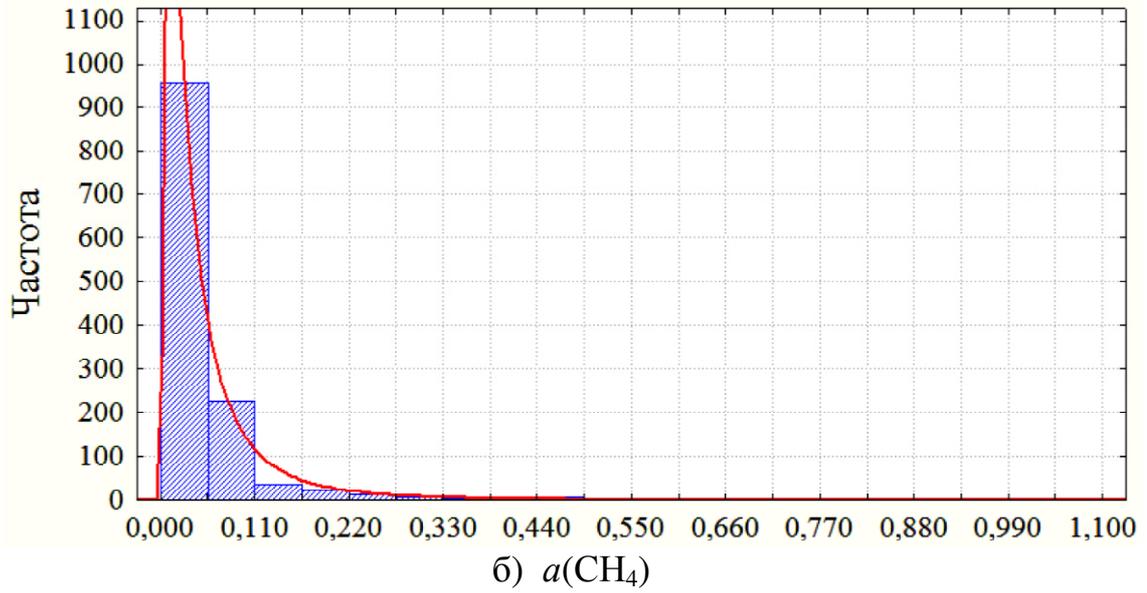
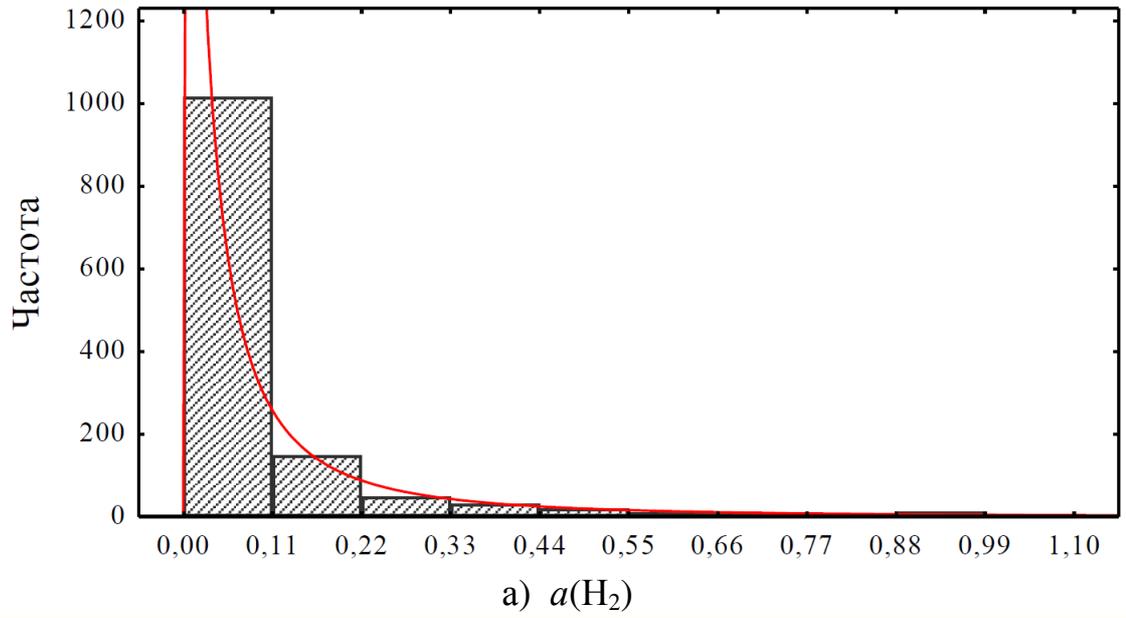
**Исследование законов распределения относительных концентраций  
диагностических газов по выборкам ХАРГ МНТО**

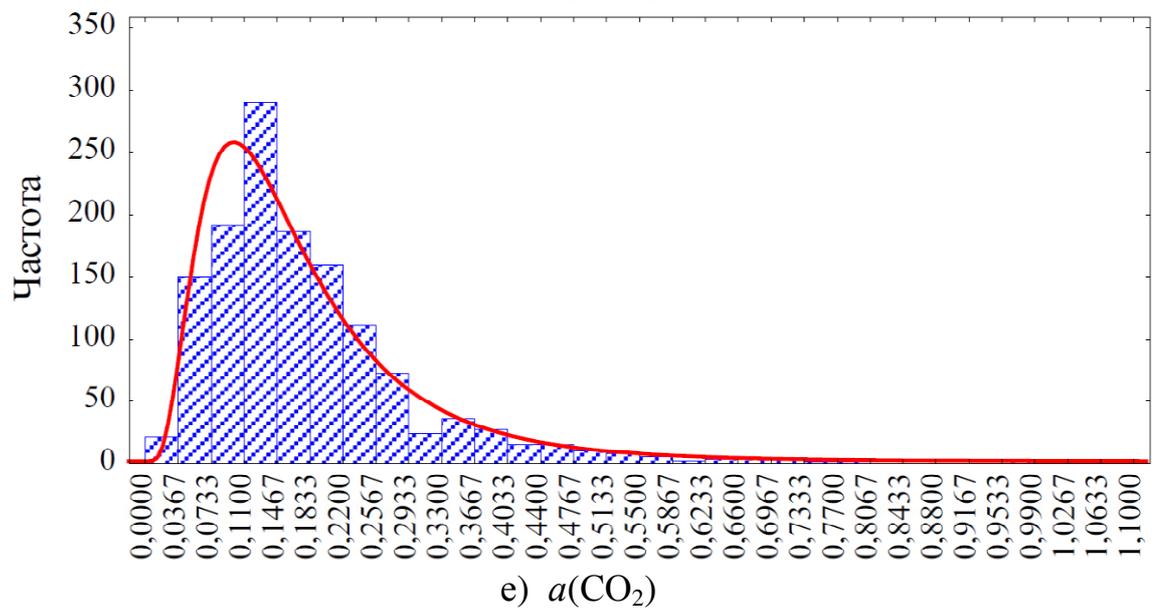
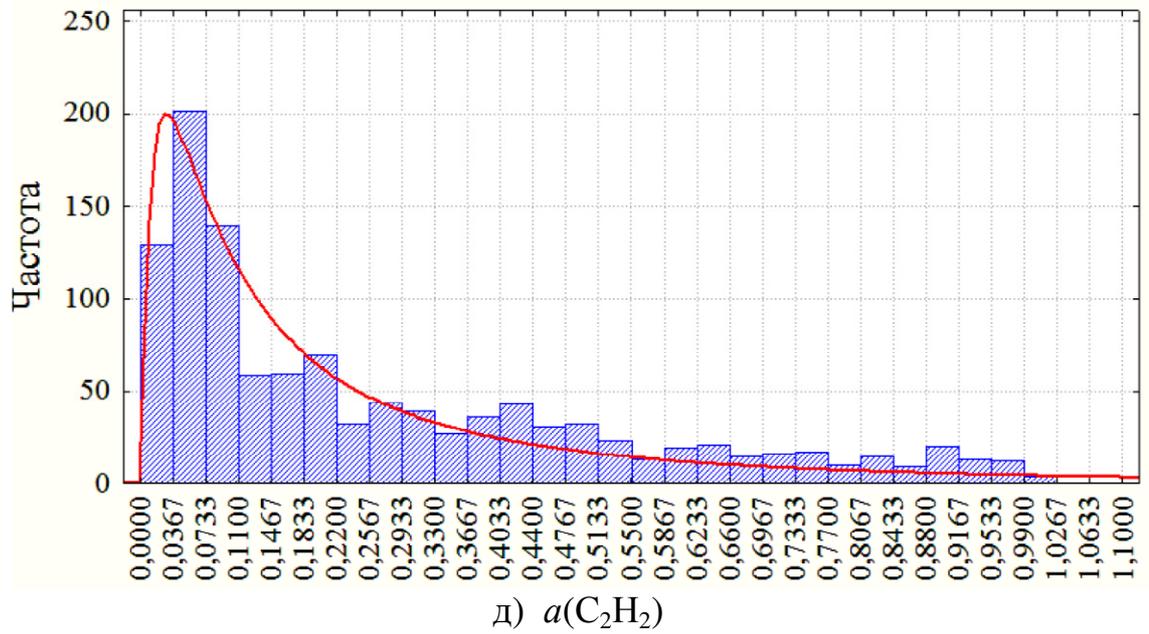
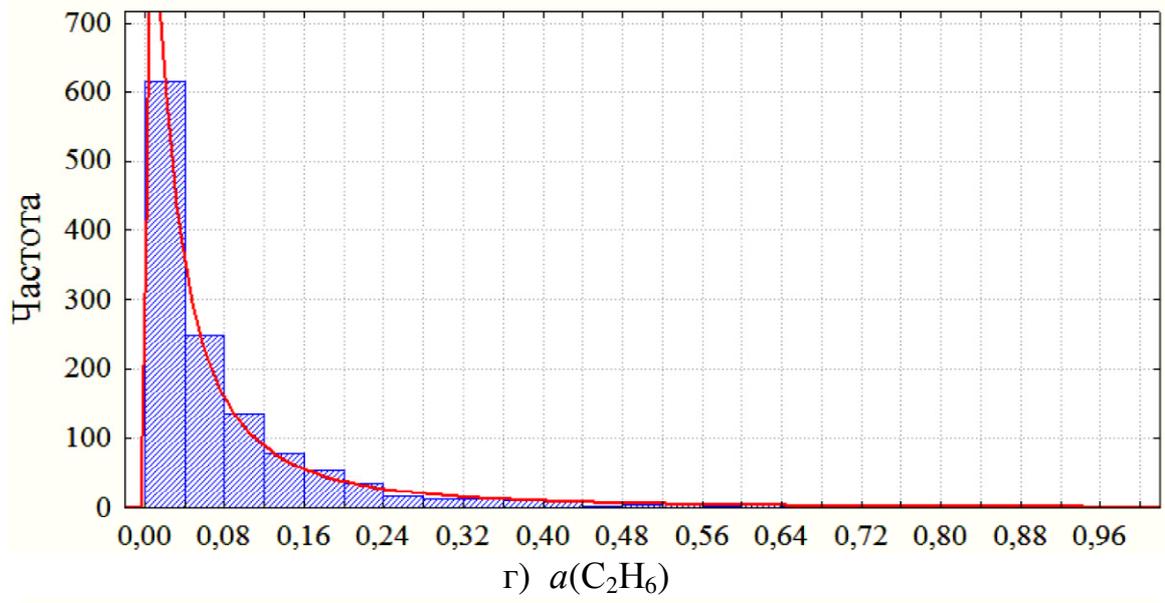
Таблица Б.1 – Результаты проверки гипотезы о принадлежности логнормальному закону распределения относительных концентраций диагностических газов трансформаторов для состояния «норма»

Случайная величина $x$	Нулевая гипотеза	Наблюдаемые значения критериев: $D_n, \chi^2$	Критические значения критериев: $D_{n\text{кр}}, \chi_{\text{кр}}^2$	Характеристики распределения	
				$M_x$	$\sigma_x$
$a(\text{H}_2)$	Подтверждено по критерию Колмогорова	$D_n = 0,03005$ $\chi^2 = 39,69$	$D_{n\text{кр}} = 0,0338$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 12,017$	0,097	0,157
$a(\text{CH}_4)$	Подтверждено по критерию Колмогорова	$D_n = 0,03322$ $\chi^2 = 36,37$	$D_{n\text{кр}} = 0,03396$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	0,054	0,091
$a(\text{C}_2\text{H}_4)$	Подтверждено по критерию Колмогорова	$D_n = 0,00547$ $\chi^2 = 136,87$	$D_{n\text{кр}} = 0,0355$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 36,74$	0,311	0,239
$a(\text{C}_2\text{H}_6)$	Подтверждено по критерию Колмогорова и $\chi^2$	$D_n = 0,02877$ $\chi^2 = 29,13$	$D_{n\text{кр}} = 0,0343$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 32,01$	0,087	0,122
$a(\text{C}_2\text{H}_2)$	Отвергается	$D_n = 0,06529$ $\chi^2 = 272,54$	$D_{n\text{кр}} = 0,03571$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 36,74$	0,270	0,262
$a(\text{CO}_2)$	Отвергается	$D_n = 0,04479$ $\chi^2 = 50,13$	$D_{n\text{кр}} = 0,03331$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 36,74$	0,178	0,114
$a(\text{CO})$	Отвергается	$D_n = 0,04218$ $\chi^2 = 146,22$	$D_{n\text{кр}} = 0,03378$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 36,74$	0,305	0,194

Таблица Б.2 – Результаты проверки гипотезы о принадлежности логнормальному закону распределения относительных концентраций диагностических газов трансформаторов для состояния «отклонения от нормы»

Случайная величина $x$	Нулевая гипотеза	Наблюдаемые значения критериев: $D_n, \chi^2$	Критические значения критериев: $D_{n\text{кр}}, \chi_{\text{кр}}^2$	Характеристики распределения	
				$M_x$	$\sigma_x$
$a(\text{H}_2)$	Подтверждено по критерию $\chi^2$	$D_n = 0,2338$ $\chi^2 = 10,05$	$D_{n\text{кр}} = 0,1965$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	2,412	2,359
$a(\text{CH}_4)$	Подтверждено по критерию Колмогорова и $\chi^2$	$D_n = 0,0358$ $\chi^2 = 0,948$	$D_{n\text{кр}} = 0,16795$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	2,949	1,594
$a(\text{C}_2\text{H}_4)$	Отвергается	$D_n = 0,1257$ $\chi^2 = 47,43$	$D_{n\text{кр}} = 0,09539$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	6,866	9,613
$a(\text{C}_2\text{H}_6)$	Подтверждено по критерию Колмогорова и $\chi^2$	$D_n = 0,09233$ $\chi^2 = 5,863$	$D_{n\text{кр}} = 0,13723$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	6,584	6,952
$a(\text{C}_2\text{H}_2)$	Подтверждено по критерию Колмогорова и $\chi^2$	$D_n = 0,063$ $\chi^2 = 10,06$	$D_{n\text{кр}} = 0,09154$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	2,428	2,261
$a(\text{CO}_2)$	Отсутствует				
$a(\text{CO})$	Подтверждено по критерию Колмогорова и $\chi^2$	$D_n = 0,171$ $\chi^2 = 5,162$	$D_{n\text{кр}} = 0,1965$ $\chi_{\text{кр}}^2 = 24,77$	1,284	0,419





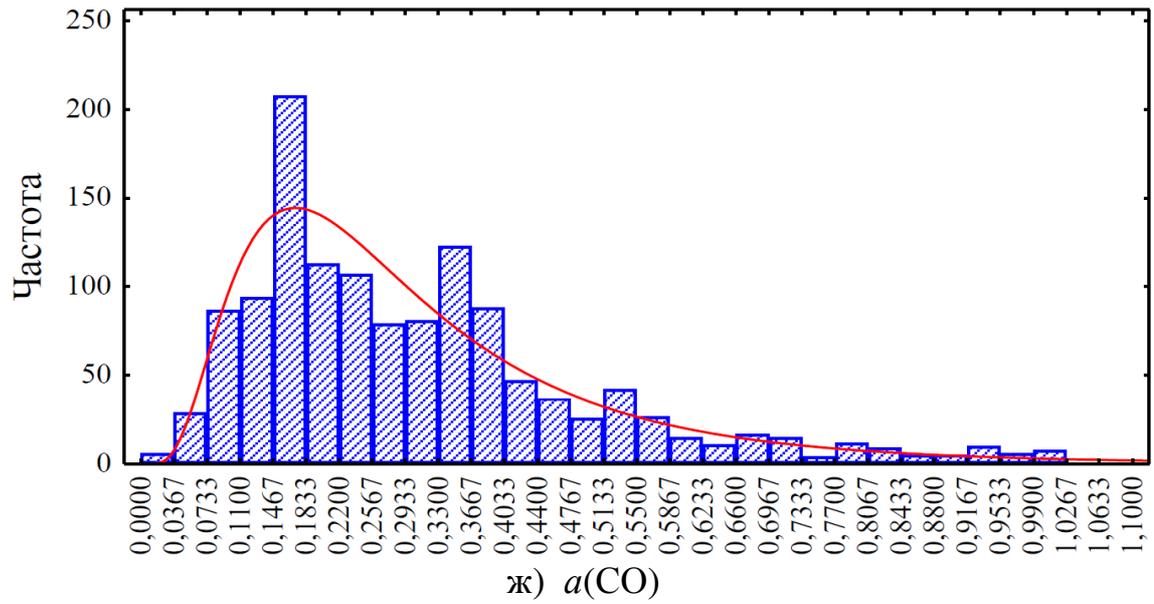


Рисунок Б.1 – Эмпирические и теоретические плотности распределения – (логнормальный закон) относительных концентраций диагностических газов.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчеты интенсивностей потока отказов оборудования РСК

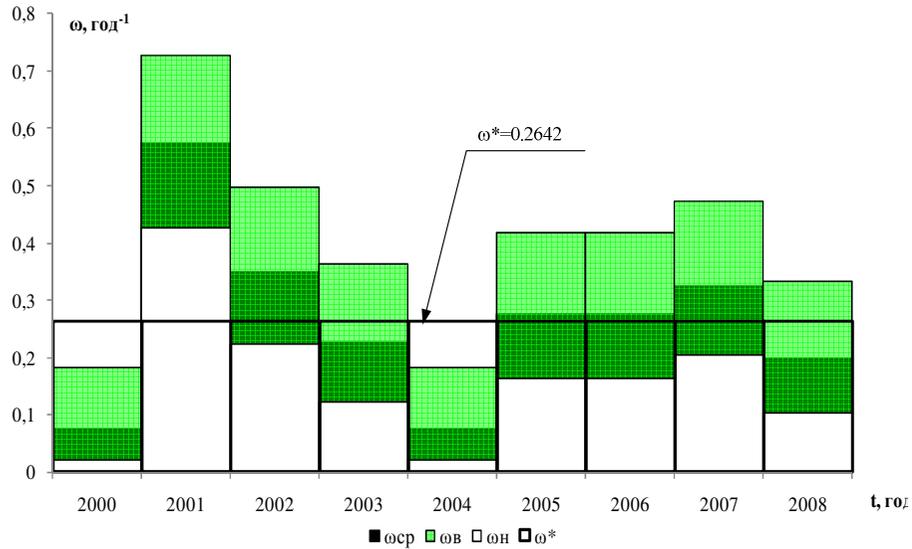
Таблица В.1 – Расчет интенсивности потока отказов ВЛ 6 кВ РСК

Год	Колич. отказ. ВЛ $n$ (шт.)	Общ. колич. ВЛ $N$ (шт.)	$\omega_{\text{ср}}$ (ГОД <sup>-1</sup> )	$\chi^2_{\text{верх}}$	$\chi^2_{\text{ниж}}$	$\omega_{\text{верх}}$	$\omega_{\text{ниж}}$	$\Omega$	$Q'$
<b>СР-1</b>									
2000	7	83	0,084	26,2962	6,5706	0,1528	0,0402	0,0843	0,0809
2001	35		0,422	92,8083	51,7393	0,5231	0,3277	0,5060	0,3971
2002	28		0,337	76,7778	39,8013	0,4353	0,2505	0,8434	0,5697
2003	33		0,398	88,2502	48,3054	0,4982	0,3054	1,2410	0,7109
2004	6		0,072	23,6848	5,2260	0,1378	0,0319	1,3133	0,7311
2005	16		0,193	48,6024	20,0719	0,2788	0,1246	1,5060	0,7782
2006	22		0,265	62,8296	29,7875	0,3582	0,1863	1,7711	0,8299
2007	6		0,072	23,6848	5,2260	0,1378	0,0319	1,8434	0,8417
2008	6		0,072	23,6848	5,2260	0,1378	0,0319	1,9157	0,8528
<b>СР-2</b>									
2000	3	40	0,075	15,5073	1,6354	0,1830	0,0207	0,0750	0,0723
2001	23		0,575	65,1708	31,4390	0,7275	0,4265	0,6500	0,4780
2002	14		0,350	43,7730	16,9279	0,4981	0,2243	1,0000	0,6321
2003	9		0,225	31,4104	9,3905	0,3623	0,1224	1,2250	0,7062
2004	3		0,075	15,5073	1,6354	0,1830	0,0207	1,3000	0,7275
2005	11		0,275	36,4150	12,3380	0,4176	0,1620	1,5750	0,7930

Год	Колич. отказ. ВЛ <i>n</i> (шт.)	Общ. колич. ВЛ <i>N</i> (шт.)	$\omega_{\text{ср}}$ (ГОД <sup>-1</sup> )	$\chi^2_{\text{верх}}$	$\chi^2_{\text{ниж}}$	$\omega_{\text{верх}}$	$\omega_{\text{ниж}}$	$\Omega$	$Q'$
2006	11	40	0,275	36,4150	12,3380	0,4176	0,1620	1,8500	0,8428
2007	13		0,325	41,3371	15,3792	0,4715	0,2032	2,1750	0,8864
2008	8		0,200	28,8693	7,9616	0,3340	0,1034	2,3750	0,9070
<b>СР-3</b>									
2000	1	54	0,019	9,4877	0,1026	0,0853	0,0010	0,0186	0,0184
2001	18		0,335	53,3835	23,2686	0,4597	0,2953	0,3537	0,2979
2002	13		0,242	41,3371	15,3792	0,3591	0,1753	0,5957	0,4488
2003	7		0,130	26,2962	6,5706	0,2315	0,0669	0,7260	0,5162
2004	4		0,074	18,3070	2,7326	0,1626	0,0265	0,8004	0,5509
2005	17		0,316	50,9985	21,6643	0,4399	0,2688	1,1169	0,6727
2006	7		0,130	26,2962	6,5706	0,2315	0,0669	1,2472	0,7127
2007	16		0,298	48,6024	20,0719	0,4199	0,2436	1,5450	0,7867
2008	15		0,279	46,1943	18,4927	0,3998	0,2196	1,8243	0,8387
<b>СР-4</b>									
2000	0	62	0	5,9915	0	0,0470	0	0,0000	5,9915
2001	13		0,209	41,3371	15,3792	0,3128	0,1467	0,2088	41,3371
2002	9		0,145	31,4104	9,3905	0,2394	0,0840	0,3534	31,4104
2003	10		0,161	33,9244	10,8508	0,2581	0,0986	0,5140	33,9244
2004	2		0,032	12,5916	0,7107	0,0978	0,0058	0,5462	12,5916
2005	11		0,177	36,4150	12,3380	0,2765	0,1139	0,7229	36,4150
2006	11		0,177	36,4150	12,3380	0,2765	0,1139	0,8996	36,4150

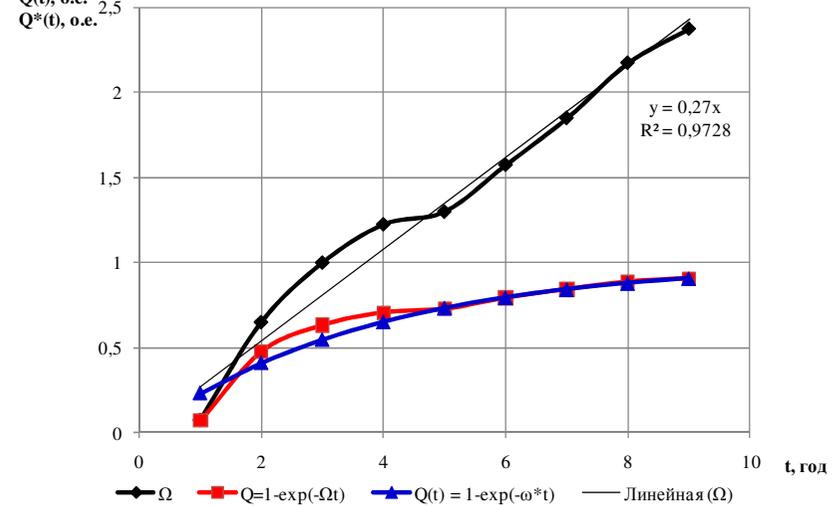
Год	Колич. отказ. ВЛ <i>n</i> (шт.)	Общ. колич. ВЛ <i>N</i> (шт.)	$\omega_{\text{cp}}$ (ГОД <sup>-1</sup> )	$\chi^2_{\text{верх}}$	$\chi^2_{\text{ниж}}$	$\omega_{\text{верх}}$	$\omega_{\text{ниж}}$	$\Omega$	$Q'$
2007	13	62	0,209	41,3371	15,3792	0,3128	0,1467	1,1084	41,3371
2008	8		0,129	28,8693	7,9616	0,2205	0,0701	1,2369	28,8693
<b>СР-5</b>									
2000	0	66	0	5,9915	0	0,0444	0	0,0000	5,9915
2001	7		0,106	26,2962	6,5706	0,1905	0,0536	0,1062	26,2962
2002	7		0,106	26,2962	6,5706	0,1905	0,0536	0,2123	26,2962
2003	6		0,091	23,6848	5,2260	0,1720	0,0421	0,3033	23,6848
2004	7		0,106	26,2962	6,5706	0,1905	0,0536	0,4095	26,2962
2005	9		0,137	31,4104	9,3905	0,2267	0,0788	0,5460	31,4104
2006	5		0,076	21,0261	3,9403	0,1531	0,0313	0,6219	21,0261
2007	13		0,197	41,3371	15,3792	0,2963	0,1371	0,8190	41,3371
2008	19		0,288	55,7585	24,8839	0,3962	0,2454	1,1072	55,7585

**Интенсивность отказов для ВЛ-6 кВ, КСР**

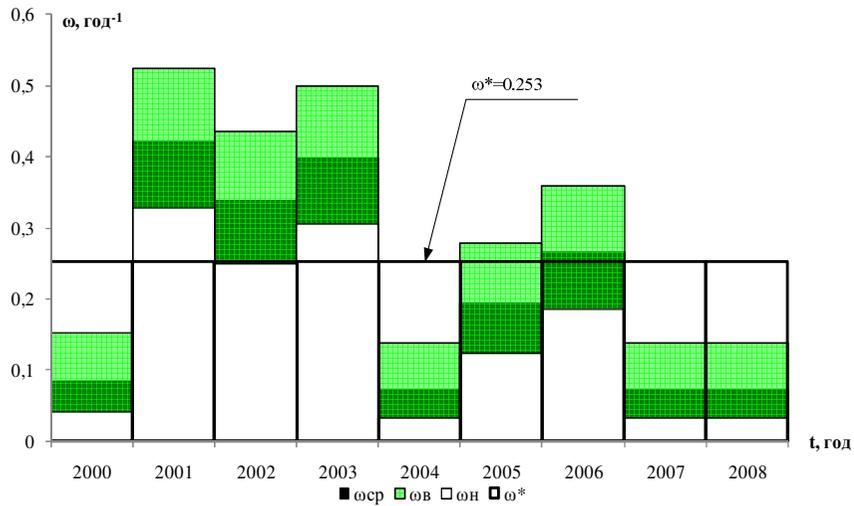


**Функция старения, вероятность отказа**

Для КСР, ВЛ 6 кВ (по количеству отказов)

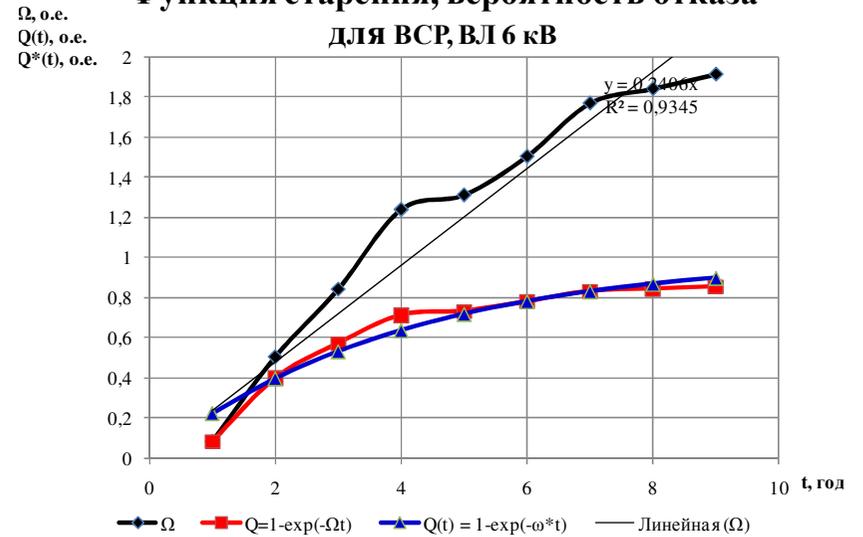


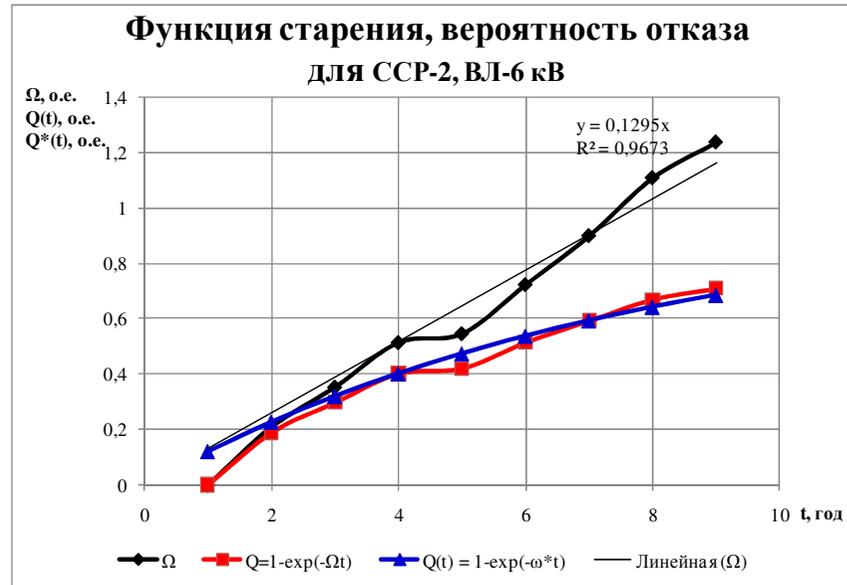
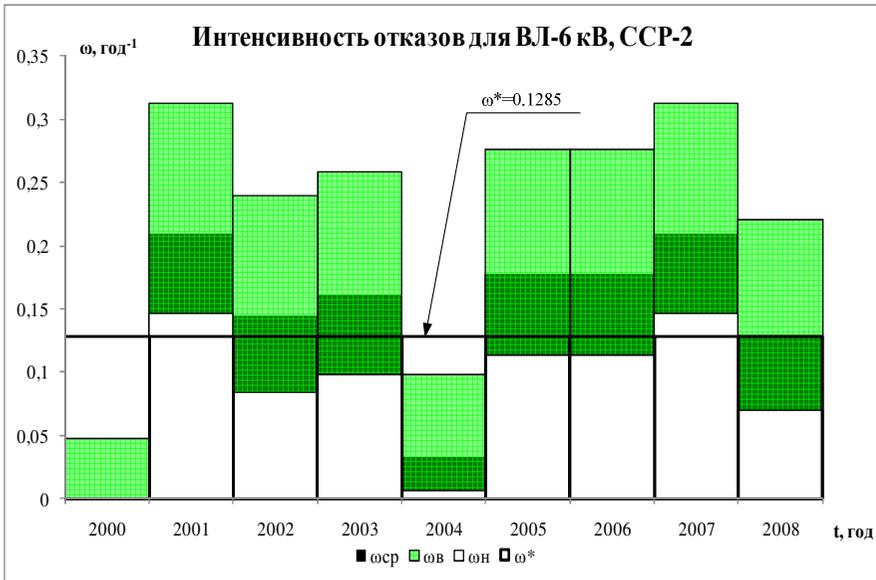
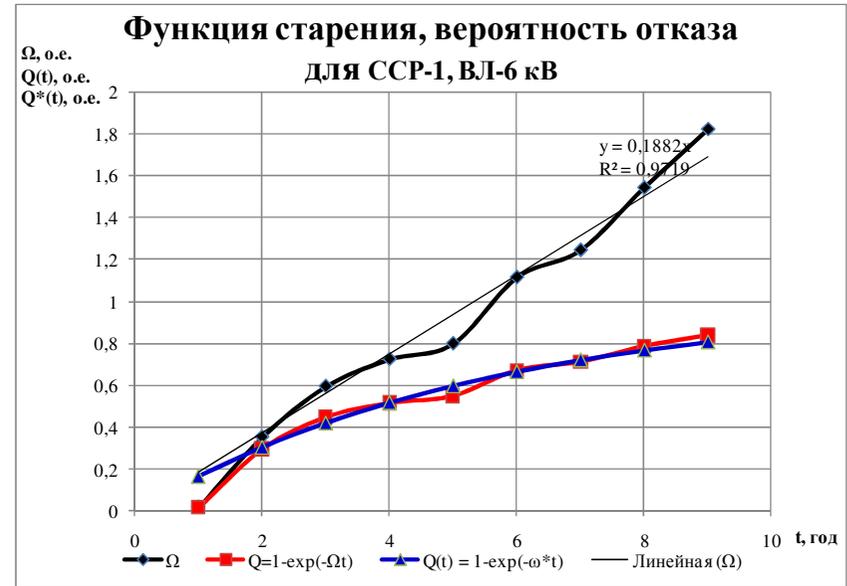
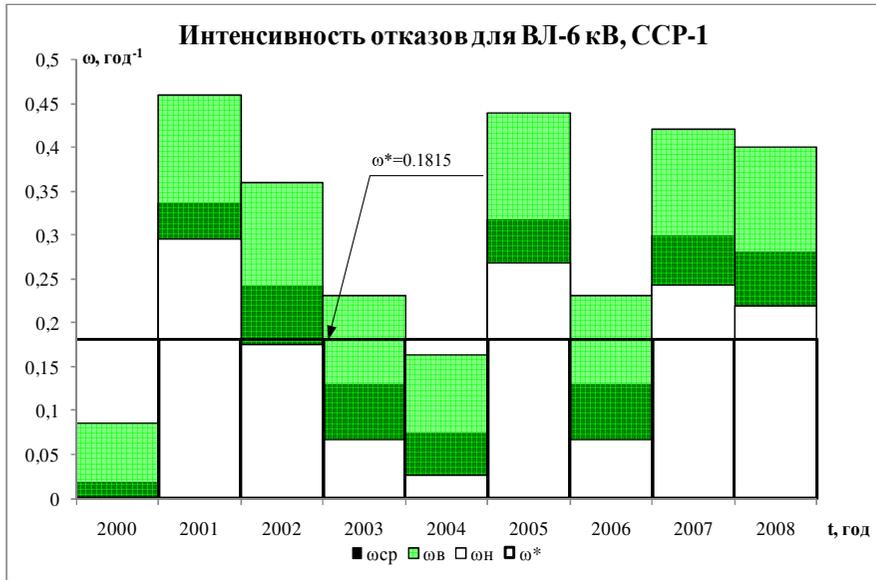
**Интенсивность отказов для ВЛ-6 кВ, ВСР**



**Функция старения, вероятность отказа**

Для ВСР, ВЛ 6 кВ





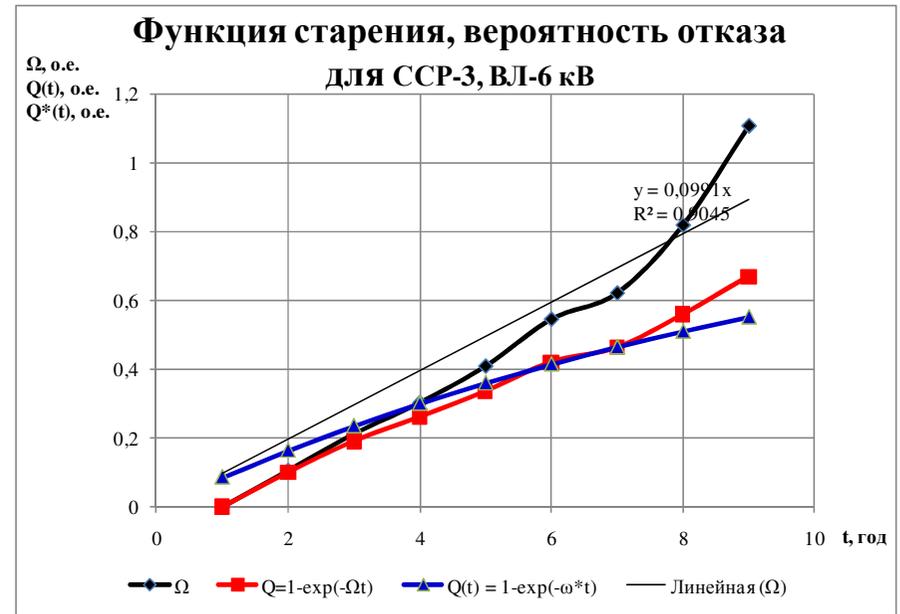
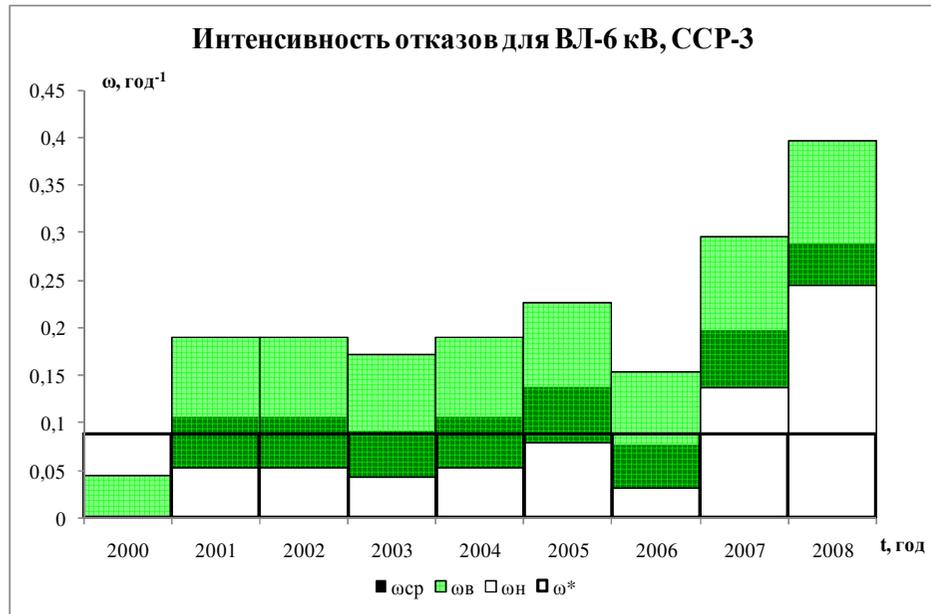


Рисунок В.1 – К расчету характеристик надежности ВЛ-6 кВ РСК.

Таблица В.2 – Расчет интенсивности потока отказов ВЛ 35 кВ РСК

год	Колич. Отказ. ВЛ $n$ (шт.)	Общ. колич. ВЛ $N$ (шт.)	$\omega_{\text{ср}}$ (год <sup>-1</sup> )	$\chi^2_{\text{верх}}$	$\chi^2_{\text{нижн}}$	$\omega_{\text{верх}}$	$\omega_{\text{ниж}}$	$\Omega$	$Q'$	$Q$
2001	8	75	0,107	28,869	7,962	0,18454	0,0542	0,1067	0,1012	0,1364
2002	12		0,161	38,885	13,84800	0,24698	0,0949	0,2667	0,2341	0,2542
2003	13		0,173	41,337	15,37900	0,26218	0,1056	0,4400	0,3560	0,3560
2004	10		0,133	33,924	10,85100	0,21613	0,0741	0,5733	0,4364	0,4438
2005	24		0,320	71,42	33,09800	0,44165	0,2306	0,8933	0,5907	0,5197
2006	8		0,107	28,869	7,96200	0,18454	0,0542	1,0000	0,6321	0,5852
2007	7		0,093	26,296	6,57100	0,1684	0,0446	1,0933	0,6573	0,6321
2008	4		0,053	18,307	2,73300	0,11799	0,0184	1,1467	0,6625	0,6625

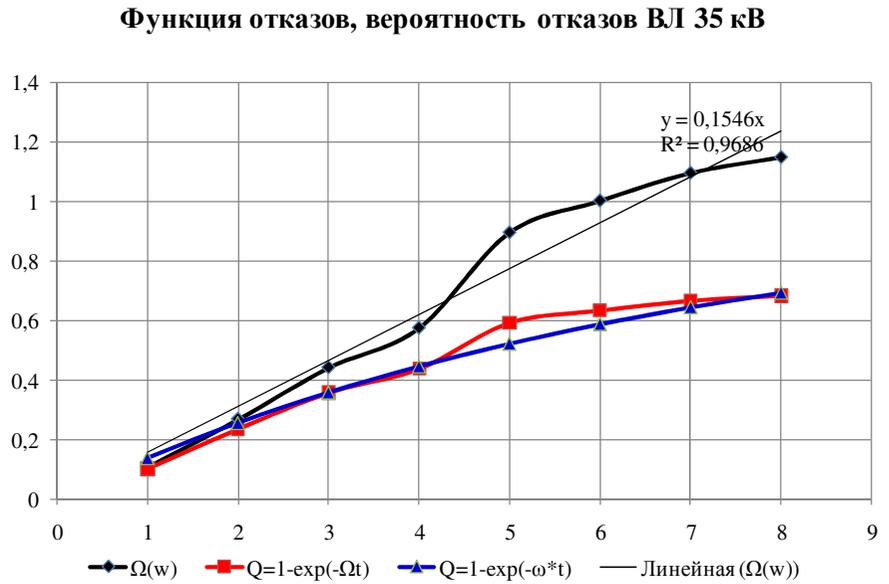
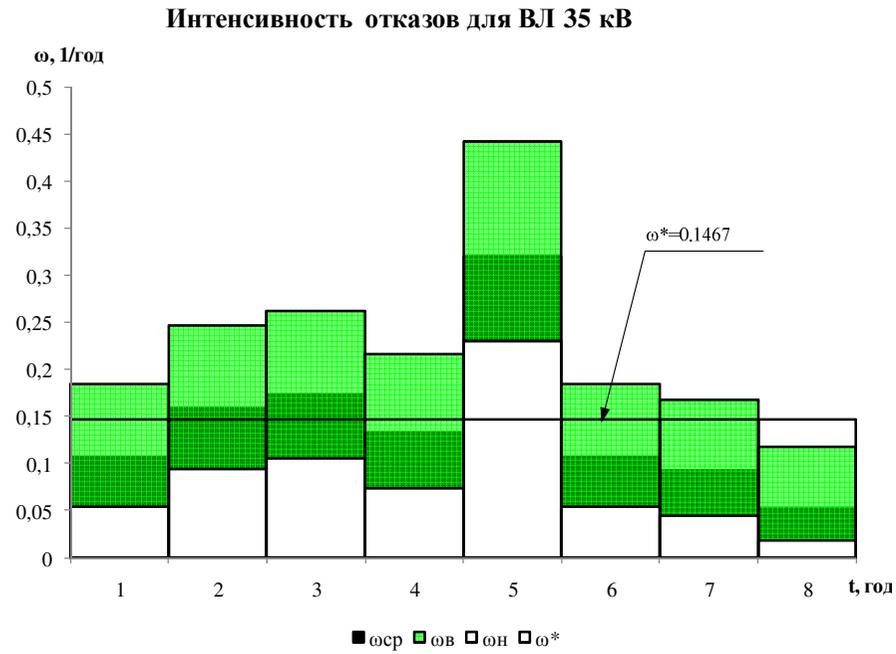


Рисунок В.2 – К расчету характеристик надежности ВЛ-35 кВ РСК.

Таблица В.3 – Расчет интенсивности потока отказов КТП (КТПН) 6/0,4 кВ РСК

ГОД	Колич. Отказ. КТП <i>n</i> (шт.)	Общ. колич. КТП <i>N</i> (шт.)	$\omega_{\text{ср}}$ (год <sup>-1</sup> )	$\chi^2_{\text{верх}}$	$\chi^2_{\text{нижн}}$	$\omega_{\text{верх}}$	$\omega_{\text{ниж}}$	$\Omega$	$Q'$	$Q$
2000	4	954	0,004	18,307	2,732	0,0096	0,0014	0,0042	0,0042	0,0273
2001	34		0,036	90,531	50,020	0,0472	0,0263	0,0398	0,0390	0,0539
2002	39		0,041	101,879	58,654	0,0531	0,0309	0,0807	0,0775	0,0798
2003	27		0,028	74,468	38,116	0,0388	0,0201	0,1090	0,1033	0,1050
2004	22		0,023	62,829	29,787	0,0328	0,0157	0,1321	0,1237	0,1294
2005	35		0,037	92,808	51,739	0,0484	0,0272	0,1688	0,1553	0,1532
2006	36		0,038	95,081	53,462	0,0495	0,0281	0,2065	0,1866	0,1764
2007	21		0,022	60,481	28,144	0,0315	0,0148	0,2285	0,2043	0,1989
2008	20		0,021	58,124	26,509	0,0303	0,0139	0,2495	0,2208	0,2208

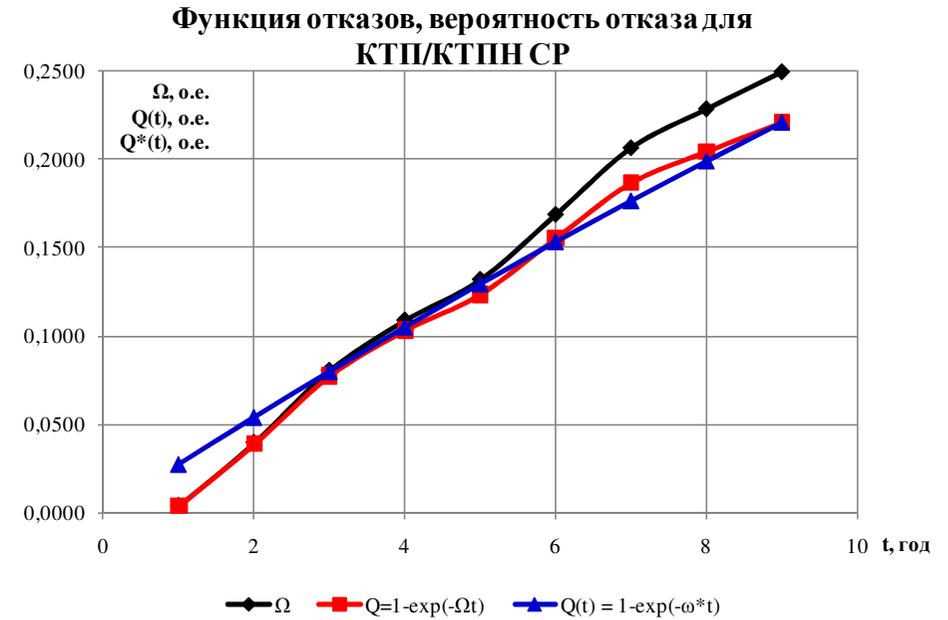
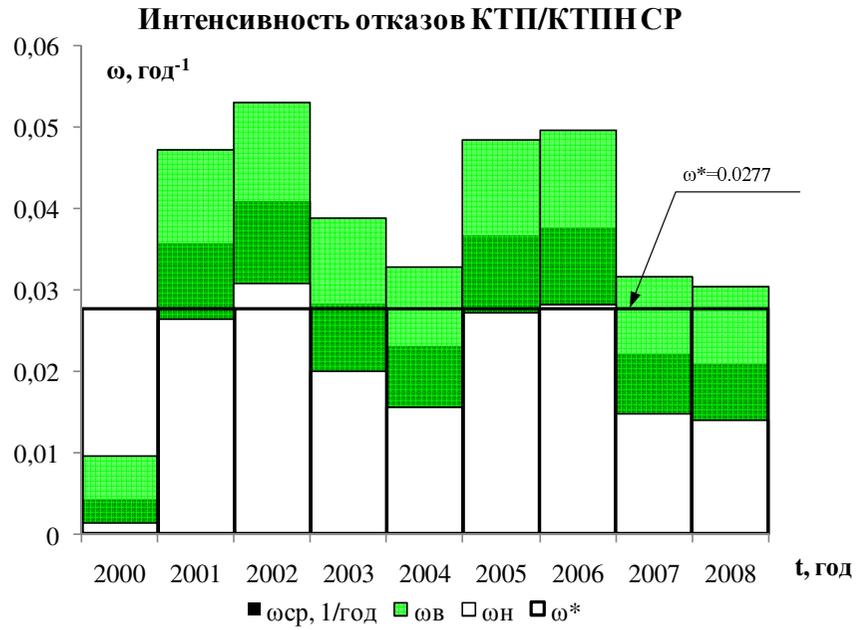
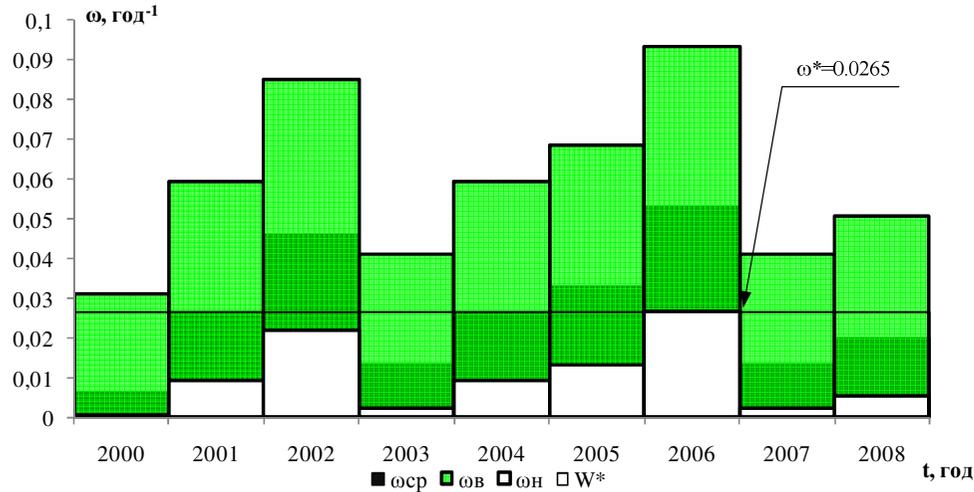


Рисунок В.3 – К расчету характеристик надежности КТП-6/0,4 кВ РСК.

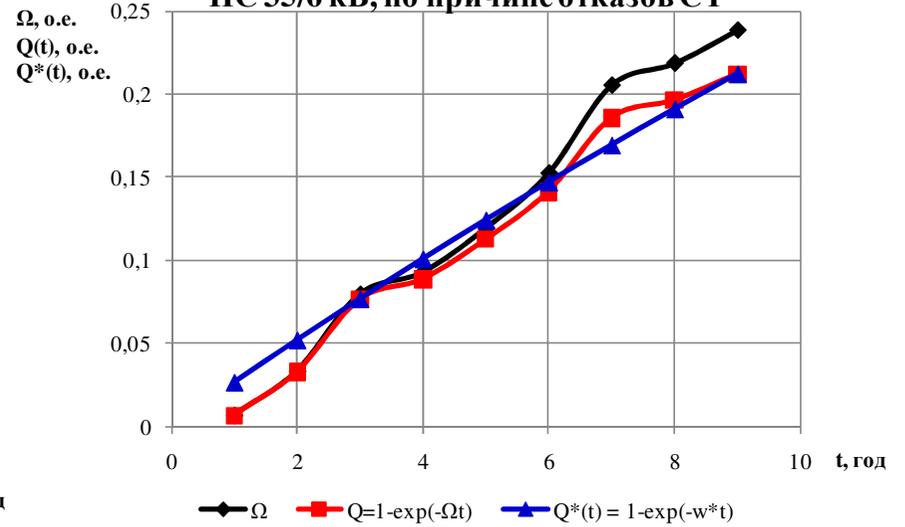
Таблица В.4 – Расчет интенсивности потока отказов подстанций 35/6 кВ РСК

год	Колич. Отказ. ТП <i>n</i> (шт.)	Общ. колич. ТП <i>N</i> (шт.)	$\omega_{\text{ср}}$ (год <sup>-1</sup> )	$\chi^2_{\text{верх}}$	$\chi^2_{\text{нижн}}$	$\omega_{\text{верх}}$	$\omega_{\text{ниж}}$	$\Omega$	$Q'$	$Q$
<b>По причине отказа трансформатора</b>										
2000	1	151	0,007	9,4877	0,1026	0,0310	0,0003	0,0066	0,0066	0,0261
2001	4		0,026	18,3070	2,7326	0,0596	0,0091	0,0331	0,0326	0,0516
2002	7		0,046	26,2962	6,5706	0,0853	0,0220	0,0795	0,0764	0,0764
2003	2		0,013	12,5916	0,7107	0,0411	0,0024	0,0927	0,0885	0,1005
2004	4		0,026	18,3070	2,7326	0,0596	0,0091	0,1192	0,1124	0,1241
2005	5		0,033	21,0261	3,9403	0,0684	0,0131	0,1523	0,1413	0,1470
2006	8		0,053	28,8693	7,9616	0,0936	0,0266	0,2053	0,1856	0,1693
2007	2		0,013	12,5916	0,7107	0,0411	0,0024	0,2185	0,1963	0,1910
2008	3		0,020	15,5073	1,6354	0,0506	0,0054	0,2384	0,2121	0,2121
<b>По прочим причинам</b>										
2001	10	151	0,066	33,9244	10,8508	0,1098	0,0364	0,0662	0,0641	0,0558
2002	13		0,086	41,3371	15,3792	0,1335	0,0517	0,1523	0,1413	0,1084
2003	6		0,040	23,6848	5,2260	0,0769	0,0174	0,1921	0,1747	0,1582
2004	5		0,033	21,0261	3,9403	0,0684	0,0131	0,2252	0,2016	0,2051
2005	11		0,073	36,4150	12,3380	0,1178	0,0414	0,2980	0,2577	0,2495
2006	7		0,046	26,2962	6,5706	0,0853	0,0220	0,3444	0,2913	0,2913
2007	8		0,053	28,8693	7,9616	0,0936	0,0266	0,3974	0,3279	0,3308
2008	3		0,020	15,5073	1,6354	0,0506	0,0054	0,4172	0,3411	0,3411

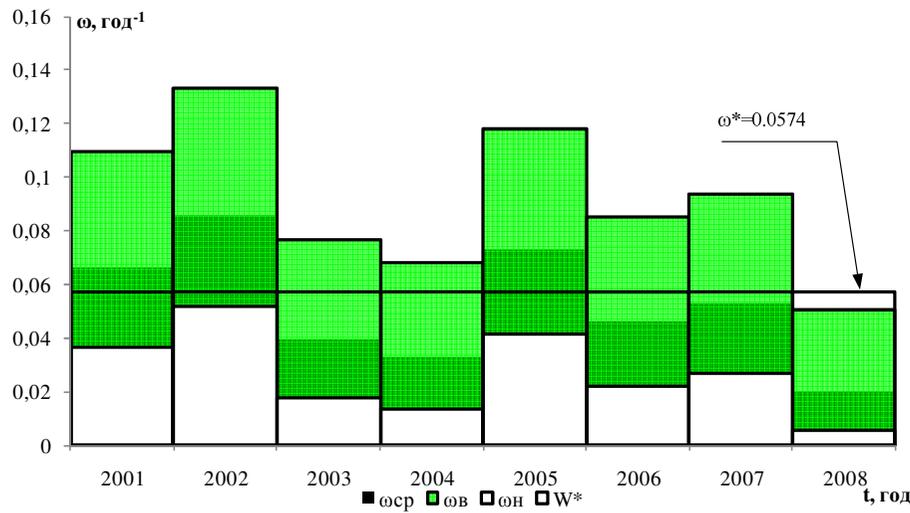
**Интенсивность отказов ПС 35/6 кВ по причине отказов СТ**



**Функция отказов, вероятность отказов ПС 35/6 кВ, по причине отказов СТ**



**Интенсивность отказов ПС 35/6 по прочим причинам**



**Функция отказов, вероятность отказов ПС 35/6 кВ, по прочим причинам**

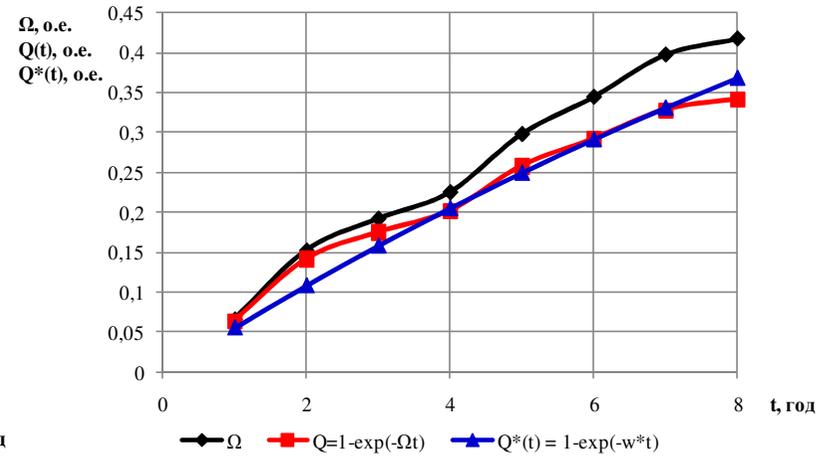


Рисунок В.4 – К расчету характеристик надежности ТП-35/6 кВ РСК

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Справки и Акты внедрения научных результатов диссертации

УТВЕРЖДАЮ

Директор филиала «Ноябрьские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго»

С.Ф. Бован

2010 г.



#### СПРАВКА

о практическом использовании научных результатов диссертационной работы В.М. Левина

В настоящее время в филиале «Ноябрьские электрические сети» ОАО «Тюменьэнерго» проводятся работы по совершенствованию системы ТОиР электрооборудования. Назначение работ – повысить экономию эксплуатационных затрат при обеспечении надежного функционирования электрических сетей.

Для данной цели используются научные результаты диссертационной работы В.М. Левина в частности модели и методы оценки и прогнозирования состояния для мониторинга и управления ТОиР оборудования электрических сетей. Так, например, диагностические модели для повышения достоверности распознавания дефектных силовых трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных газов, а также методика оценки их эксплуатационной надежности нашли применение в эксплуатации трансформаторного оборудования Ноябрьских электрических сетей. Разработанная программа мониторинга трансформаторов, реализующая указанные модели, и база данных по диагностике предоставляют специалистам предприятия дополнительные информационные возможности для оценки текущего состояния оборудования и планирования мероприятий по обслуживанию и ремонту.

Главный инженер филиала  
«Ноябрьские электрические сети»  
ОАО «Тюменьэнерго»

А.В. Филиппов

УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
ООО «Ноябрьскэнергонефть»  
С.А. Усенко  
2010 г.



**СПРАВКА**  
о практическом использовании научных результатов диссертационной  
работы В.М. Левина

Задачи эксплуатации оборудования электрических сетей неразрывно связаны с необходимостью обоснованного сокращения затрат на техническое обслуживание при обеспечении достаточной надежности функционирования. Выбор и принятие эффективных решений по управлению эксплуатацией электрооборудования во многом зависит от возможностей его формализации.

В связи с этим научные результаты диссертационной работы В.М. Левина в виде моделей оценки эксплуатационной надежности оборудования электрических сетей и методики расчета оптимальной периодичности проведения профилактических и диагностических мероприятий с учетом изменений фактического состояния оборудования обеспечивают указанные возможности. Модели и методика переданы в ООО «Ноябрьскэнергонефть» и применяются в сетевых районах ПрЭО для составления и корректировки графиков технического обслуживания и ремонтов нефтепромыслового оборудования и ЛЭП.

Главный инженер  
ООО «Ноябрьскэнергонефть»

С.Г. Натальин



### АКТ

#### внедрения научных результатов диссертационной работы В.М.Левина

Обеспечение эксплуатационной надежности линий электропередач и оборудования подстанций является одной из приоритетных задач распределительных электрических сетей, от решения которой зависит эффективность их функционирования.

Успешному решению указанной задачи в филиалах ОАО «РЭС» способствует применение научных результатов диссертационной работы В.М.Левина, в частности, разработанная с применением современных информационных технологий компьютерная подсистема – WesPower, реализующая оригинальные модели и алгоритмы мониторинга состояния силовых трансформаторов и работающая в комплексе со специализированной базой данных диагностических измерений.

Разработанный под научным руководством и при участии В.М.Левина программный продукт и база данных по силовым трансформаторам с 2004 г. по 2007 г. Внедрены в филиалах «Восточные электрические сети» и «Татарские электрические сети» и используются в режиме автоматизированного рабочего места инженера службы подстанций.

Практическая значимость результатов разработки заключается в:

- повышении эффективности использования диагностической информации;
- оперативности и обоснованности принятия решений о допустимости и целесообразности дальнейшей эксплуатации стареющего оборудования;
- сокращении объемов ремонтных работ и повышение качества обслуживания трансформаторов;
- снижении уровня эксплуатационных затрат предприятия электрических сетей.

Первый заместитель генерального директора-  
технический директор

Челюк А.Ф.

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебной работе НГТУ,  
профессор, доктор технических наук

А. Батаев

2014 г.



## АКТ

**внедрения научных результатов диссертационной работы Левина В.М.  
в учебный процесс Новосибирского государственного технического  
университета**

Содержащиеся в диссертации результаты научных исследований В.М. Левина, использованы при разработке: курса лекций с написанным для него учебным пособием, лабораторного практикума, оснащенного специализированным программным обеспечением для оценки состояния маслонаполненного электрооборудования. Указанные разработки составляют основу учебно-методического комплекса и его электронной версии под общим названием «Эксплуатация электрических сетей». С 2007 года результаты диссертационной работы Левина В.М. внедрены в учебный процесс на кафедре «Автоматизированные электроэнергетические системы» НГТУ и используются при подготовке инженеров специальности 140205.65 «Электроэнергетические системы и сети», магистров направления 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника», аспирантов научной специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы». С использованием разработанного В.М. Левиным учебно-методического комплекса на кафедре АЭЭС подготовлен один аспирант очной формы обучения, успешно защитивший кандидатскую диссертацию в 2011 году.

Заведующий кафедрой АЭЭС,  
профессор, д.т.н.,

А.Г. Фишов