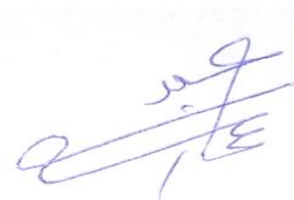


Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



ЯХЬЯ АММАР АБДУЛАЗИЗ ЯХЬЯ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ ПРЕДИКТИВНОЙ
ДИАГНОСТИКИ И ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Левин Владимир Михайлович

Новосибирск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ И МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	13
1.1 Характеристика свойств предиктивности в задачах моделирования для оценки технического состояния оборудования	13
1.2 Силовые трансформаторы, как критический тип активов энергопредприятий 21	
1.3 Информационное обеспечение в задачах оперативной и предиктивной оценки технического состояния и остаточного ресурса силовых трансформаторов.....	26
1.4 Оценка эффективности методов мониторинга параметров технического состояния трансформаторного оборудования.....	33
1.4.1 Моделирование вероятности отказа силового маслонаполненного трансформатора с учетом его технического состояния	34
1.4.2 Критерий оценки информативности диагностического мониторинга силовых маслонаполненных трансформаторов с применением анализа растворенных газов	38
1.4.3 Оценка экономического эффекта от применения мониторинга силовых маслонаполненных трансформаторов на основе анализа растворенных газов	40
Выводы по главе 1.....	43
Глава 2 ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОГО АППАРАТА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРЕДИКТИВНЫХ И АДАПТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	45
2.1 Модели и алгоритмы предиктивной диагностики и оценки технического состояния трансформаторов с применением методов машинного обучения .	45

2.2 Разработка нечетких предиктивных моделей интерпретации результатов анализа растворенных газов трансформаторов в программной среде проектирования	51
2.3 Верификация разработанных нечетких предиктивных моделей интерпретации типа дефектов в силовых трансформаторах	71
Выводы по главе 2.....	75
Глава 3 РАЗРАБОТКА БАЗОВЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ	77
3.1 Совершенствование моделей статистической классификации дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах и их интеграция с оценкой остаточного эксплуатационного ресурса.....	77
3.2 Исследование достоверности разработанных статистических моделей для оперативной оценки технического состояния трансформаторов	96
Выводы по главе 3.....	106
Глава 4 ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ	108
4.1 Формирование базовой структуры и функций информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации трансформаторов в составе типового энергообъекта.....	108
4.2 Информационно-аналитическая поддержка принятия решений по эксплуатации трансформаторов 110 кВ распределительной электрической сети с функцией удаленного мониторинга	114
4.3 Информационно-аналитическая система поддержки принятия решений по эксплуатации блочных трансформаторов 110 кВ гидроэлектростанции.....	120
Выводы по главе 4.....	131
Глава 5 РАЗРАБОТКА ПРИКЛАДНОГО ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА «ПРОГРАММА РАСПОЗНАВАНИЯ ДЕФЕКТОВ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ» ..	133

5.1 Характеристика функций и структура прикладного программного продукта	133
5.2 Результаты верификации моделей и тестирования программы.....	157
Выводы по главе 5.....	162
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	165
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	168
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ А (Акты и справки о внедрении результатов научных исследований)	189
ПРИЛОЖЕНИЕ В (Свидетельство о регистрации прикладного программного продукта).....	192

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В современных экономических условиях важной задачей электроэнергетики остается обеспечение надежности электроснабжения потребителей. Повышенные требования по надежности предъявляются ко всей системе передачи и распределения электрической энергии, важнейшим элементом которой служит трансформаторное оборудование. Силовые трансформаторы (СТ) электростанций и электрических сетей представляют собой критически важное оборудование электроэнергетической системы (ЭЭС) в силу своей сложности, высокой стоимости и функциональной ответственности. Поддержание эксплуатационной надежности и предотвращение аварийных отключений трансформаторов призвана обеспечивать система технического обслуживания и ремонтов по фактическому техническому состоянию.

Вполне очевидным фактом сегодня является то, что эффективная эксплуатация объектов ЭЭС базируется на эффективной диагностике электрооборудования (в том числе и трансформаторного). Современные задачи эффективной диагностики не ограничиваются: выбором комплекса информативных контролируемых параметров оборудования, качественным их измерением в условиях эксплуатации и достоверной интерпретацией полученных результатов. Благодаря цифровой трансформации отрасли эти задачи получили значительное расширение в направлении: рационального сочетания методов on-line и off-line мониторинга СТ энергообъектов, включая технологии удаленного мониторинга, интегральной оценки состояния и прогнозирования отказа и остаточного эксплуатационного ресурса СТ, формирования математических моделей предиктивной аналитики на основе методов искусственного интеллекта и машинного обучения, разработки систем принятия решений и выбора эффективных эксплуатационных воздействий. Одним из существенных ограничений при формулировке и решении ряда перечисленных задач является отсутствие технической возможности применения многокомпонентного диагностирования в режиме on-line

мониторинга. Указанное ограничение обусловлено рядом причин, включая, главным образом, низкий уровень контролепригодности отдельных функциональных узлов и элементов конструкции СТ. С одной стороны это затрудняет разработку моделей оперативной и предиктивной оценки технического состояния и требует дополнительных исследований, а с другой, делает не очевидной необходимость создания универсальных многокомпонентных моделей на единой аппаратно-алгоритмической платформе.

Степень разработанности темы исследования.

Большой вклад в формирование и развитие традиционного направления научно-практических исследований в области диагностики трансформаторного оборудования внесли труды следующих отечественных и зарубежных ученых: П.М. Сви, В.В. Соколова, А.Г. Овсянникова, А.Н. Назарычева, А.И. Таджибаева, Г.В. Попова, В.Н. Осотова, Ю.Н. Львова, М.Ю. Львова, И.В. Давиденко, Л.А. Дарьяна, А.П. Долина, В.Г. Гольдштейна, А.Ю. Хренникова, В.П. Вдовико, В.П. Васина, В.А. Русова, M. Duval, F. Jakob, P. Noble, J.J. Dukarm, O. Shutenko, I. Jakovenko, Sdood Abd Al-Gbar, Nor Asian Muhammad, Enwen Li, Zakir Husain, Shun Yuan Wang, Leehter Yao и др. Широко известны также работы в направлении совершенствования моделей диагностики и управления техническим состоянием трансформаторного оборудования с применением методов искусственного интеллекта авторов: С.А. Дмитриева, С.Е. Кокина, Левина В.М., В.З. Манусова, А.И. Хальясмаа и др.

Не смотря на многочисленные и всеобъемлющие исследования задача совершенствования математических моделей оперативной и предиктивной оценки технического состояния СТ, а также систем поддержки принятия решений по обеспечению их надежной эксплуатации по-прежнему является достаточно острой и актуальной. В диссертационной работе предложены новые технические решения по обеспечению надежной эксплуатации СТ в составе энергетических объектов ЭЭС за счет совершенствования диагностических моделей, алгоритмов принятия решений и их программной реализации.

Объект исследования. Трансформаторное оборудование, установленное и функционирующее на объектах ЭЭС: подстанциях распределительных электрических сетей, тепловых и гидравлических электростанциях.

Предмет исследования. математические модели и алгоритмов оценки технического состояния СТ, правила принятия решений по их надежной эксплуатации.

Цель работы. Совершенствование математических моделей оценки технического состояния силовых трансформаторов и алгоритмов принятия решений по их надежной эксплуатации в составе энергообъектов электроэнергетических систем, отличающихся свойствами предиктивности (предсказательности) и адаптивности (приспосабливаемости).

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие **научные задачи:**

1. Сравнительный анализ методов и моделей для оценки технического состояния и остаточного ресурса электрооборудования (включая маслонаполненные силовые трансформаторы);

2. Выбор математического аппарата для разработки предиктивных и адаптивных моделей оценки технического состояния трансформаторного оборудования;

3. Разработка (совершенствование) математических моделей для оперативной оценки технического состояния и остаточного ресурса СМТ, исследование возможности повышения достоверности диагностических оценок;

4. Формирование структуры и функций информационно-аналитической поддержки принятия решений по обеспечению надежной эксплуатации маслонаполненного трансформаторного оборудования в составе объектов ЭЭС (электростанций и электросетевых подстанций);

5. Разработка и тестирование прикладного программного продукта «Программа распознавания дефектов в трансформаторах по результатам анализа растворенных газов».

Методы исследования. В работе использованы положения теории вероятности и математической статистики, методы Байесовской теории принятия решений, методы теории распознавания образов и нечеткие логики.

Обоснованность теоретических положений и выводов диссертации вытекает из строгости применяемых математических методов, а **достоверность** разработанных моделей подтверждается совпадением результатов с результатами опубликованных исследований других авторов, заключениями протоколов испытаний и положениями нормативных документов.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Обоснована необходимость совершенствования адаптивных (предиктивных) свойств базовых моделей Байесовской классификации дефектов в маслонаполненном трансформаторном оборудовании для повышения их достоверности с применением методов математической статистики и ретроспективы анализа растворенных в масле газов;

2. Впервые предложена количественная мера эффективности любого метода мониторинга параметров состояния СТ в составе объекта электроэнергетики при оценке индекса технического состояния единицы оборудования, а также методика ее применения для определения показателей эксплуатационной надежности и экономической эффективности;

3. Разработан обобщенный адаптивный алгоритм управления техническим состоянием силового маслонаполненного трансформаторного оборудования на основе оперативной (предиктивной) оценки и принятия решений по его дальнейшей надежной эксплуатации. Алгоритм реализован с применением комбинированных моделей и методов статистической классификации, нечеткой логики и нечеткого логического вывода;

4. Разработано и протестировано прикладное программное обеспечение (ППО), предназначенное для оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования и выбора воздействий по поддержанию его работоспособности. Программа создана в компьютерной среде LabView.2018, что обеспечивает высокий уровень визуализации, удобства

применения и достоверности результатов оценок. В программе использованы разработанные математические модели, а также лучшие методики интерпретации результатов АРГ СТ (РД 153-34.0-46.302-00, треугольник Дюваля).

Теоретическая значимость работы заключается в развитии математических моделей оперативной и предиктивной оценки состояния СТ, а также формировании ключевых компонент информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации трансформаторного оборудования и ее тестировании на примерах конкретных энергообъектов.

Практическая значимость результатов работы:

1) Разработанные адаптивные модели предиктивной диагностики и оперативной оценки технического состояния силовых трансформаторов, а также методика их формирования и алгоритм принятия решений по управлению техническим состоянием представляют собой эффективное специализированное приложение к существующей системе мониторинга трансформаторного оборудования Новосибирской ГЭС, филиала ПАО «РусГидро»;

2) Вычислительные модели и алгоритмы для расчета текущих значений индекса технического состояния единиц основного энергетического оборудования подстанций разных типов и классов напряжения (силовых трансформаторов, асинхронных двигателей, др.), а также значений их остаточного эксплуатационного ресурса нашли отражение в нормативно-методических документах ПАО «Газпром нефть». Они применяются при оптимизации планирования ТОиР энергооборудования с учетом его фактического технического состояния для повышения обоснованности принятия решений по объемам и периодичности технических воздействий;

3) Разработанное прикладное программное обеспечение, реализующее усовершенствованные математические модели и алгоритмы оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования и выбора воздействий по поддержанию его работоспособности, доступны в

учебном процессе подготовки магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетические системы и сети» по дисциплине «Эксплуатация электрических сетей».

Положения, выносимые на защиту:

1. Целесообразность совершенствования математических моделей статистической Байесовской классификации состояний СТ на основе результатов АРГ обоснована необходимостью развития их потенциала в направлении повышения:

- адаптивных свойств оперативной оценки состояния к изменениям значимых эксплуатационных факторов;

- универсальности в отношении статистических свойств распределений случайных контролируемых признаков, что повышает достоверность диагностических оценок;

- многокомпонентности диагностирования (мониторинга) отдельных функциональных узлов и СТ в целом что упрощает процедуру реализации технологии удаленного диагностического мониторинга трансформаторного оборудования, эксплуатируемого в составе энергообъектов ЭЭС: электростанций и электрических сетей.

2. Разработка диагностических моделей распознавания типа прогнозируемых в СТ развивающихся дефектов на основе аппарата нечеткой логики, нечеткого логического вывода, методов машинного обучения и метода АРГ обеспечивает высокий уровень достоверности диагностических оценок, что является необходимым условием для принятия обоснованных решений по обеспечению дальнейшей надежной эксплуатации трансформаторного оборудования на объектах ЭЭС;

3. Обобщенный адаптивный алгоритм управления техническим состоянием силового маслонаполненного трансформаторного оборудования на основе оперативной (предиктивной) оценки и принятия решений по дальнейшей надежной эксплуатации и его модификации представляют собой базовый компонент формируемой информационно-аналитической системы и

обеспечивают комплексное решение задачи;

4. Прикладное программное обеспечение входит в вычислительное ядро информационно-аналитической системы поддержки принятия решений по эксплуатации силового трансформаторного оборудования на энергообъектах ЭЭС и обеспечивает достоверные оценки по распознаванию дефектов в СТ без участия эксплуатационного персонала, что исключает возможные ошибки диагноза, обусловленные человеческим фактором.

Соответствие паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы:

- п. 5 «Разработка методов диагностики электрооборудования электроустановок»;
- п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- п. 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах и заседаниях кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ и на международных, всероссийских научных конференциях: «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», г. Чебоксары, 2019 г.; «Гидроэлектростанции в XXI веке», г. Саяногорск, Черемушки, 2018 г., 2019 г.; «Дни науки НГТУ», г. Новосибирск, 2018 г.; «Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности», г. Омск, 2018 г.; «Наука и молодежь», г. Барнаул, 2020 г.; «Энергетика и энергосбережение: теория и практика», г. Кемерово, 2020 г.; «International multi-conference on industrial engineering and modern technologies (FarEastCon)», Vladivostok, 2020 г., 2021 г.; «Борисовские чтения - III Всероссийская научно-техническая конференция», г. Красноярск, 2021 г.; «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики

», г. Иркутск, 2021 г.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 19 статья, в том числе 5 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 4 публикации в материалах конференций и в журналах, индексируемых в международных базах научного цитирования Scopus и Web of Science, 10 публикаций в прочих изданиях. В совместных работах доля автора составляет не менее 60%.

Структура и объем работы. Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, заключение, список сокращений, список литературы, состоящий из 146 библиографических ссылок, и двух приложений.

Общий объем работы составляет 193 страниц машинописного текста, в том числе 35 таблицы и 84 рисунков.

Глава 1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ И МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

1.1 Характеристика свойств предиктивности в задачах моделирования для оценки технического состояния оборудования

Предиктивная аналитика – это использование данных, статистических алгоритмов и методов машинного обучения для определения вероятности будущих результатов на основе исторических данных. Цель предиктивной аналитики состоит в том, чтобы не ограничиваться знанием того, что произошло, чтобы дать наилучшую оценку того, что произойдет в будущем [1-5]. Хотя прогнозная аналитика существует уже несколько десятилетий, время осознанного применения этой технологии только пришло. Все больше и больше организаций обращаются к прогнозной аналитике, чтобы увеличить свою прибыль и конкурентное преимущество. Причины необходимости предиктивности аналитики:

- Растущие объемы и типы данных, а также рост интереса к использованию данных для получения ценной информации.
- Более быстрые и дешевые компьютеры.
- Программное обеспечение, более простое в использовании.
- Более жесткие экономические условия и необходимость конкурентной дифференциации. С распространением простого в использовании интерактивного программного обеспечения, прогнозная аналитика больше не является сферой деятельности математиков и статистиков, поскольку она стала широко использоваться инженерами-энергетиками и техническими специалистами при анализе данных электрического оборудования с целью диагностики технических состояний, отслеживания отклонений, а также прогнозирования неисправностей электрооборудования (в том числе трансформаторного).

Модели предиктивности

Используются известные результаты для разработки (обучения) модели, которую можно применять для прогнозирования значений традиционных или новых данных. Моделирование предоставляет результаты в форме прогнозов, которые представляют вероятность целевой переменной на основе оценки значимости из набора входных переменных. Известны два типа прогнозных моделей:

1. Классификационное прогнозное моделирование – это задача аппроксимации отображающей функции (f) от входных переменных (X) до дискретных выходных переменных (Y). Выходные переменные часто называют метками или категориями. Функция отображения предсказывает класс или категорию для данного наблюдения. Например, техническое состояние силового трансформатора можно разделить на нормальное при отсутствии признаков дефектов, и отклонение от нормы, когда обнаружены признаки дефектов. При необходимости можно классифицировать состояния отклонения от нормы по видам дефектов на электрические, термические или смешанные неисправности [6].

- Проблема классификации требует, чтобы состояния были отнесены к одному из двух или более классов.
- Классификация может выполняться при непрерывных или дискретных входных переменных.
- Проблема с двумя классами часто называется проблемой двухклассовой или двоичной классификации.
- Проблема с более чем двумя классами часто называется проблемой классификации нескольких классов.
- Проблема, когда рассматриваемому состоянию присваивается несколько классов, называется проблемой классификации с несколькими метками.

Известен ряд способов оценки свойств модели прогнозной классификации, однако наиболее распространенным является вычисление точности классификации [7]. Точность классификации – это процент правильно

классифицированных примеров из всех сделанных прогнозов.

$$T = (C / A) * 100\% \quad (1.1)$$

где T – точность, C – количество правильных прогнозов, A – общее количество прогнозов. Алгоритм, способный обучать модель прогнозной классификации, называется алгоритмом классификации.

2. Прогнозирующее регрессионное моделирование – это задача аппроксимации функции отображения (f) от входных переменных (X) к непрерывной выходной переменной (Y). Непрерывная выходная переменная – это вещественное значение, такое как целое число или значение с плавающей запятой. Рассмотрим, например, анализ характеристик жизненного цикла силового трансформатора на основе прогнозирующей регрессии.

- Задача регрессии требует предсказания количества.
- Регрессия может иметь непрерывные или дискретные входные переменные.
- Задача с несколькими входными переменными часто называется проблемой многомерной регрессии.
- Задача регрессии, в которой входные переменные упорядочены по времени, называется задачей прогнозирования временных рядов.

Поскольку модель прогнозирования регрессии предсказывает количество, свойство модели должно восприниматься как ошибка в этих прогнозах. Существует ряд способов оценить эффективность модели прогнозирования регрессии. Наиболее распространенным является вычисление среднеквадратичной ошибки, сокращенно ВСКО.

$$ВСКО = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (P_i - A_i)^2}{N}}, \quad (1.2)$$

где P_i – прогнозное значение, A_i – фактическое значение, N – общее количество наблюдений. Преимущество ВСКО заключается в том, что единицы оценки ошибки находятся в тех же единицах, что и прогнозируемое значение. Алгоритм, способный обучать модели прогнозирования регрессии, называется

алгоритмом регрессии [8].

Методы предиктивного моделирования

Существует множество приложений, используемых для прогнозирования технического состояния силовых трансформаторов, которые были тщательно исследованы [7, 15]. Среди этих распространенных приложений:

- **деревья решений** – это модели классификации, которые разделяют данные на подмножества на основе категорий входных переменных. Дерево решений выглядит как дерево, в котором каждая ветвь представляет собой выбор между несколькими альтернативами, а каждый лист представляет собой классификацию или решение [8]. Такая модель смотрит на данные и пытается найти одну переменную, которая разбивает данные на логические группы с наибольшим различием. Деревья решений популярны, потому что их легко понять и интерпретировать [9]. Они также хорошо обрабатывают пропущенные значения и полезны для предварительного выбора переменных. На рисунке 1.1 показан простой пример модели дерева решений.

- **регрессия (линейная и логистическая)** – один из самых популярных методов статистики. Регрессионный анализ оценивает взаимосвязь между переменными. Предназначенный для непрерывных данных, которые, как можно предположить, следуют нормальному распределению, он находит ключевые шаблоны в больших наборах данных и часто используется для определения того, насколько конкретные факторы влияют на движение к цели [10].

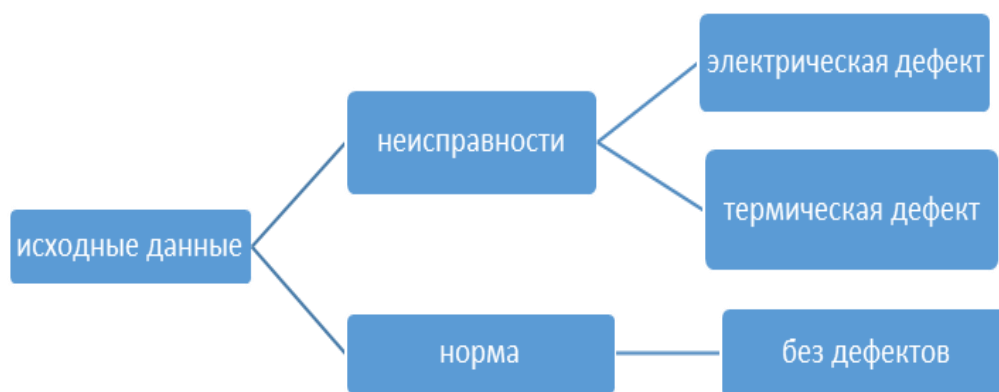


Рисунок 1.1 – Модель дерева решений

С помощью регрессионного анализа мы хотим предсказать число, называемое откликом или переменной Y . При линейной регрессии одна независимая переменная используется для объяснения и / или прогнозирования результата Y . Множественная регрессия использует две или более независимых переменных для прогнозирования результата. При логистической регрессии неизвестные значения дискретной переменной прогнозируются на основе известных значений других переменных. Переменная отклика является категориальной, то есть может принимать только ограниченное количество значений [11]. При бинарной логистической регрессии переменная ответа имеет только два значения, например 0 или 1. Во множественной логистической регрессии переменная отклика может иметь несколько уровней, например низкий, средний и высокий или 1, 2 и 3 (рисунок 1.2).

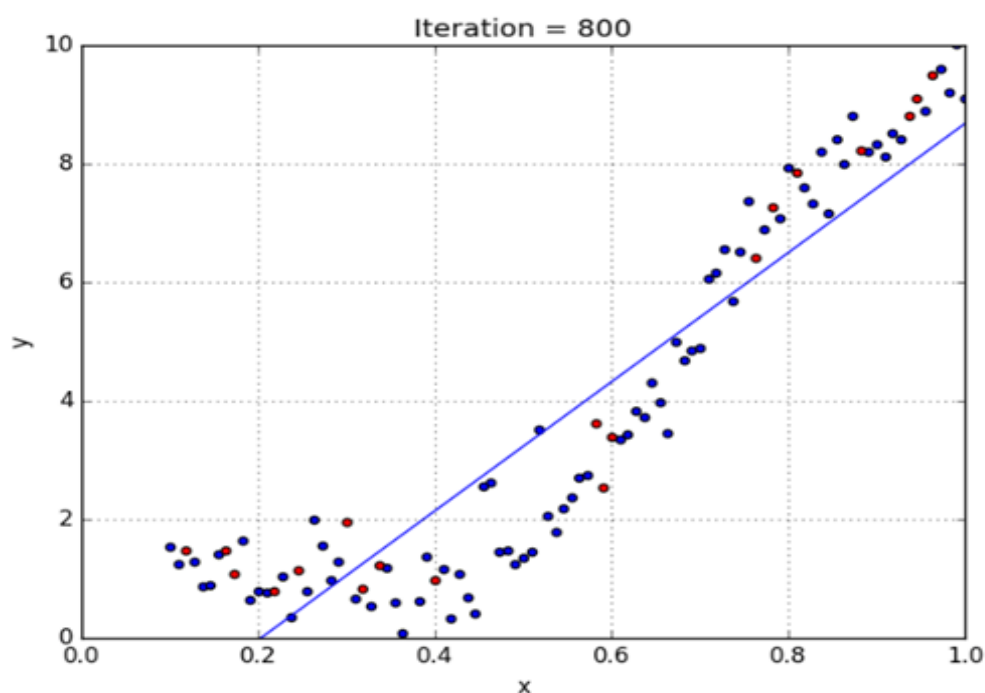


Рисунок 1.2 – Регрессионная модель

Одним из перспективных практических приложений регрессионного типа моделей служат так называемые «быстрые» модели прогнозирования остаточного эксплуатационного ресурса оборудования энергообъектов ЭЭС [15]. Такие модели формируются практически мгновенно на основе нескольких связанных во времени последовательных текущего и предыдущего измерений

контролируемого ресурсного параметра X_i t_i , $X_{i-1}(t_{i-1})$ и имеют вид (1.3):

$$R_{\text{ост}} = A \cdot X_{\text{пр}} - X_i + B. \quad (1.3)$$

Здесь $A = \frac{t_i - t_{i-1}}{X_i - X_{i-1}}$ – вычислительная константа, характеризующая

интенсивность деградации функционального узла единицы оборудования; $X_{\text{пр}}$ – предельно-допустимое значение ресурсного параметра; B – свободный член полинома, который может принимать произвольное значение или быть равен нулю.

▪ **нейронные сети** представляют собой сложные техники, способные моделировать чрезвычайно сложные отношения. Они популярны, потому что обладают мощностью и гибкостью. Сила заключается в их способности обрабатывать нелинейные отношения в данных, что становится все более распространенным по мере того, как мы объединяем большее количество данных [12]. Они часто используются для подтверждения результатов, полученных с помощью простых методов, таких как регрессия и деревья решений. Нейронные сети основаны на распознавании образов и некоторых процессах искусственного интеллекта, которые графически «моделируют» параметры. Они работают хорошо, когда неизвестна математическая формула, которая связывает входные данные с выходными, прогнозирование важнее объяснения или имеется много обучающих данных. На рисунке 1.3 представлена простая модель нейронной сети.

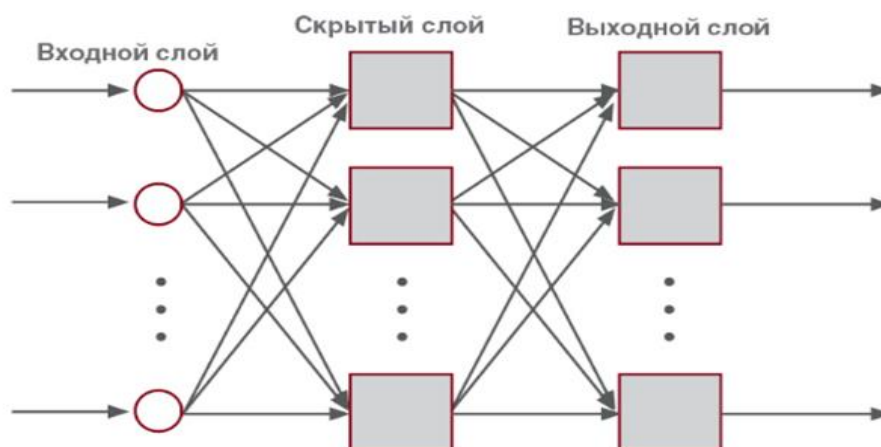


Рисунок 1.3 – Модель нейронной сети

Искусственные нейронные сети были первоначально разработаны исследователями, которые пытались имитировать нейрофизиологию человеческого мозга [13].

▪ **Байесовский анализ и классификация.** Байесовские методы принятия решений рассматривают параметры как случайные величины и определяют вероятность как «степень уверенности» (то есть вероятность события – это степень, в которой признается, что событие истинно). Применение Байесовской теории решений начинается с предварительного утверждения относительно распределения вероятностей неизвестного параметра [14, 15]. При получении новой информации (эмпирических данных) обновляются (уточняются) полученные ранее сведения о неизвестном параметре. Математической основой Байесовской теории решений служит формула Байеса:

$$P(\Pi_j / X) = \frac{P(X / \Pi_j)P(\Pi_j)}{p(X)}. \quad (1.4)$$

Здесь: $X \in \{x_i\}$ ($i = \overline{1, m}$) – выборочная совокупность контролируемых параметров; $P(\Pi_j)$, $j = \overline{1, k}$ – априорные вероятности принадлежности к каждому из возможных классов; $p(X)$ – плотность вероятности вектора контролируемых параметров. Байесовский классификатор при наличии дихотомии классов состояний объекта ($j = 1, 2$) преобразуется к виду [Применение методов искусственного интеллекта ...] (1.5):

$$g(X) = -\ln \left[\frac{p(X / \Pi_1)}{p(X / \Pi_2)} \right] - \ln \left[\frac{P(\Pi_2)}{P(\Pi_1)} \right] > 0 \Rightarrow X \in \begin{cases} \Pi_1 \\ \Pi_2 \end{cases}. \quad (1.5)$$

Здесь: $\frac{p(X / \Pi_1)}{p(X / \Pi_2)}$ – отношение правдоподобия, а $\frac{P(\Pi_2)}{P(\Pi_1)}$ – его произвольное пороговое значение, зависящее от условий классификации и характеризующее суммарную ошибку диагноза $\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2$; ε_1 – ошибка первого рода или "пропуск дефекта"; ε_2 – ошибка второго рода или "ложная тревога". Согласно

теории [51] Байесовский классификатор обеспечивает минимальную вероятность суммарной ошибки решения и, в этом смысле, является оптимальным. Известна каноническая форма Байесовского классификатора [52], которая при помощи дискриминантной функции $g(X)$ устанавливает соответствие вектора параметров X классу состояний Π_i при справедливости условия $g_i(X) > g_j(X)$ для всех $j \neq i$ (рисунок 1.4). В общем случае дискриминантная функция $g(X)$ может быть задана в виде линейного, нелинейного полинома или в матричной форме $g(X) = W \cdot X$, где W – вектор весовых коэффициентов.

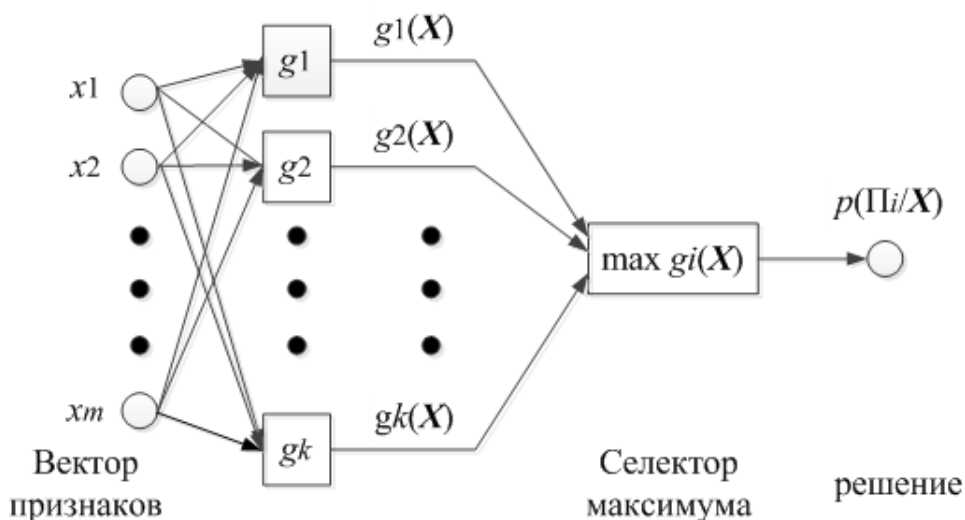


Рисунок 1.4 – Каноническая форма Байесовского классификатора

Для дихотомии классов решающая функция работает следующим образом:

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

Основными этапами создания модели являются: определение вида $g(X)$ и выбор способа расчета вектора весовых коэффициентов W .

Одним из классов моделей, основанных на статистической (Байесовской) классификации и распознавании образов в приложениях к оценке технического состояния оборудования объектов ЭЭС являются так называемые "медленные" модели [54]. Наименование указывает на многоэтапность их получения: от

формирования вектора параметров X до построения классификатора и оценки достоверности решений. Зато уже сформированные модели не содержат привычных ограничений, имеют простое и эффективное практическое применение и могут легко адаптироваться к однотипному оборудованию энергообъектов и условиям его эксплуатации.

1.2 Силовые трансформаторы, как критический тип активов энергопредприятий

Основная цель любой электроэнергетической системы (ЭЭС) – это эффективное выполнение требований электроснабжения потребителей за счет обеспечения непрерывного процесса передачи и распределения электроэнергии с высокой надежностью, лучшего качества и достаточной экономичностью [16,17].

Трансформаторное оборудование является наиболее важным компонентом объектов электроэнергетической системы. Силовые трансформаторы представляют собой основное оборудование электростанций и электросетевых подстанций, а их надежная работа, в конечном счете определяет надежное функционирование ЭЭС [14, 17]. Трансформаторное оборудование ЭЭС включает в свой состав силовые трансформаторы, автотрансформаторы, и шунтирующие реакторы. Конструктивно маслонаполненный силовой трансформатор (СТ) состоит из набора функциональных узлов (структурных элементов), которые выполняют различные функции и обеспечивают его применение по назначению. Вкратце рассмотрим характеристики каждого из функциональных элементов СТ и основные методы контроля состояния.

Изоляционная система (ИС) трансформаторов представляет собой сложную систему, состоящую из различных конструктивных элементов [19]. Изоляцию можно разделить на две части: внутреннюю изоляцию и внешнюю изоляцию. Наружная изоляция – это изоляция покрышки вводов, воздушных зазоров между вводами обмотки и заземленных частей. Внутренняя

(маслонаполненная, газовая, литая) изоляция трансформатора делится на основную и продольную изоляцию обмоток, изоляцию проходного монтажа, изоляцию отводов, РПН и т.д. Основная изоляция обмоток – это изоляция от данной обмотки до заземленных частей сердечника, ярма, бака и других обмоток (в том числе других фаз). Продольная изоляция – это изоляция между различными точками одной обмотки: между витками, слоями и витками.

Набор методов предназначен для оценки и диагностики технического состояния функционального узла ИС. Это обеспечивает обнаружение неисправностей (дефектов) в данном функциональном узле. К методам диагностирования (мониторинга) параметров состояния ИС, закрепленным нормативными документами [49], следует отнести:

1) анализ растворенных газов (АРГ) в масле (концентрации газов H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , CO , CO_2);

2) физико-химический анализ масла (ФХА) (пробивное напряжение, $tg\delta_{\text{масла}}$, влагосодержание, др.);

3) контроль состояния целлюлозы ($W_{\text{цел.}}$, сод.фуран. производных, др.);

4) контроль отношения концентраций пар характерных газов.

Магнитная система (МС) – конструктивная часть трансформатора (магнитопровод), предназначенная для канализации магнитного потока в требуемом направлении и размещения обмоток, которые участвуют в процессе преобразования электромагнитного поля в электрическую энергию. Для изготовления магнитопровода используют ферромагнитные материалы с анизотропными свойствами: специальная электротехническая сталь, феррит, пермаллой и др. В зависимости от конструктивных особенностей магнитопровода, он может состоять из пластин или навиваться из тонкой ленты. Каждый магнитопровод подразделяют на два главных элемента:

1) ярма – горизонтальные части магнитопровода, которые расположены выше и ниже обмоток.

2) стержни – вертикальные части магнитопровода для установки обмоток.

В зависимости от пространственного расположения стержней магнитопровода, различают изделия пространственные и плоские. Силовой трансформатор СТ, как правило, выполняют с плоским магнитопроводом из электротехнической стали [50].

Для контроля технического состояния МС нормативно закреплен ряд методов [49], среди которых следует отметить:

- 1) контроль локального нагрева бака СТ по результатам тепловизионного контроля (ТВК);
- 2) измерение потерь холостого хода ΔP_x ;

Обмотки (ОБМ) состоят из проводников, намотанных вокруг секций сердечника, и они должны быть должным образом изолированы, поддерживаться и охлаждаться, чтобы выдерживать условия эксплуатации и испытаний. Медь и алюминий являются основными материалами, используемыми в качестве проводников в обмотках силовых трансформаторов [20]. Хотя алюминий легче и, как правило, дешевле, чем медь, необходимо использовать алюминиевый провод большего сечения, чтобы пропускать ток с такими же характеристиками, как у меди. Медь имеет более высокую механическую прочность и используется почти исключительно во всех диапазонах нагрузочных токов, кроме наименьших, где алюминиевые проводники могут быть совершенно приемлемыми с технико-экономической точки зрения.

В случаях, когда возникают экстремальные нагрузки, для еще большей прочности можно использовать такие материалы, как серебросодержащую медь.

Проводники, используемые в силовых трансформаторах, обычно скручены с прямоугольным поперечным сечением, хотя некоторые трансформаторы с самыми низкими номиналами могут использовать листовые или фольговые проводники.

Набор методов, предназначенных для диагностики и оценки технического состояния функционального узла ОБМ, включает следующие:

- 1) контроль геометрии обмоток ΔZ_k
- 2) высоковольтные испытания (изменение $\operatorname{tg}\delta_{\text{цел.}}$, R_{60} по сравнению с эталонными значениями)
- 3) измерение активного сопротивления (R) постоянному току обмоток ВН, НН.

Высоковольтные вводы (ВВ) представляют собой элементы интерфейса, так что электрическая энергия проходит через барьер. Центральный сердечник обычно изготавливается из алюминия или меди и имеет соответствующий размер, чтобы пропускать ток от одной стороны барьера к другой [21]. Центральная жила содержится в системе изоляции, покрытой изолятором. Системы изоляции вводов на 35 кВ и ниже могут быть спроектированы с использованием твердых материалов, таких как фарфор, силикон или композит на основе смолы. Для вводов, рассчитанных на напряжение более 35 кВ, требуются слои проводящего материала или фольги, перемежаемые слоями бумаги, чтобы распределять напряжения и минимизировать большие градиенты напряжения. Слои проводников и изоляции образуют концентрические конденсаторы между барьером и центральной жилой.

Сегодня пропитанные маслом бумажные вводы являются наиболее широко используемыми типами вводов для напряжений выше 35 кВ [22]. В этой конструкции бумага обеспечивает каркас для удерживания изоляционного масла. Масло действует как основная изоляция и охлаждающая жидкость для проходного изолятора. Наружная оболочка обычно изготавливается из фарфора, но некоторые производители используют другие материалы из-за длительных сроков изготовления и сложности изготовления внешних фарфоровых оболочек.

Набор методов, предназначенных для диагностики и оценки технического состояния функционального узла ВВ, как правило, включает:

- 1) контроль состояние изоляции (тангенс угла диэлектрических потерь –

$\operatorname{tg}\delta$, активное сопротивление – R, емкость – C);

2) АРГ (концентрации диагностических газов);

3) ФХА (пробивное напряжение, $\operatorname{tg}\delta_{\text{масла}}$, др.)

4) контроль механической целостности конструкции (давление, температура – $\theta^{\circ}\text{C}$, др.)

Система регулирования напряжения РПН (СРН) представляет собой устройство РПН в приложениях, где прерывание питания во время переключения неприемлемо, трансформатор часто оснащается более дорогостоящим и сложным устройством. механизм переключения крана нагрузки. Переключатели ответвлений под нагрузкой обычно классифицируются как механические, с электронным управлением или полностью электронные. Эти системы, как правило, имеют 19 отводов (один в центре «номинальный» отвод и шестнадцать для увеличения и уменьшения коэффициента трансформации СТ) и допускают отклонение, например $\pm 9 \times 1,78\%$ от номинального напряжения [23].

Набор методов, предназначенных для диагностики и оценки технического состояния функционального узла СРН, представлен следующими:

1) контроль состояния масла: пробивное напряжение, $W_{\text{масла}}$, др.;

2) контроль состояния механизмов привода и контактора.

Система охлаждения (СО). Ни один трансформатор не является действительно «идеальным трансформатором», и, следовательно, каждый из них несет определенные потери, большая часть которых преобразуется в тепло. Если это тепло не рассеивается должным образом, превышение температуры в трансформаторе может вызвать серьезные проблемы, такие как нарушение изоляции. Очевидно, что трансформатору нужна система охлаждения. Трансформаторы можно разделить на два типа: сухие и маслонаполненные. Различные методы охлаждения трансформаторов [25]:

1. Для сухих трансформаторов: естественная или принудительная циркуляция воздуха.

2. Для маслонаполненных трансформаторов: естественная (М)

циркуляция масла, принудительная (Д) циркуляция воздуха, принудительная циркуляция масла и воздуха (ДЦ).

Набор методов предназначенных для диагностики и оценки технического состояния функционального узла СО, включает:

- 1) контроль состояния бака и навесного оборудования;
- 2) контроль состояния защитного оборудования.

1.3 Информационное обеспечение в задачах оперативной и предиктивной оценки технического состояния и остаточного ресурса силовых трансформаторов

Трансформатор является одним из наиболее ответственных и дорогостоящих устройств в ЭЭС. Надежная и эффективная работа трансформатора играет решающую роль в обеспечении электроснабжения. В трансформаторе масляная и бумажная изоляция разрушаются под воздействием термических, электрических, химических, механических стрессов в процессе его работы [26, 27]. За последние годы вырос интерес к оценке состояния изоляции СТ. В первую очередь это связано с тем, что во всем мире увеличивается парк эксплуатируемых трансформаторов. В связи с этим оценка состояния изоляции трансформатора представляет большой промышленный интерес. Следовательно, чтобы уменьшить количество отказов и продлить срок службы трансформатора, принимаются некоторые меры, известные как мониторинг состояния. Преимущества мониторинга состояния: заблаговременное предупреждение о возникновении неисправностей, своевременное выполнение измерений, сокращение незапланированных простоев, предотвращение катастрофических отказов и разрушений периферийного оборудования, подтверждение наличия неисправных газов в случае аварийных сигналов, своевременное проактивное решение для создания более предсказуемых и надежных графиков технического обслуживания, снижения эксплуатационных затрат и др. [6, 8, 13, 26]. Наиболее прогрессивные методы диагностики включают анализ растворенных в масле газов (АРГ),

тепловое моделирование (ТМ), анализ частичных разрядов (ЧР), анализ частотной характеристики (АЧХ). Методы диэлектрической диагностики необходимы для понимания влияния различных стрессов, таких как тепловые, электрические и др. Эти методы дают раннее указание на изменение диэлектрических свойств изоляционного масла, предоставляют полезную информацию об изменении характеристик целлюлозной изоляции.

Существует пять основных аспектов, касающихся мониторинга и оценки технического состояния СТ (рисунок 1.5): тепловое моделирование (ТМ), анализ растворенных в масле газов (АРГ), анализ частотной характеристики обмоток СТ (АЧХ), анализ частичных разрядов (ЧР), анализ влажности изоляции.



Рисунок 1.5 – Мониторинг параметров состояния СТ

Тепловое моделирование

Фактический срок службы трансформатора частично ограничен ухудшением свойств изоляции в результате термического старения, которое определяется главным образом его ежедневными циклическими нагрузками.

Руководства по нагрузке трансформатора дают рекомендации по выбору подходящих номиналов трансформатора для предоставления условий нагрузки и охлаждения, особенно для условий с мощностями нагрузки выше номинальной мощности трансформатора. Для маслонаполненных силовых

трансформаторов можно использовать руководство по загрузке 60354 Международной электротехнической комиссии IEC [28], руководство Института инженеров по электротехнике и электронике IEEE [29]. Разработка точной тепловой модели всегда рассматривается как одна из наиболее важных проблем мониторинга состояния трансформатора. Общепринятые методы, о которых сообщают IEC и IEEE, могут использоваться для прогнозирования зон температуры горячей точки в трансформаторе в виде суммы температуры окружающей среды, превышения температуры верхних слоев масла над температурой окружающей среды и горячей точки над температурой верхних слоев масла. Два устойчивых превышения температуры верхних слоев масла и нижних слоев масла над температурой окружающей среды можно оценить отдельно. Однако традиционный расчет внутренней температуры трансформатора представляет собой сложную задачу, поэтому необходимо разработать более точную и содержательную тепловую модель для учета тепловых характеристик трансформатора.

Анализ растворенных газов в масле СТ

Маслонаполненные силовые трансформаторы заполнены жидкостью, которая служит различным целям. Жидкость действует как защитная среда, изолятор и теплоноситель. Наиболее распространенный тип жидкости, используемой в трансформаторах, имеет минеральное происхождение. Во время нормальной работы обычно происходит медленное разложение минерального масла с образованием определенных газов, которые растворяются в масле. Тем не менее, когда в трансформаторе возникает неисправность (дефект), газы генерируются с гораздо большей интенсивностью. АРГ вероятно, является наиболее широко используемой сегодня методикой раннего выявления дефектов, используемой для мониторинга работы трансформатора в режиме он-лайн. Различными организациями разработан ряд руководств по интерпретации результатов АРГ, например, РД 153-34.0-46.302-00 [30], IEC60559 [31], IEEE C57.104-1991 [32]. Применяя метод интерпретации результатов АРГ к образцу масла,

концентрации растворенных газов можно определить количественно. Концентрации и соотношения отдельных газов позволяют прогнозировать, имеет ли место неисправность, каков тип неисправности, какова степень опасности неисправности с точки зрения дальнейшей эксплуатации (рис.1.6).

Диагностические газы: водород (H_2), метан (CH_4), этан (C_2H_6), этилен (C_2H_4), ацетилен (C_2H_2), окись и двуокись углерода (CO , CO_2) образуются в трансформаторном масле при определенных температурах. Состав и концентрации газов будут зависеть от конкретного вида развивающегося дефекта и степени его развития. Как видно из рис.1.6, водород и метан начинают выделяться в масле СТ уже при температуре масла $150^{\circ}C$.

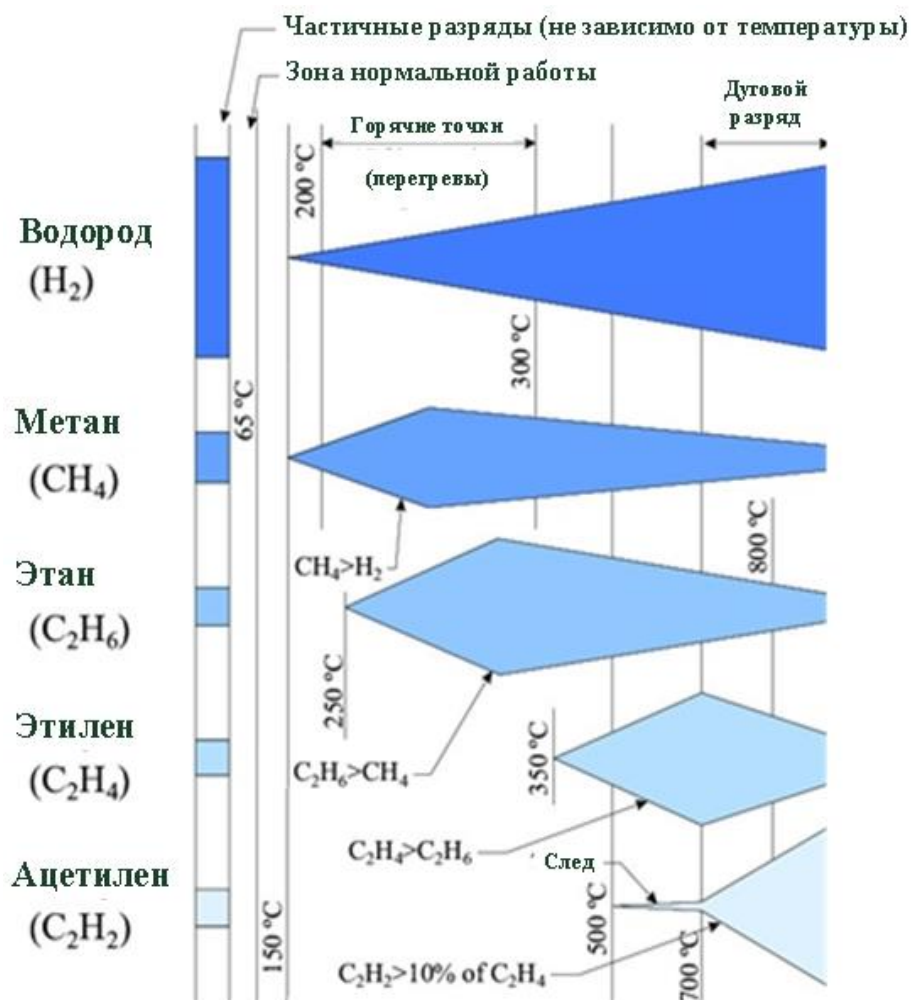


Рисунок 1.6 – Диаграмма газообразования в масле СТ

В течение почти сорока лет АРГ и его интерпретация были полезным и надежным инструментом для контроля состояния маслonaполненных

трансформаторов и другого маслonaполненного электрического оборудования. Однако, основываясь на традиционных методиках интерпретации АРГ, очень сложно определить типы неисправностей и интервалы отбора проб масла из-за различных неисправностей и других влияющих факторов. Кроме того, определение взаимосвязей между уровнями газа и условиями спада является сложной задачей из-за сложных комбинаций диагностических газов. Было предпринято много попыток решить проблемы интерпретации АРГ с помощью нескольких недавно разработанных методов искусственного интеллекта (ИИ), среди которых искусственные нейронные сети (ИНС) являются наиболее широко используемыми классификаторами ошибок для АРГ. Экспертные системы (ЭС) в сочетании с другими методами ИИ также были разработаны для АРГ, например, нечеткие множества и эволюционные алгоритмы. Эти методы могут оценить текущее состояние трансформатора, а также предложить правильные действия по техническому обслуживанию.

Анализ частотной характеристики (АЧХ)

В настоящее время метод развертки АЧХ получил всемирное применение для оценки механического состояния обмоток трансформатора, постепенно заменяя методику низковольтных импульсов. Чувствительность метода АЧХ достаточно высока и позволяет обнаруживать дефекты деформации обмоток, вызванные потерей уровня прессовки либо электродинамическими усилиями при протекании по обмоткам сквозных токов короткого замыкания [33]. В промышленной практике АЧХ является одним из наиболее подходящих инструментов диагностики обмоток, которые могут указывать на смещения и деформации. Он может применяться в качестве упрощенного метода, чтобы избежать периодических и дорогостоящих операций по вскрытию бака трансформатора и проведению дегазации и сушки трансформаторного масла. Это может минимизировать влияние на работу системы и недоотпуска электроэнергии потребителям, а, следовательно, обеспечить существенную экономию затрат из-за своевременного обслуживания. Большинство коммунальных компаний имеют базы данных, содержащие исторические

данные АЧХ (FRA) для крупных силовых трансформаторов. Например, крупные трансформаторы регулярно тестируются с использованием данных АЧХ в диапазоне частот до 10 МГц. При этом производится сравнение частотных характеристик, измеренных во время планового технического обслуживания, с измерением, полученным на более ранней стадии эксплуатации. АЧХ широко используется коммунальными предприятиями в качестве сравнительного метода в низкочастотном диапазоне от нескольких десятков кГц до 1 МГц. Различия могут выявить внутренние повреждения трансформатора, поэтому инспекции могут быть запланированы с целью определения необходимости вывода СТ в ремонт [34]. Однако такой сравнительный метод не может количественно оценить изменения, вызванные неисправностью, и определить ее местонахождение. Следовательно, необходимо разработать точное моделирование АЧХ и надежный подход к диагностике неисправностей для интерпретации физического смысла под изменением данных АЧХ, что представляет значительный промышленный интерес.

Анализ частичных разрядов (ЧР)

Электрическая изоляция играет важную роль в любых высоковольтных силовых устройствах, особенно в силовых трансформаторах. Частичный разряд (ЧР) возникает, когда локальное электрическое поле превышает пороговое значение, что приводит к частичному разрушению окружающей среды. Его совокупный эффект приводит к ухудшению изоляции. Измерения могут быть собраны, чтобы обнаружить эти ЧР и контролировать надежность изоляции в течение срока службы силового трансформатора. ЧР проявляются в виде резких импульсов тока на клеммах трансформатора, характер которых зависит от типов изоляции, типа дефектов и используемых измерительных цепей и детекторов. Традиционное электрическое измерение частичных разрядов заключается в обнаружении импульсов тока частичного разряда с помощью испытательной схемы. Однако, учитывая, что экспериментальные данные всегда состоят из сигналов ЧР, синусоидальных сигналов и фонового шума,

извлечение полезной информации из сигналов ЧР является достаточно сложной задачей. Обнаружение ЧР может быть выполнено различными методами, чаще всего электрическими, акустическими, оптическими и химическими [35].

Существует три типа методов анализа ЧР, а именно: анализ частичных разрядов с временным разрешением, анализ частичных разрядов на основе спектров интенсивности и анализ частичных разрядов с фазовым разрешением. Из-за особых характеристик ЧР традиционные методы цифровой обработки сигналов не подходят для анализа сигналов ЧР. Другие полезные частотно-временные инструменты, например, преобразование Фурье и Вейвлет-преобразование могут быть использованы для анализа ЧР для устранения шумов, выделения характеристик и классификации данных. Он-лайн мониторинг частичных разрядов для силовых трансформаторов был использован с помощью импульсного впрыска через отводы высоковольтных вводов трансформатора. Таким образом, большинство методов, используемых для анализа ЧР, предназначены для диагностики сигналов ЧР и извлечения полезных импульсов ЧР, которые находятся в области расширенной обработки сигналов.

Анализ влагосодержания

Содержание воды в изоляционных материалах увеличивает электропроводность и коэффициент рассеяния и снижает электрическую прочность. Обычной практикой является измерение содержания влаги в масле методом титрования Карла Фишера [36], а затем оценка влажности в твердой изоляции с помощью различных кривых равновесия [37]. В настоящее время в литературе сообщается о нескольких методах прямого измерения влагосодержания. Тонкопленочный емкостный датчик влажности был испытан для определения влажности в трансформаторном масле. Этот датчик хорошо отреагировал на наличие масла в трансформаторе в холодных и теплых погодных условиях. Их результаты показали, что спектроскопия наряду с разработанным многомерным моделированием может привести к неточной оценке влажности. Несколько методов диэлектрической диагностики,

основанных на поляризации, также используются в настоящее время для косвенного анализа влажности системы бумжно-масляной изоляции.

1.4 Оценка эффективности методов мониторинга параметров технического состояния трансформаторного оборудования

Поддержание надежности оборудования, составляющего электроэнергетическую систему, необходимо для поддержания надежности функционирования ЭЭС в целом. Одним из важнейших компонентов ЭЭС являются маслonaполненные СТ. Правильное выполнение функций СТ, таких как регулирование напряжения, преобразование электрического тока в магнитное поле, преобразование напряжения и т. д. обеспечивает содержание в конструкции СТ функциональных узлов.

Неисправности могут быть диагностированы и определены для каждого функционального узла СТ с использованием набора методов мониторинга и оценки технического состояния [38]. Каждый метод диагностики направлен на выявление неисправностей в конкретном функциональном узле. Большинство этих методов диагностики используются для СТ в рабочих режимах без отключения нагрузки и снятия рабочего напряжения. Кроме того существуют методы тестовой диагностики, которые предусматривают вывод СТ из работы, подачу на входы калиброванных тестовых сигналов и измерение откликов при сравнении их с эталонами. Система диагностики, которая поддерживает такие измерения в off-line режиме, предписывает для каждого метода диагностики применение определенных условий и периодичностей. Недостатком off-line методов диагностики является относительно низкая информативность из-за их зависимости от тестовых сигналов, которые имеют меньше параметров по сравнению с рабочими параметрами (например, методы измерения потерь холостого хода или сопротивления короткого замыкания). Кроме того, off-line методов диагностики сопровождаются ограничениями в электроснабжении потребителей. Существуют и другие методы диагностики для оценки технического состояния трансформатора с помощью on-line системы. К таким

методам следует отнести, например, тепловизионный контроль (ТВК), анализ растворенных в масле газов (АРГ), физико-химический анализ масла (ФХА), виброконтроль (ВК), контроль частичных разрядов (ЧР) [39].

Метод АРГ считается одним из самых эффективных и надежных методов с показателем более 70% в раннем обнаружении отклонений и неисправностей в активных частях и масле для СТ 35 кВ и выше [40-42]. Среди преимуществ метода АРГ – возможность использования как в системах on-line, так и off-line мониторинга. Одной из технологий, ориентированной на повышение эксплуатационной надежности маслonaполненного трансформаторного оборудования района электрической сети, является использование систем удаленного (дистанционного) мониторинга и диагностики (СУМиД) [43-45]. Оценка технического состояния и оценка стоимости эксплуатационных воздействий электрического оборудования осуществляется путем сбора, передачи и обработки данных о параметрах для каждой подстанции, и это представляет собой принцип работы СУМиД. Основными функциями СУМиД являются:

1. Мониторинг основного оборудования (оценка остаточного ресурса, раннее обнаружение дефектов в СТ, прогнозирование вероятности аварийных событий, отказов);

2. Возможность удаленного выключения оборудования или изменения параметров и дистанционное управление основным оборудованием.

С помощью СУМиД оценивается экономическое эксплуатационное влияние компонентов сети в дополнение к оценке эффективности каждого метода диагностики. Эффективность СУМиД определяется содержанием информации для методов диагностики и мониторинга электрооборудования.

1.4.1 Моделирование вероятности отказа силового маслonaполненного трансформатора с учетом его технического состояния

Неправильная эксплуатация трансформаторного оборудования и неправильное его обслуживание могут привести к возникновению

неисправности. Отказ СТ представляет собой сложное случайное событие, которое произойдет при отказе любого из функциональных узлов (рисунок 1.7).

В свою очередь отказ функционального узла может произойти, например, из-за ошибок в диагностике и / или по причине высокой скорости развития дефекта. На рисунке 1.7 использованы сокращения: СРН – система регулирования напряжения, СО – система охлаждения, МС – магнитная система, ОБМ – обмотки, ВВ – высоковольтные вводы, ИС – изоляционная система.

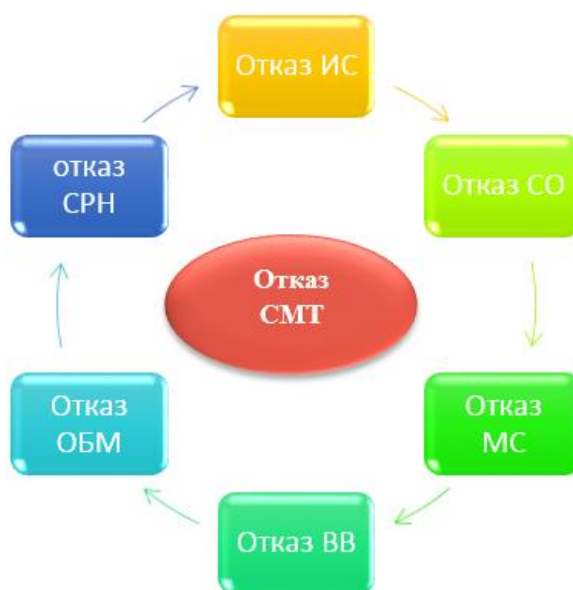


Рисунок 1.7 – События, приводящие к отказу СТ

Функциональные узлы связаны друг с другом последовательно в структурно логической схеме расчета надежности СТ. В указанном случае вероятность отказа СМТ $Q_{СМТ}$ определяется на основе теоремы умножения вероятностей по формуле (1.6):

$$Q_{СМТ} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - Q_i) \quad (1.6)$$

где n и Q_i – количество, и вероятность отказа i -го функционального узла СТ.

Основным препятствием является выполнение статистических расчетов для каждого функционального узла в СТ с использованием ретроспективных данных о наступлении аварийных событий для определения Q_i . Значение

средней интенсивности отказов $\bar{\omega}_0$ для СТ конкретного класса номинального напряжения представляет собой вполне доступную и надежную информацию [46]. Согласно методике оценки индекса технического состояния [47], важность каждого функционального узла определяется значениями весовых коэффициентов $B_i, i = \overline{1, n}$ для этих узлов.

При практическом применении диагностики СТ каждому функциональному узлу назначается набор параметров диагностики и мониторинга. Весовой коэффициент j -ой группы контролируемых параметров i -го функционального узла $(b_{ij}, j = \overline{1, m}; i = \overline{1, n})$ характеризует его важность с точки зрения надежности последнего. При этом сумма b_{ij} равна 1.

В таблице 1.1 приведены комбинации параметров состояния каждого функционального узла, их методы диагностики и соответствующие значения весовых параметров.

Группа несовместных случайных событий может произойти из-за вероятности возникновения сложного события. Вероятность возникновения сложного события рассчитывается с использованием уравнения (1.7):

$$Q_{\text{СМТ}} = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n \left(1 - e^{-\bar{\omega}_0 \cdot B_i \cdot t} \right) \quad (1.7)$$

Модель отказа (1.7) не учитывает индивидуальные особенности старения функциональных узлов в СТ и действительна только на период их нормальной эксплуатации. Если необходимо выделить СТ в группе по сроку службы (оставшемуся ресурсу), то желательно использовать более сложную модель отказа, например, полученную в [48].

В соответствии с уравнением (1.7) рассчитываются вероятности отказа функциональных узлов и весовые коэффициенты для каждого функционального узла. Результаты для СТ 110 кВ при значении $\bar{\omega}_0 = 0,015$ (год⁻¹) приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – комбинации параметров состояния функциональных узлов и значения их весовых коэффициентов

№ п.п.	Функциональный узел	Группа контролируемых параметров	Весовой коэф-нт, b_{ij}
1	ИС	1) анализ растворенных газов 2) физико-химический анализ 3) состояние целлюлозы 4) отношение концентраций пар характерных газов	0,425 0,425 0,140 0,010
2	МС	1) локальный нагрев бака по результатам ТВК 2) потери холостого хода ΔP_x	0,500 0,500
3	Обм	1) состояние геометрии обмоток 2) тенденции изменения $\text{tg}\delta_{\text{цел.}}$, R_{60} (по сравнению с начальным) 3) R постоянному току обмоток ВН, НН	0,010 0,500 0,490
4	ВВ	1) состояние изоляции 2) анализ растворенных газов 3) физико-химический анализ 4) целостность конструкции	0,250 0,250 0,250 0,250
5	РПН	1) состояние масла: пробивное напряжение, $W_{\text{масла}}$ 2) состояние контактора и механизмов привода	0,334 0,666
6	СО	1) состояние навесного оборудования и бака 2) состояние защитного оборудования	0,500 0,500

Наибольшая вероятность отказа может возникнуть в системе изоляции СТ, как показано в таблице 1.2, что согласуется с данными многих исследований и источников.

Таблица 1.2 – Значения V_i и Q_i функциональных узлов СТ

№ п.п.	Функциональный узел	V_i , о.е.	Q_i , о.е.
1	ИС	0,32	0,0048
2	МС	0,18	0,0027
3	Обм	0,18	0,0027
4	ВВ	0,13	0,0019
5	РПН	0,10	0,0015
6	СО	0,09	0,0013
ИТОГО		1,00	0,0149

В результате адекватных ремонтных воздействий выявленные отклонения устранены за счет своевременных методов диагностики и мониторинга. Принимая во внимание, что вероятность отказа для каждого функционального узла СТ, упомянутого в таблице 1.2, будет увеличиваться при отсутствии способа мониторинга и диагностики параметров функционального узла СТ, в составе программно-аппаратного комплекса СУМиД.

1.4.2 Критерий оценки информативности диагностического мониторинга силовых маслонаполненных трансформаторов с применением анализа растворенных газов

Рассмотрим два противоположных случая, чтобы оценить эффективность систем мониторинга и диагностики СТ с помощью метода АРГ. В первом случае используются методы диагностики и мониторинга, указанные в таблице 1.1, в программно-аппаратный комплекс СУМиД объектов распределительной электрической сети. Во втором случае метод АРГ не используется в программно-аппаратный комплекс СУМиД объектов распределительной электрической сети.

Обращаясь к таблице 1.1, можно заметить, что метод АРГ используется как метод диагностики (мониторинга) параметров двух функциональных узлов, а именно в ИС и ВВ. Метод АРГ способствует снижению вероятности отказа перечисленных функциональных узлов, а также вероятности отказа СТ 110 кВ в целом за счет выявления дефектов на ранней стадии развития с последующим их устранением.

Весовые коэффициенты используются при расчетах индекса технического состояния (ИТС) единицы оборудования и функциональных узлов. Параметры мониторинга функциональных узлов расположены в порядке их относительной важности. Значение D представляет собой количественную меру диагностической ценности метода мониторинга параметров при расчете ИТС объекта, в данном случае СТ.

Используя соотношения весовых коэффициентов B_i и b_{ij} по выражению

(1.8), можно получить количественную оценку $D\%$. Для расчета ИТС используется уравнение (1.8), в котором значение D получается в процентах. Все параметры мониторинга состояния функциональных узлов СМТ должны использоваться совместно.

При отсутствии информации о параметрах мониторинга состояние какого-либо j -го функционального узла, значение $b_{ij} = 0$, а $D > 100\%$. Тогда

$$D = 100 \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{B_i}{\sum_{j=1}^m b_{ij}} \right), \% \quad (1.8)$$

приращение количественной оценки информативности метода мониторинга функционального узла получается следующим образом :

$$\Delta D = D - 100, \%$$

Что касается мониторинга СТ по методу АРГ, то в случае подстановки значений b_{ij} из таблиц 1.1 и 1.2 в формулу (1.8) получаем $\Delta D = 27,32\%$. Это означает, что если метод АРГ не используется в наборе методов мониторинга параметров состояния СТ, суммарная диагностическая ценность комплекса используемых методов мониторинга уменьшится на 27,3%. Этим в свою очередь будет вызвано увеличение вероятности отказа функциональных узлов, за которые отвечает АРГ. При этом увеличение вероятности отказа СТ в целом при отсутствии в СУМиД СТ данных по АРГ составит $Q'_{\text{СМТ}} = 0,0149 \cdot 1,2732 = 0,01897$. Используя уравнение (1.8), получаем Q'_i вероятности отказа функциональных узлов при отсутствии АРГ, как показано в таблице 1.3. Технический эффект от использования данных АРГ в СУМиД, представленный уменьшением вероятности отказа функциональных узлов ИС и ВВ СТ 110 кВ составляет :

$$\Delta Q = Q_{\text{СМТ}} - Q'_{\text{СМТ}} = Q_{\text{СМТ}} \cdot \frac{\Delta D}{100} = 0,0188 - 0,0149 = 0,0039$$

Таблица 1.3 – Значения вероятностей Q_i' без применения метода АРГ

Функциональный узел	ИС	МС	ОБМ	ВВ	СРН	СО
Q_i'	0,00602	0,00338	0,00338	0,00244	0,00188	0,00169

1.4.3 Оценка экономического эффекта от применения мониторинга силовых маслонаполненных трансформатора на основе анализа растворенных газов

Рассмотрим группу из 26 СТ 110 кВ, эксплуатируемых на подстанциях района распределительной электрической сети 110-35-6(10) кВ и оснащенных СУМиД (рисунок 1.8). На основе использования метода АРГ для мониторинга функциональных узлов повышается уровень эксплуатационной надежности, что приводит к экономии эксплуатационных затрат группы СТ 110 кВ за период цикла ремонта и технического обслуживания. Интервал между двумя капитальными ремонтами (КР) называется циклом ремонта электрооборудования $\Delta T_{рц}$. 8 лет - интервал ремонтного цикла СТ 110 кВ.

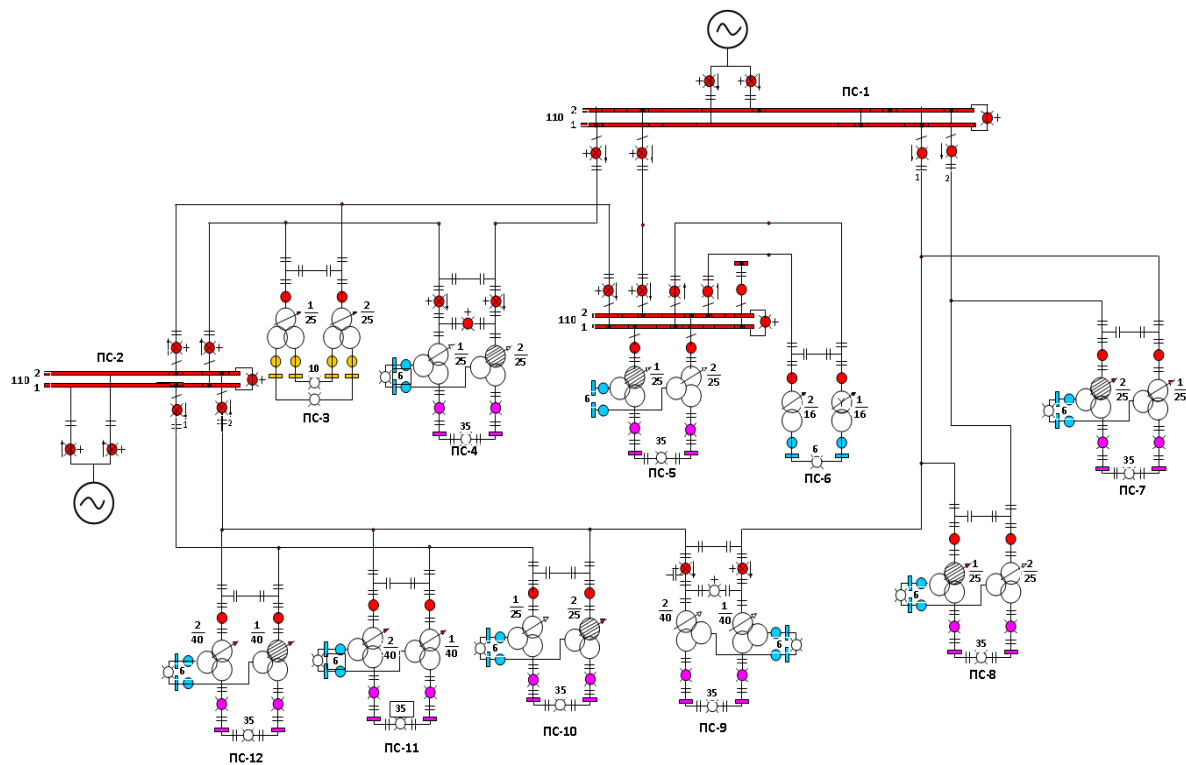


Рисунок 1.8 – Исследуемая группа СТ района РЭС

Ремонтный цикл включает текущие ремонты (ТР) с периодичностью 1 раз в 4 года техническое обслуживание (ТО) с периодичностью один раз в год. Таким образом, структура цикла ремонта будет следующей:

$$\Delta T_{рц} = 8 \text{ лет} = 7 \text{ ТО} + 1 \text{ ТР}$$

По данным производителя, стоимость единичного СТ типа ТДН–25000/110 составляет 25 миллионов рублей. Значения затрат на эксплуатационные воздействия единичного СТ в процентах от стоимости нового оборудования в рублях приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Стоимость эксплуатационного воздействия на СТ

Стоимость эксплуатационного воздействия, % (млн. руб.)		
Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Техническое обслуживание
10% (2,5)	6% (1,5)	0,6% (0,15)

Суммарные затраты на один цикл ремонта для СТ без использования метода АРГ согласно данным, приведенным в таблице 1.4, составляют:

$$З_{рц} = 7 \cdot 0,15 + 1,5 = 2,55 \text{ млн.руб.}$$

Использованием АРГ в СУМиД единичного СТ 110 кВ, мы добьемся экономии эксплуатационных затрат за один цикл ремонта:

$$\Delta Z_{рц} = Z_{рц} \cdot \frac{\Delta D}{100} = 2,55 \cdot \frac{27,32}{100} = 0,6967 \text{ млн. руб.}$$

Суммарная экономия затрат на техническое обслуживание и ремонт 26 СМТ с напряжением 110 кВ на подстанциях рассматриваемого сетевого района, будет составлять:

$$\Delta Z_{сум.} = 26 \cdot 0,6967 = 18,1142 \text{ млн. руб.}$$

Применение в СУМиД СТ информации по методу АРГ повлечет дополнительные затраты, вызванные приобретением специализированной диагностической техники, ее содержанием и использованием по назначению. Стоимость хроматографа марки «Хроматэк-Кристалл 5000», которая будет использоваться при off-line мониторинге в лабораторных условиях, составляет

2,0 млн. рублей. Исходя из опыта эксплуатации, стоимость единичного хроматографического анализа масла СТ, составляет 0,0018 млн. рублей.

С учетом периодичности выполнения стационарного АРГ 2 раза в год на интервале восемь лет для 26 единиц СТ 110 кВ, рассчитываем:

1) суммарную стоимость АРГ:

$$C_{\text{АРГ}} = 26 \cdot 2 \cdot 8 \cdot 0,0018 = 0,7488 \text{ млн. руб.};$$

2) суммарные эксплуатационные затраты на off-line мониторинг группы из 26 СТ 110 кВ по АРГ на распределительных подстанциях сети:

$$З_{\text{АРГ}} = K_{\text{хр}} \cdot E + I_{\Delta T_{\text{рц}}} + C_{\text{АРГ}} = 2,0 \cdot 0,15 + 2,0 \cdot 0,05 \cdot 8 + 0,7488 = 1,8488 \text{ млн.руб.},$$

где: $K_{\text{хр}}$, E – стоимость хроматографа и коэффициент дисконтирования (о.е.);

$I_{\Delta T_{\text{рц}}} = K_{\text{хр}} \cdot \alpha \cdot \Delta T_{\text{рц}}$ – суммарные издержки на содержание хроматографа на интервале ремонтного цикла (руб.); α – норматив суммарных отчислений (о.е.).

3) экономию затрат от повышения эксплуатационной надежности группы однотипных СТ подстанций 110 кВ района распределительной сети на интервале $\Delta T_{\text{рц}}$:

$$\mathcal{E} = \Delta Z_{\text{рц}} - З_{\text{АРГ}} = 18,1142 - 1,8488 = 16,2654 \text{ млн. руб.}$$

Представленная в данном параграфе оценка выполнена с некоторыми допущениями, так как не учитывает ряд вероятных факторов:

1) возможность ошибок при диагностировании по методу АРГ, которые могут быть вызваны качеством отбора проб масла из бака СТ или качества интерпретации результатов АРГ;

2) разброс во времени для оценок технического состояния по результатам АРГ каждого единичного СТ контрольной группы;

3) неодновременность вывода из работы всех трансформаторов контрольной группы для ремонта и обслуживания;

4) волатильность цен на энергетических рынках диагностического оборудования и энергетических услуг.

Учет в расчетах указанных допущений может изменить количественные

значения некоторых рассчитываемых показателей, но не может изменить качественное соотношение полученных результатов.

Выводы по главе 1

1. Использование современных методов прогнозирования при мониторинге и диагностике технического состояния трансформаторов компенсирует недостатки традиционных методов АРГ и улучшает способность систем точно и надежно диагностировать неисправности. В главе проведен анализ основных методов и приложений искусственного интеллекта, используемых для диагностики СТ. Использование приложений искусственного интеллекта является неизбежным и будущим выбором для разработки систем диагностики и мониторинга, основанных на методе АРГ.

2. Маслонаполненный силовой трансформатор состоит из совокупности функциональных узлов (структурных элементов), которые выполняют различные функции и обеспечивают его применение по назначению. Силовые трансформаторы представляют собой основное оборудование электростанций и электросетевых подстанций, а их надежная работа, в конечном счете, определяет надежное функционирование ЭЭС. Обеспечение безопасности и надежности трансформатора означает обеспечение непрерывной работы передачи и распределения электроэнергии с высокой надежностью, лучшего качества и достаточной экономичностью.

3. Основная цель мониторинга и диагностики технического состояния СТ – иметь набор возможностей для отслеживания отклонений эксплуатационных состояний трансформаторов и их прогнозирования, чтобы принять обоснованное решение до того, как произойдет отказ. Мониторинг и диагностика технического состояния трансформаторов – мощный, надежный и эффективный инструмент для защиты дорогостоящего и сложного оборудования, такого как СТ. В разделе 1.3 объясняется множество различных методов мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторов на основе различных параметров технического состояния.

4. Необходимость оценки индекса технического состояния (ИТС) СТ в условиях эксплуатации с применением системы весовых коэффициентов групп контролируемых параметров и функциональных узлов оборудования потребовала сопоставить применяемые методы диагностического мониторинга по их диагностической ценности и вкладу в оценку надежности. Разработан эффективный количественный показатель, который характеризует меру диагностической ценности любого из методов диагностического мониторинга СТ, применяемых для расчета ИТС. Идея заключается в том, что полное отсутствие данных по какому-либо из методов мониторинга параметров состояния СТ при расчете ИТС приведет к завышенной его оценке и, соответственно, не обоснованному решению об отказе от корректирующего воздействия. Это в свою очередь вызовет повышение вероятности отказа СТ пропорционально величине указанного показателя и увеличит затраты на ближайшем интервале его эксплуатации. В работе на примере метода АРГ в составе программно-аппаратного комплекса СУМиД подстанций района распределительной электрической сети проведен технико-экономический расчет и показана эффективности его применения для оперативной оценки состояния оборудования.

Глава 2 ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОГО АППАРАТА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРЕДИКТИВНЫХ И АДАПТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1 Модели и алгоритмы предиктивной диагностики и оценки технического состояния трансформаторов с применением методов машинного обучения

Машинное обучение представляет собой область искусственного интеллекта, которая занимается проектированием и разработкой алгоритмов и методов, которые позволяют компьютерам обладать свойством «обучения» [55,56]. Термин «машинное обучение» впервые использовал в 1959 году Артур Сэмюэл. В 1960-х годах машинное обучение в основном использовало классификацию объектов. В общем, существует два уровня обучения: индуктивный и дедуктивный. Индуктивный вывод общих правил и суждений из больших данных. Основная задача машинного обучения – извлечение ценной информации из данных, поэтому оно очень близко к интеллектуальному анализу данных, статистике и теоретической информатике. Машинное обучение используется во многих областях знаний – от инженерии до медицины.

Алгоритмы машинного обучения делятся на несколько типов:

- контролируемое обучение – один из самых популярных типов машинного обучения, основанный на наличии данных и их правильных аналогов во время обучения, поэтому эти данные представляют собой реальные примеры, на которых модель может обучаться;
- полу контролируемое обучение – существуют данные с правильными аналогами, но они ограничены или неполны;
- обучение без учителя – обучение, которое является результатом присутствия данных без их правильных аналогов. Кластеризация – один из самых популярных типов обучения без учителя.
- обучение с подкреплением – один из типов обучения без учителя, при

котором машина взаимодействует с окружающей средой и формирует свой опыт на основе этого взаимодействия. Обучение с подкреплением считается одним из наиболее перспективных типов обучения, которое может сыграть значительную роль в решении сложных проблем в будущем.

Методы машинного обучения:

- **искусственные нейронные сети (ИНС).**

Искусственные нейронные сети – это распределенный процессор с массовым параллелизмом, как показано на рисунке 2.1, имеющий естественную тенденцию приобретать достаточные экспериментальные знания и делать их доступными для использования [57]. Подобно биологической нейронной системе, ИНС – это вычислительная система с большим количеством одновременно работающих простых процессов с множеством связей между узлами. ИНС передает организационные принципы, присущие человеческому мозгу, с целью приобретения способностей к обучению и улучшения его производительности.

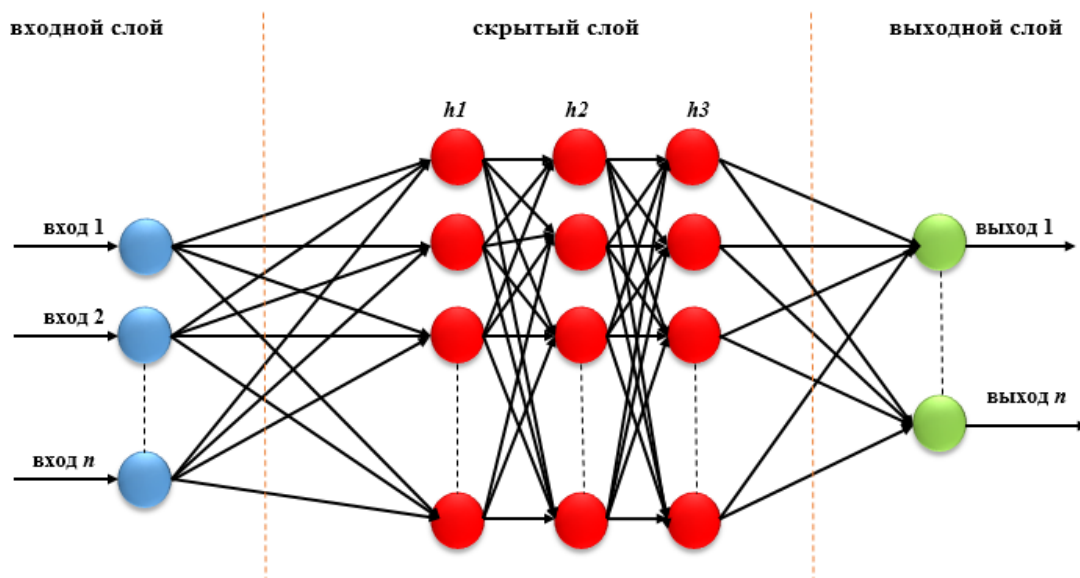


Рисунок 2.1 – Общий вид архитектуры многослойной ИНС

Процесс обучения для ИНС рассматривается как итеративная корректировка сетевой архитектуры и весов для получения желаемых выходных данных для данного набора обучающих выборок, передаваемых в

качестве входных данных. Свойство самообучения делает ИНС более привлекательными по сравнению с другими системами, которые строго соответствуют заранее определенным правилам работы, сформулированным экспертами.

Было признано [57], что одной из наиболее широко используемых архитектур ИНС для задач классификации и распознавания образов (в том числе и в области технической диагностики) является многослойный персептрон с обратным распространением. Трехслойная структура персептрона с входным, скрытым и выходным слоями используется в качестве классификатора для классификации дефектов маслонаполненного трансформаторного оборудования [58]. Каждая модель нейрона скрытого слоя может иметь функцию активации гиперболического тангенса, тогда как функция логистической активации используется для моделей выходного слоя.

- ***методы теории нечетких множеств и нечеткой логики.***

Нечеткое моделирование предоставляет эффективные методы и средства описания и изучения сложных технических систем в следующих случаях:

- 1) недостаточные или неопределенные знания об исследуемом объекте;
- 2) адекватная обработка неопределенной и неточной входной информации об объекте;
- 3) «прозрачное» моделирование и идентификация сложных динамических систем на основе измерений их входных и выходных параметров.

Нечеткие модели при наличии обучающей выборки позволяют аппроксимировать функции или измеренные данные с любой требуемой точностью и в этом смысле позволяют отнести их к универсальным аппроксиматорам [59,60]. Нечеткие модели в сравнении с моделями ИНС имеют неоспоримое преимущество, которое заключается в их большей прозрачности благодаря лингвистической интерпретации в виде нечетких продукционных правил [61]. К недостаткам нечетких моделей, которые тем не менее не ограничивают их широкого практического применения, следует отнести:

1) существенную зависимость правильного результата нечеткого моделирования от точности экспертных знаний в предметной области. Концепция нечеткой логики заключается в переводе экспертных знаний в набор понятных для машины правил. В отличие от других методов искусственного интеллекта, таких как нейронные сети, проблема решается через процесс обучения. Четко определенная база знаний необходима в нечеткой логике для решения любых проблем. Следовательно, процесс извлечения знаний имеет решающее значение, так как нечеткая система зависит от экспертных знаний в предметной области. Если эксперты в предметной области предоставят неверную информацию, то система может не работать должным образом.

2) критичность нечеткого управления к недостаточности информации;

3) отсутствие стандартов на проектирование нечетких систем и разработку нечетких моделей, которые позволили бы повысить качество результатов и сократить временные затраты на разработку. Большинство исследователей используют эвристический подход в разработке практических приложений нечеткой логики. Отчасти это обстоятельство подвигло к появлению целого направления создания унифицированных процедур, правил и инструментов для проектирования нечетких систем на программной платформе MATLAB [62-64].

- ***Характеристика нечеткой логической системы управления.***

Система управления нечеткой логикой в основном состоит из четырех ключевых элементов, к которым относят блок фаззификации, механизм нечеткого вывода, нечеткую базу знаний и блок дефаззификации. Типичная архитектура системы управления с нечеткой логикой показана на рисунке 2.2. Входные значения модели, как правило, являются четкими. Поэтому операции фаззификации и дефаззификации необходимы для преобразования этих значений в нечеткие аналоги, используемые внутри самой системы управления нечеткой логикой, а также для них преобразование обратно в четкое значение. Результатом блока дефаззификации может быть действие по управлению определенным объектом или решение, основанное на знаниях лица, принимающего решение, в нечеткой системе поддержки принятия решений.

Таким образом, диагностическая экспертная система управления состоянием СТ с нечеткой логикой на основе АРГ будет содержать три последовательных процесса: фаззификацию, нечеткий вывод и дефаззификацию. Фаззификация преобразует четкое соотношение диагностических газов в нечеткое входное членство. Выбранная система нечеткого вывода отвечает за вывод на базе основанного на знаниях набора нечетких правил лингвистического утверждения (IF-THEN). Затем дефаззификация преобразует нечеткие выходные значения обратно в четкие выходные действия [60].

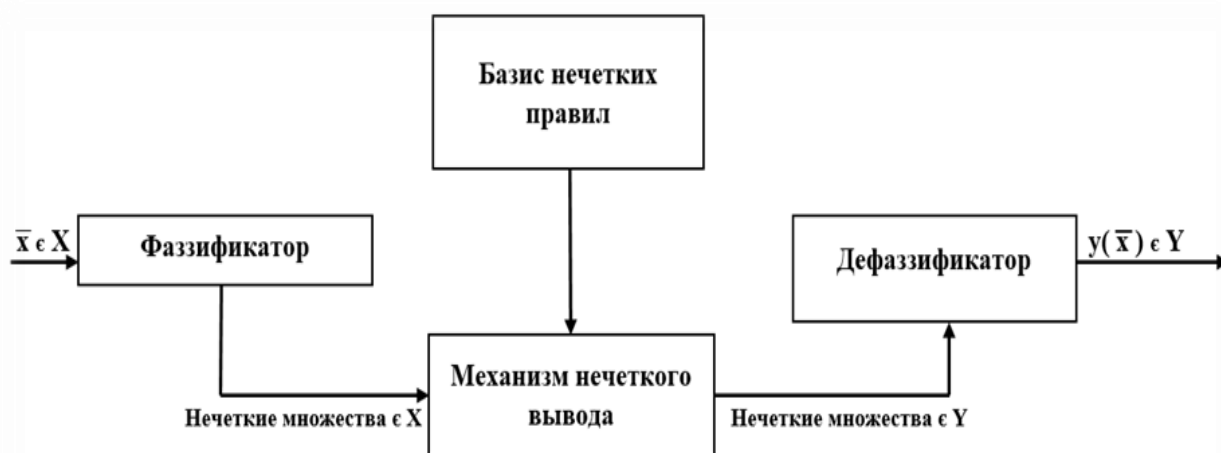


Рисунок 2.2 – Архитектура системы управления с нечеткой логикой

- *процесс фаззификации.*

Фаззификация – это процесс отображения наблюдаемых входных данных в нечеткие множества. В процессе управления наблюдаемые данные обычно находятся в четком наборе, и требуется фаззификация, чтобы сопоставить наблюдаемый диапазон четких входных данных с соответствующими нечеткими значениями для входных переменных системы. Сопоставленные данные далее преобразуются в подходящие лингвистические термины как метки нечеткого набора, определенного для системных входных переменных. Когда переменная классифицируется с помощью функции принадлежности, ожидаемым результатом является степень принадлежности. Этот процесс классификации переменной с использованием функции принадлежности и

степени принадлежности называется фаззификацией [64, 65].

- ***нечеткая база знаний.***

Нечеткая база знаний, как правило, состоит из группы нечетких правил, которые извлекаются из экспертов. Нет никаких формальных стандартов, которым нужно следовать при построении нечетких правил. В большинстве приложений инженерного контроля нечеткие правила выражаются в стиле «IF-THEN». Например, «ЕСЛИ» x равно A , «ТО» y – B . База правил состоит из набора нечетких правил управления, основанных на цели управления и политике управления. Правила нечеткого управления способны вывести надлежащее управляющее действие для любого входа в универсум дискурса [65].

- ***система нечеткого вывода.***

Не смотря на то, что нечеткие правила кажутся строго определенными, пограничные случаи с соотношением диагностических газов (в случае диагностической модели на базе АРГ) на линии между кодами 0, 1, 2 или рядом с ней позволяют системе нечеткого вывода гибко интерпретировать принадлежность к этим правилам и классифицировать указанные случаи по двум разным типам неисправностей с индивидуальной вероятностью появления, прикрепленной к каждому типу. Существуют различные типы, в которых наблюдаемые входные значения могут использоваться для определения наиболее подходящих правил. Наиболее известными из них являются метод импликации Мах-Min Мамдани и метод импликации Мах-Product Ларсена [63,66,67].

- ***процесс дефаззификации.***

Дефаззификация используется для преобразования нечеткой лингвистической переменной в реальную четкую переменную. Это процесс отображения пространства предполагаемых нечетких управляющих воздействий в пространство четких управляющих воздействий. Стратегия дефаззификации направлена на создание четкого управляющего воздействия, которое наилучшим образом представляет распределение вероятностей

предполагаемого нечеткого управляющего воздействия [64].

Рассмотренные методы и правила нечеткой логики найдут применение в следующих разделах настоящей главы. Исследования будут посвящены возможностям разработки и верификации, нечетких предиктивных моделей для определения типа дефектов в маслonaполненном трансформаторном оборудовании на основе известных методов интерпретации результатов АРГ.

2.2 Разработка нечетких предиктивных моделей интерпретации результатов анализа растворенных газов трансформаторов в программной среде проектирования

Методы интерпретации результатов АРГ СТ на основе соотношений концентраций характерных газов в масле, такие как метод отношений Дорненбурга, метод треугольника Дюваля и др. являются на сегодняшний день основными инструментами диагностического анализа типов неисправностей оборудования и входят в ряд международных и национальных стандартов по АРГ [30,69,76].

Исследования прошлых лет и недавние разработки подводят итог сравнению различных методов интерпретации результатов АРГ в масле СТ и подчеркивают актуальность перехода в практике диагностирования типа дефектов по АРГ от моделей, основанных на профессиональных мнениях отдельных экспертов к цифровым предиктивным моделям на основе методов искусственного интеллекта и машинного обучения [68,70-75].

Целью раздела является объединение трех наиболее известных и эффективных методов интерпретации типа неисправностей трансформаторного оборудования по данным АРГ на основе аппарата нечеткой логики и нечеткого логического вывода, разработка нечетких предиктивных моделей диагностической оценки, а также верификация полученного инструментария на основе взаимного сравнения и с результатами независимых (эталонных) оценок. Одним из значимых преимуществ разработанных автором нечетких предиктивных моделей определения типа неисправностей в СТ является их

программная реализация на единой цифровой платформе. Это позволяет воспроизводить диагностические оценки по разным моделям с единым уровнем достоверности при вариации исходных данных.

- **Нечеткая модель прогнозирования типа дефектов в СТ по методу ИЕС.**

Метод ИЕС используется в течение длительного периода времени, что привело к накоплению большого экспертного опыта в различных странах для диагностики неисправностей в маслonaполненных силовых трансформаторах. Таблицы 2.1 и 2.2 иллюстрируют правила интерпретации АРГ по методу ИЕС.

Таблица 2.1 – Коды отношений по методу ИЕС

Отношение 1 (O1) C2H2/C2H4	Отношение 2 (O2) CH4/H2	Отношение 3 (O3) C2H4/C2H6
$O1 < 0,1 = A1$	$O2 < 0,1 = A2$	$O3 < 1 = A3$
$0,1 \leq O1 \leq 3 = B1$	$0,1 \leq O2 \leq 1 = B2$	$1 \leq O3 \leq 3 = B3$
$O1 > 3 = C1$	$O2 > 1 = C2$	$O3 > 3 = C3$

Таблица 2.2 – Классификация неисправностей в СТ на основе кодов ИЕС

N	O1	O2	O3	Характерная неисправность
1	A1	B2	A3	Нормальное старение
2	A1	A2	A3	Частичный разряд низкой плотности энергии
3	B1	A2	B3	Частичный разряд высокой плотности энергии
4	B1	B2	B3	Разряды низкой энергии (непрерывное искрение)
5	C1	B2	B3	Разряды низкой энергии (непрерывное искрение)
6	C1	B2	C3	Разряды низкой энергии (непрерывное искрение)
7	B1	B2	C3	Разряд высокой энергии (дуга)
8	B1	C2	C3	Разряд высокой энергии (дуга)
9	B1	C2	A3	Разряд высокой энергии (дуга)
10	A1	B2	B3	Тепловая неисправность $< 150 \text{ }^\circ\text{C}$
11	A1	C2	A3	Тепловая неисправность $150 - 300 \text{ }^\circ\text{C}$
12	A1	C2	B3	Тепловая неисправность $300 - 700 \text{ }^\circ\text{C}$
13	A1	C2	C3	Тепловая неисправность $> 700 \text{ }^\circ\text{C}$

Система нечеткой логики ИЕС, как следует из табл.2.1 включает 3 диагностических кода в качестве входных переменных. Лингвистические переменные по значениям классифицируются на четыре зоны: Нормальное (N), Низкое (A), Среднее (B) или Высокое (C) в соответствии с интервалами принадлежности, как определено ниже:

1. $O1 = C2H2/C2H4 = (N1, A1, B1, C1)$
2. $O2 = CH4/H2 = (N2, A2, B2, C2)$
3. $O3 = C2H4/C2H6 = (N3, A3, B3, C3)$

Функции принадлежности для входных переменных, полученных с помощью инструмента нечеткой логики, показаны на рисунках 2.3 – 2.5.

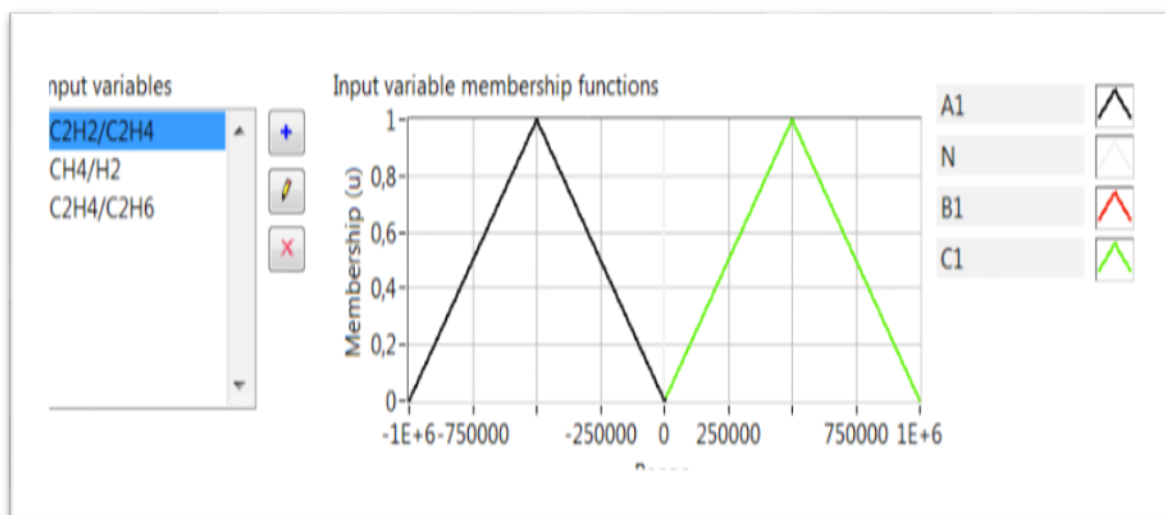


Рисунок 2.3 – Функция принадлежности входной переменной O1

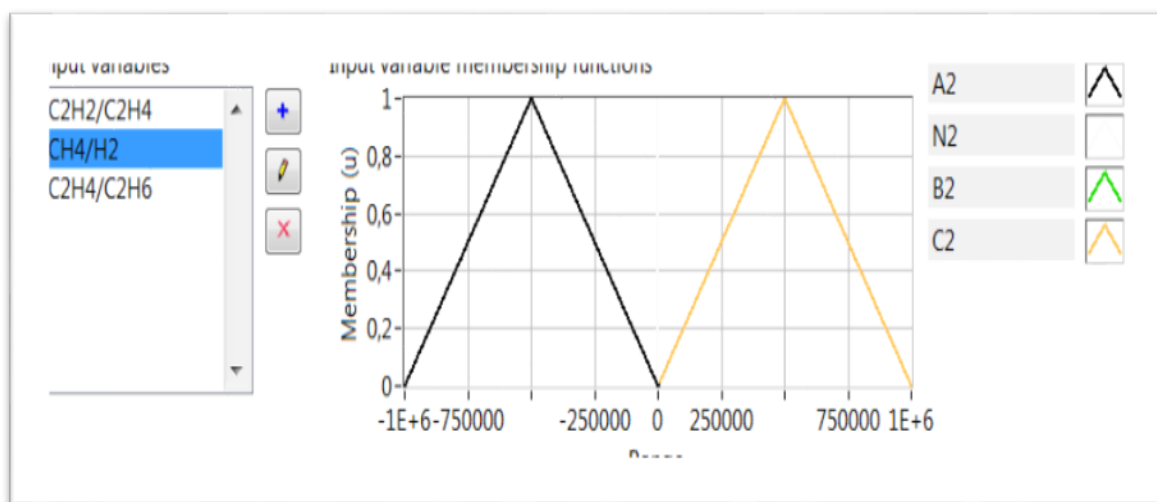


Рисунок 2.4 – Функция принадлежности входной переменной O2

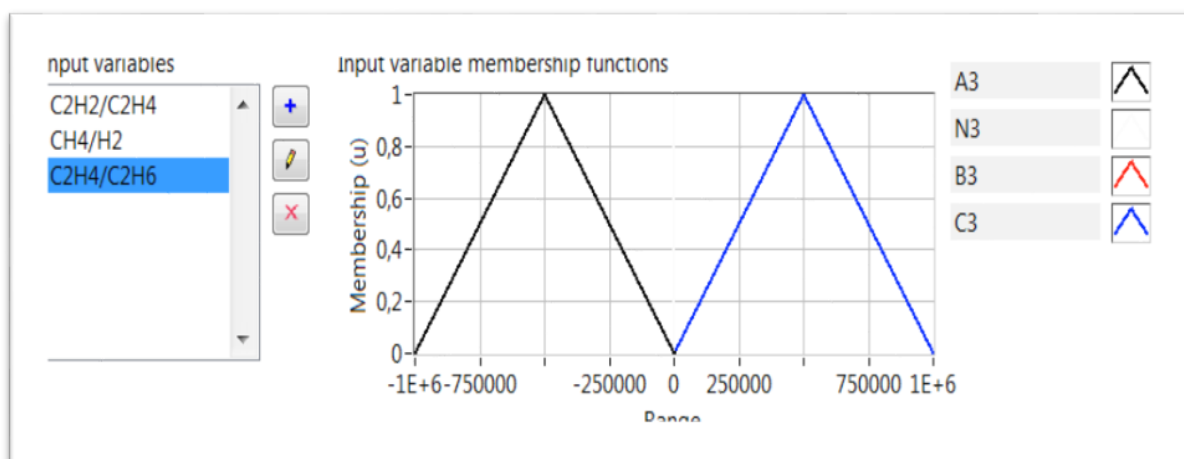


Рисунок 2.5 – Функция принадлежности входной переменной O3

На рисунке 2.6 показано, как формировать нечеткие выходы, представляющие собой возможные дефекты трансформатора, указанные в таблице 2.2, в соответствии с интерпретацией по методу ИЕС.

В данном случае нечеткий вывод состоит из двух компонентов: antecedента (IF) и следствия (THEN). На рисунке 2.7 показаны примеры правила нечеткого вывода, основанных на интерпретациях дефектов СТ.

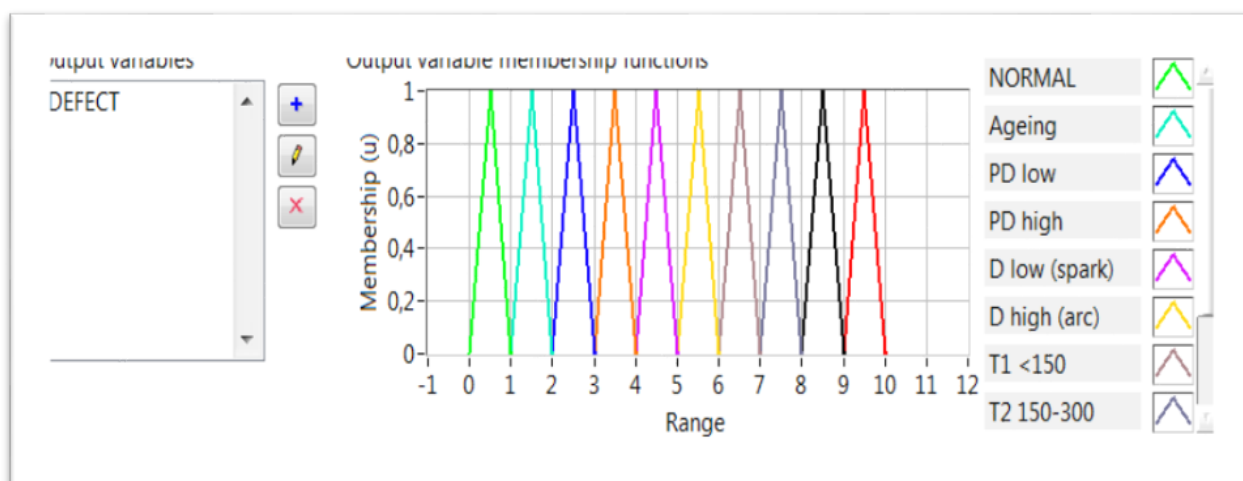


Рисунок 2.6 – Функции принадлежности выходной переменной типа дефектов

Результат нечеткого вывода может быть получен с использованием техники композиции Max–Min Мамдани [63]. Здесь логическое «AND» заменяется оператором минимизации, а логическое «OR» – оператором максимизации. Разработанный набор нечетких правил связывает входные и выходные переменные для метода интерпретации ИЕС и показан на трехмерных

поверхностных графиках (рисунок 2.8).

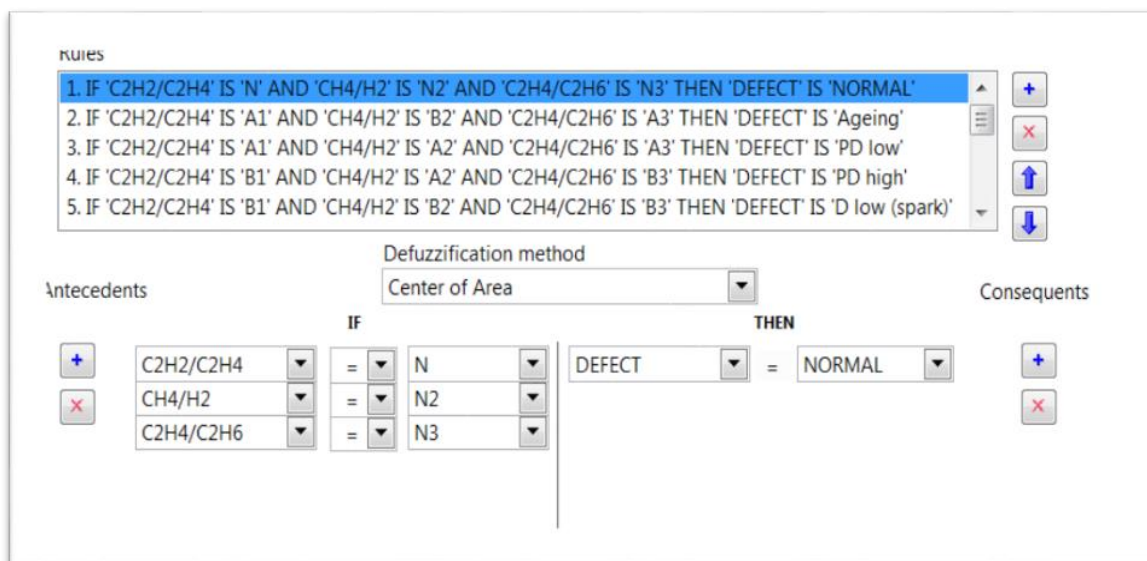


Рисунок 2.7 – Примеры правил нечеткого логического вывода

Специальная программа нечеткого моделирования была разработана автором с применением среды программирования LabVIEW 2018 для прикладных задач диагностирования состояния СТ по методу ИЕС. На рисунке 2.9 показан интерфейс программы, а на рисунке 2.10 алгоритм ее работы.

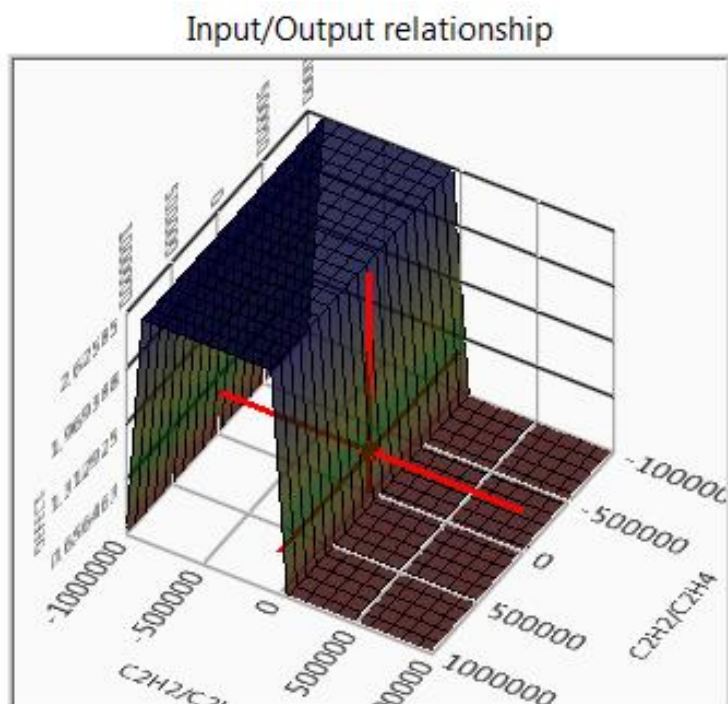


Рисунок 2.8 – Поверхностные графики для метода ИЕС

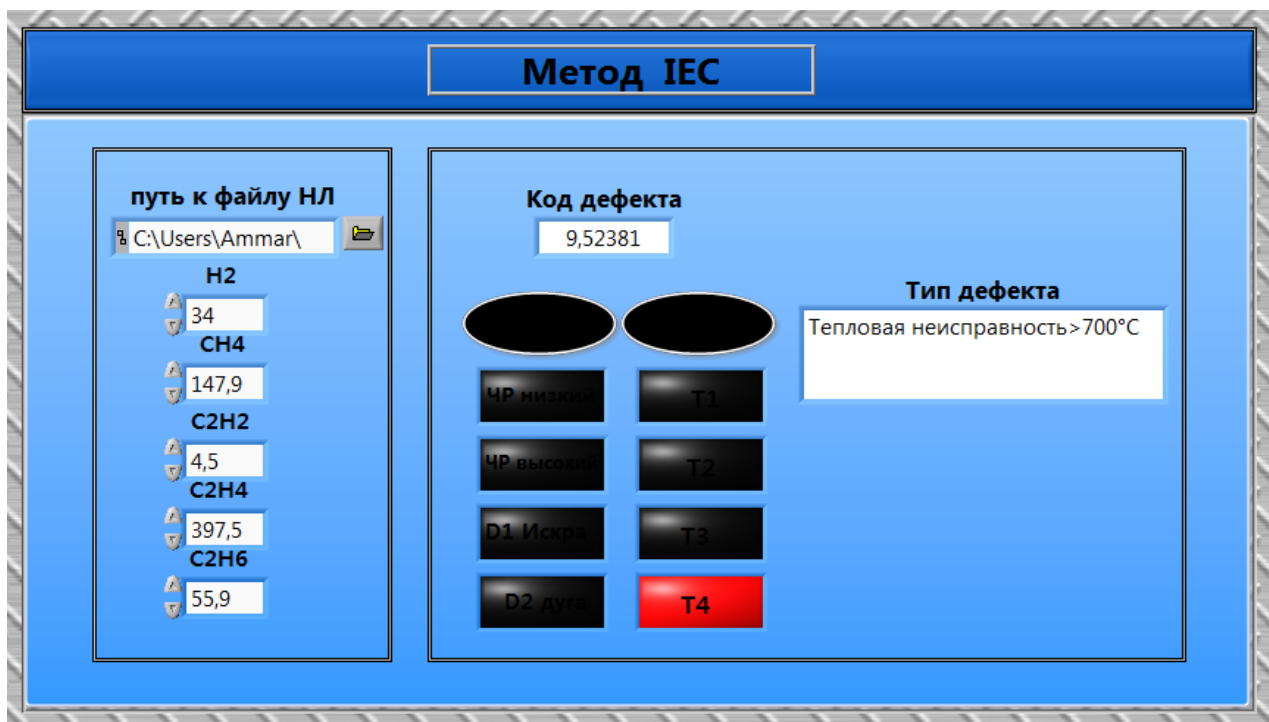


Рисунок 2.9 – рабочий интерфейс программы, реализующей нечеткую модель прогнозирования дефектов СТ по методу ИЕС

- *Нечеткая модель прогнозирования дефектов СТ по методу Дорненбурга.*

В этом методе интерпретации результатов АРГ был сформулирован следующий подход: сначала измеряются растворенные газы в масле СТ, потом используется метод ключевого газа. Если газы находятся в допустимых пределах, состояние СТ будет оценено как «норма».

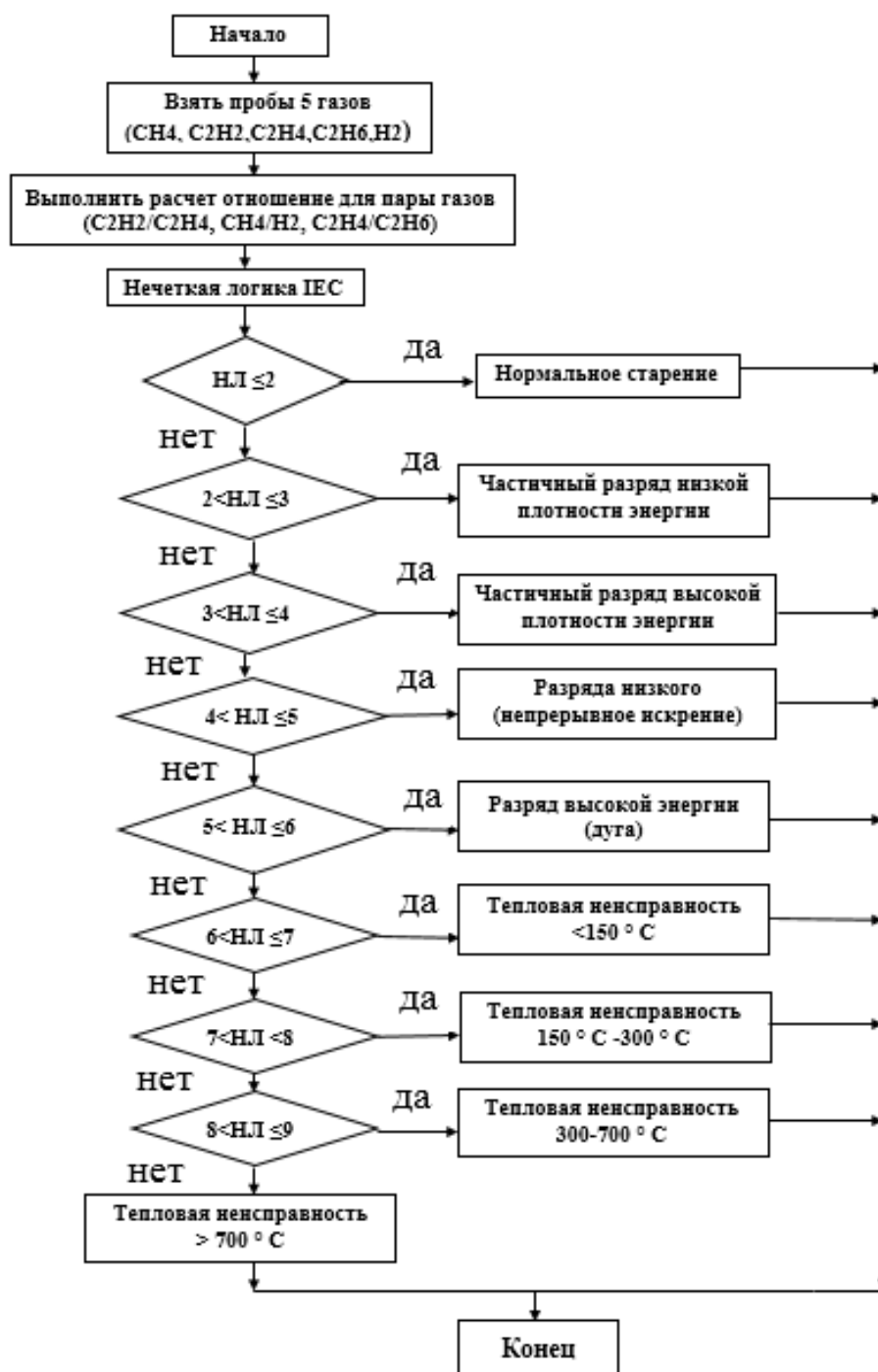


Рисунок 2.10 – Алгоритм программы нечеткого прогнозирования дефектов СТ по методу ИЕС

В случае если какой-либо из ключевых газов превышает допустимое значение, это указывает на состояние прогнозируемого дефекта «отклонение от нормы», и соответственно, рассчитываются четыре отношения для применения метода интерпретации Дорненбурга. Входные соотношения классифицируются, как показано в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Коды отношений Дорненбурга

Отношение (O1) CH ₄ /H ₂	Отношение (O2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Отношение (O3) C ₂ H ₂ /CH ₄	Отношение (O4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
O1 > 1 = A1	O2 < 0,75 = A2	O3 < 0,3 = A3	O4 > 0,4 = A4
O1 < 0,1 = B1	O2 > 0,75 = B2	O3 > 0,3 = B3	O4 < 0,4 = B4
0,1 < O1 < 1 = C1			

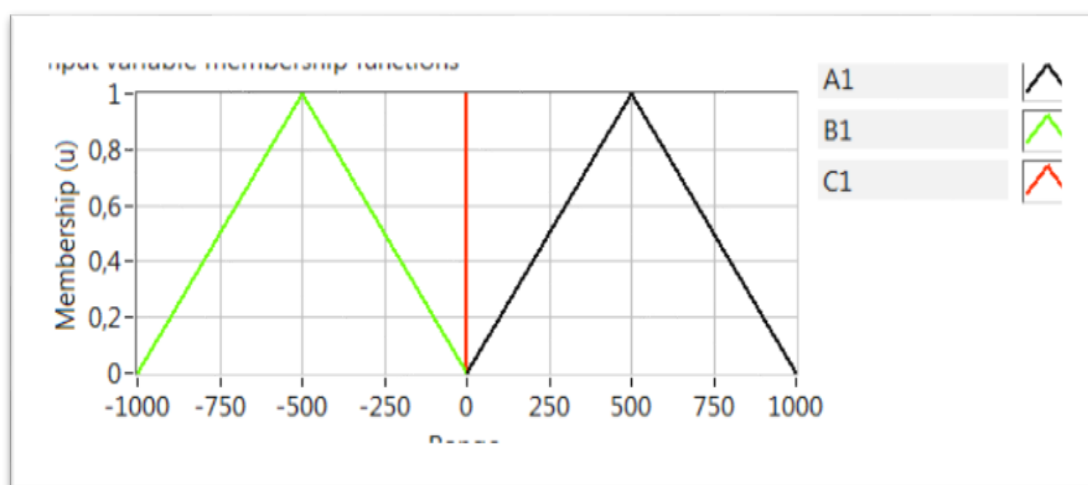
В таблице 2.4 показаны типы дефектов СТ и их коды в интерпретации Дорненбурга для последующего использования при создании нечеткой логической системы.

Таблица 2.4 – Классификация дефектов СТ на основе кодов Дорненбурга

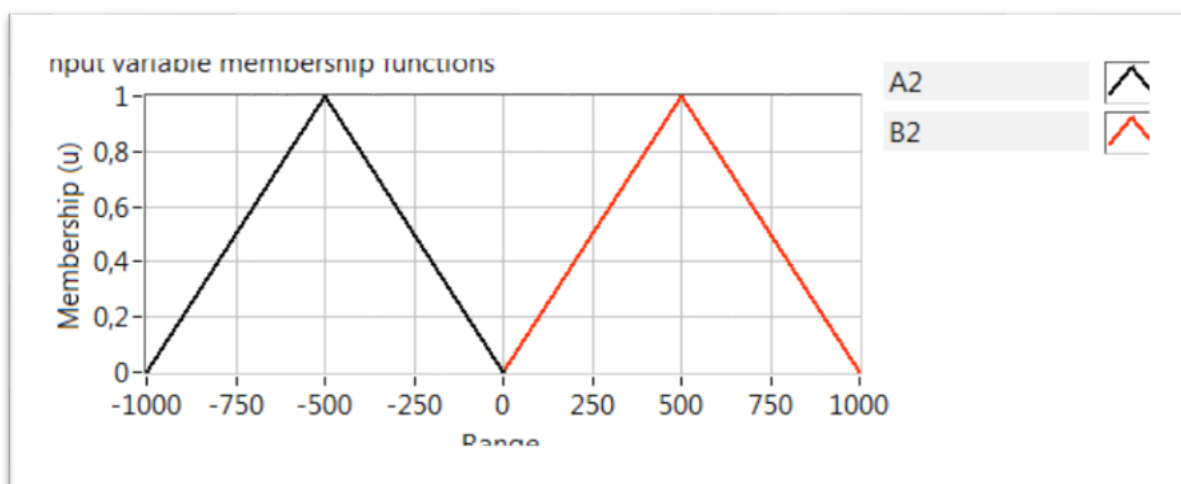
N	O1	O2	O3	O4	Характерная неисправность
1	B1	-	A3	A4	Частичный разряд низкой плотности энергии
2	C1	B2	B3	B4	Частичный разряд высокой плотности энергии
3	A1	A2	A3	A4	Термический дефект

Входными данными для нечеткой модели, использующей интерпретацию АРГ по методу Дорненбурга, являются четыре соотношения газов: CH₄/H₂, C₂H₂/C₂H₄, C₂H₂/CH₄, C₂H₆/C₂H₂ (рисунок 2.11 а, b, c, d).

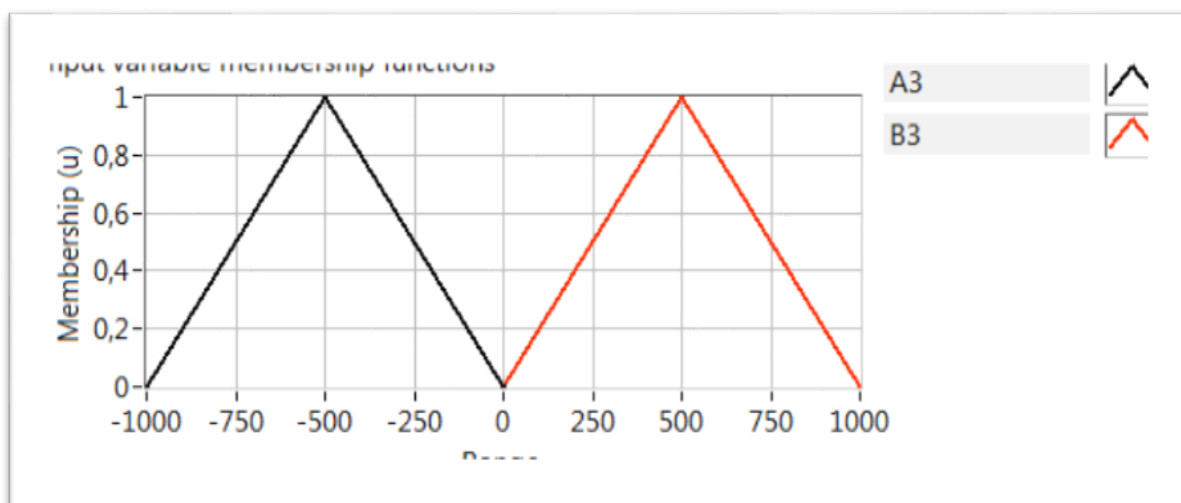
а



b



c



d

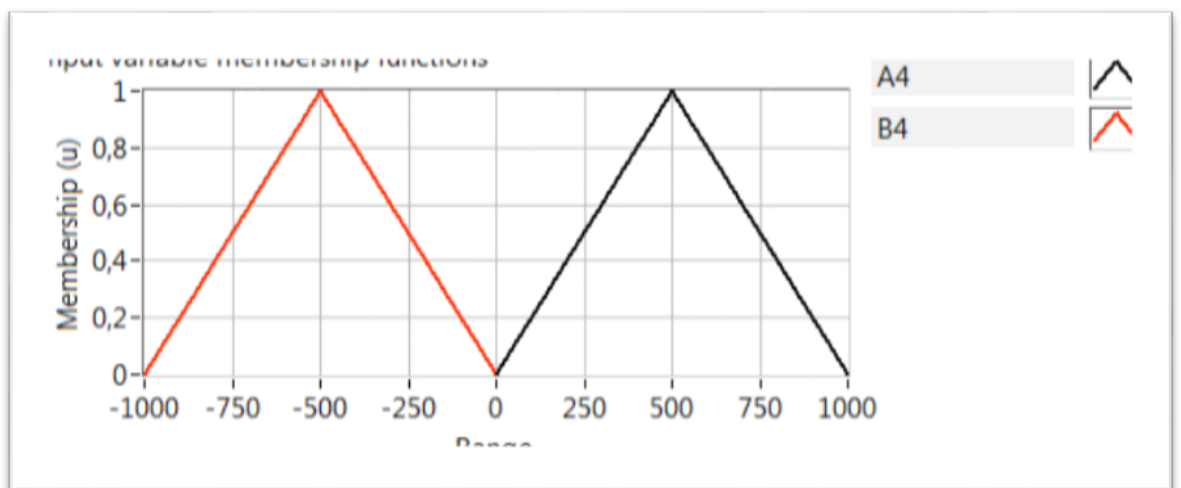


Рисунок 2.11 – Функции принадлежности входных переменных нечеткой модели Дорненбурга

На рисунке 2.12 показано, как формировать нечеткие выходы, представляющие дефекты в трансформаторе, упомянутые в таблице 2.4, в соответствии с интерпретацией Дорненбурга.

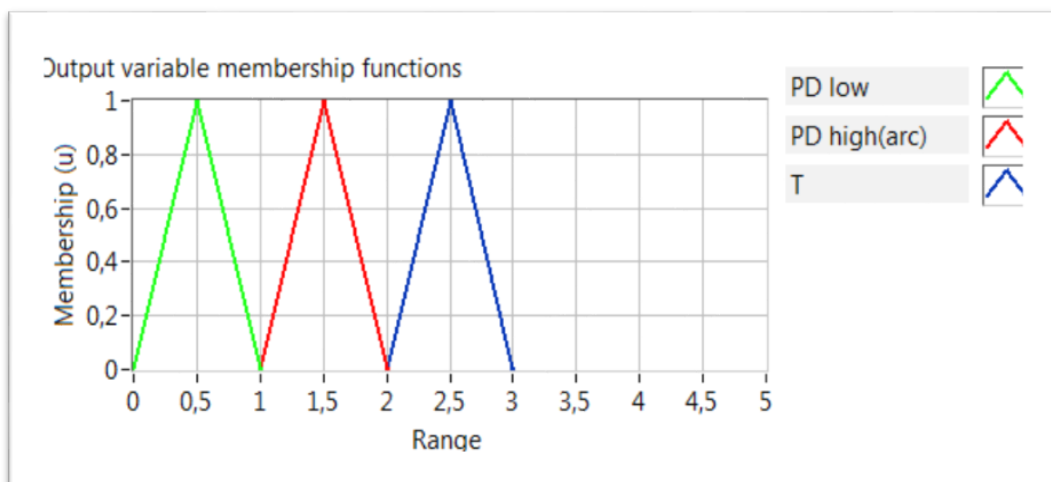


Рисунок 2.12 – Построение функций принадлежности выходной переменной в нечеткой модели Дорненбурга

Нечеткий вывод состоит из двух компонентов: antecedента (IF) и следствия (THEN). Здесь правила нечеткого вывода основаны на интерпретации дефектов, как показано на рисунке 2.13 (фрагмент построенных нечетких правил по модели Дорненбурга).

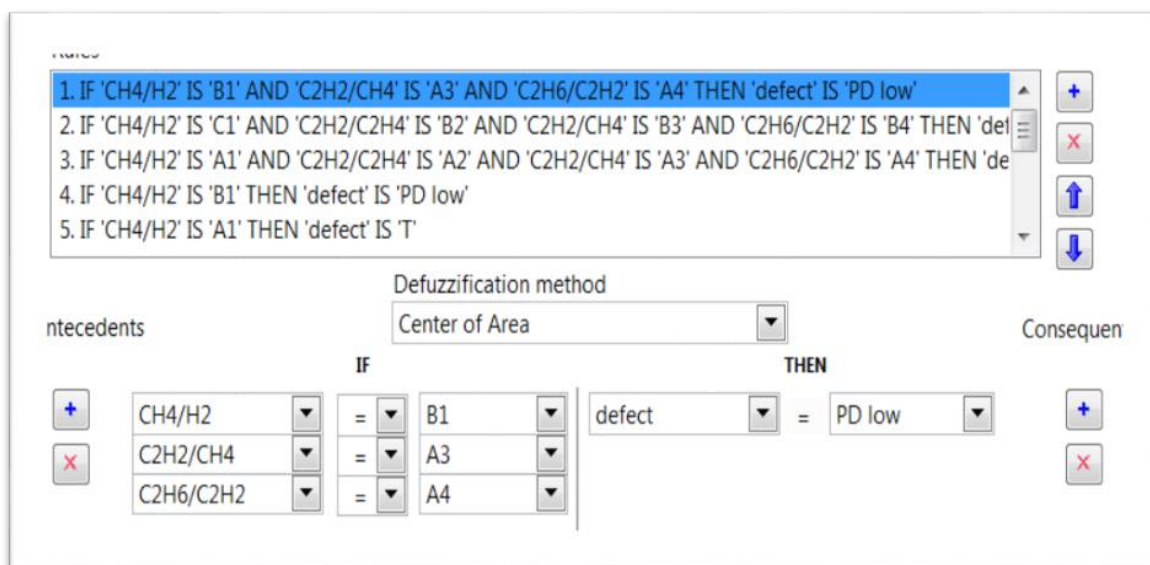


Рисунок 2.13 – Фрагмент нечетких правил для модели Дорненбурга

Результат нечеткого вывода может быть получен с использованием техники композиции Мах-Мин Мамдани. Здесь логическое «AND» заменяется оператором минимизации, а логическое «OR» – оператором максимизации. Разработанный набор нечетких правил связывает входные и выходные

переменные для метода отношений Дорненбурга (рисунок 2.14).

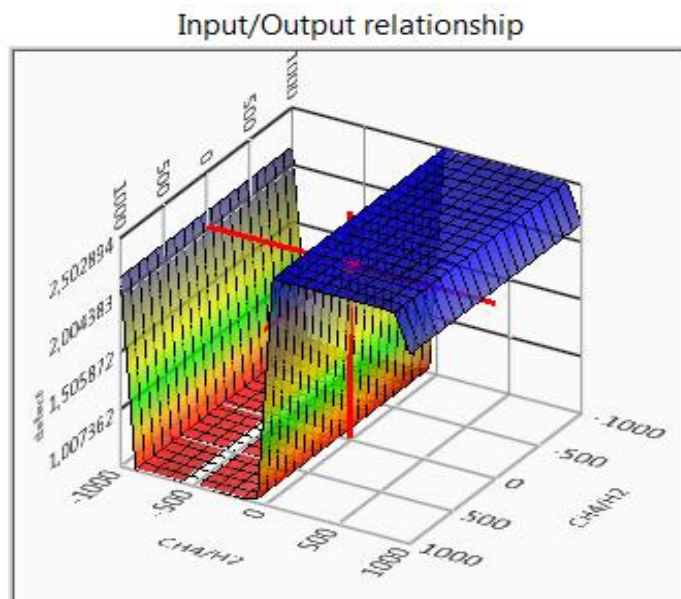


Рисунок 2.14 – Трехмерное изображение набора нечетких правил, связывающих входы и выходы нечеткой модели Дорненбурга

Для верификации разработанной нечеткой модели интерпретации результатов АРГ по методу Дорненбурга на платформе LabVIEW 2018 автором разработана специальная программа, рабочий интерфейс которой показан на рисунке 2.15, а алгоритм работы на рисунке 2.16.

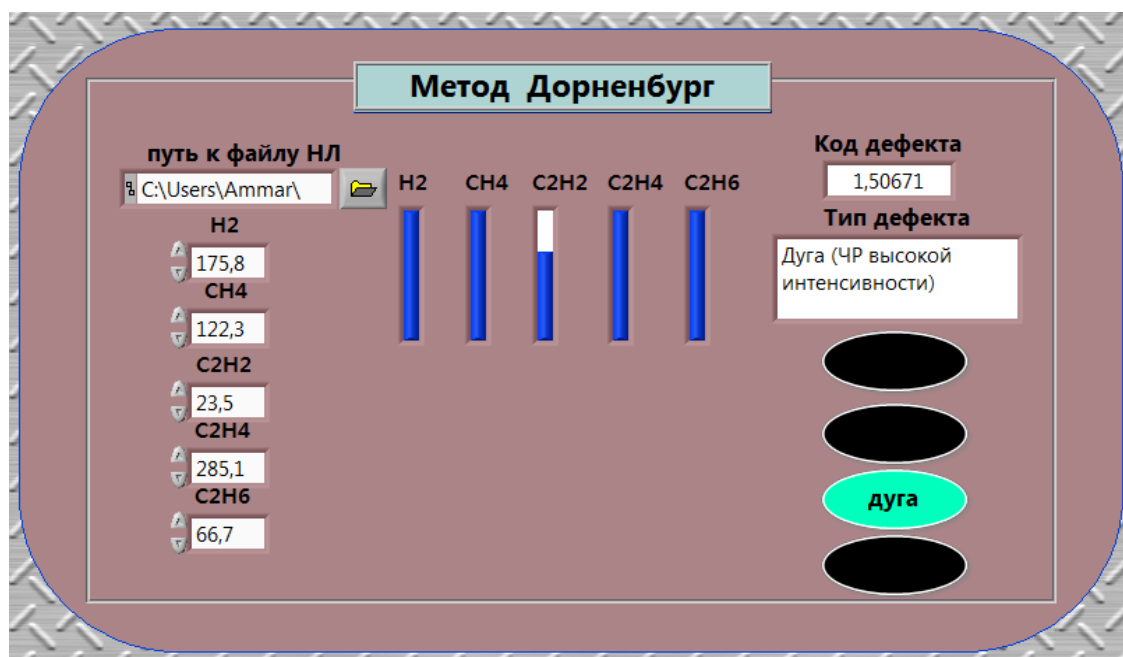


Рисунок 2.15 – Рабочий интерфейс программы, реализующей нечеткую модель прогнозирования дефектов СТ по методу Дорненбурга

- **Нечеткая модель прогнозирования дефектов СТ по методу треугольника Дюваля.**

Подход к конструированию модели нечеткой логики, используемый для прогнозирования вида дефектов силового трансформатора с входами и выходами по методу треугольника Дюваля, изображен на рисунке 2.17.

Для прогнозирования дефектов силовых трансформаторов по методу треугольника Дюваля используются следующие шаги:

1) многоугольные координаты для числовых границ зон семи ключевых видов дефектов метода треугольника Дюваля используются в процентах от 0% до 100% для газов CH_4 , C_2H_4 и C_2H_2 (таблица 2.5);

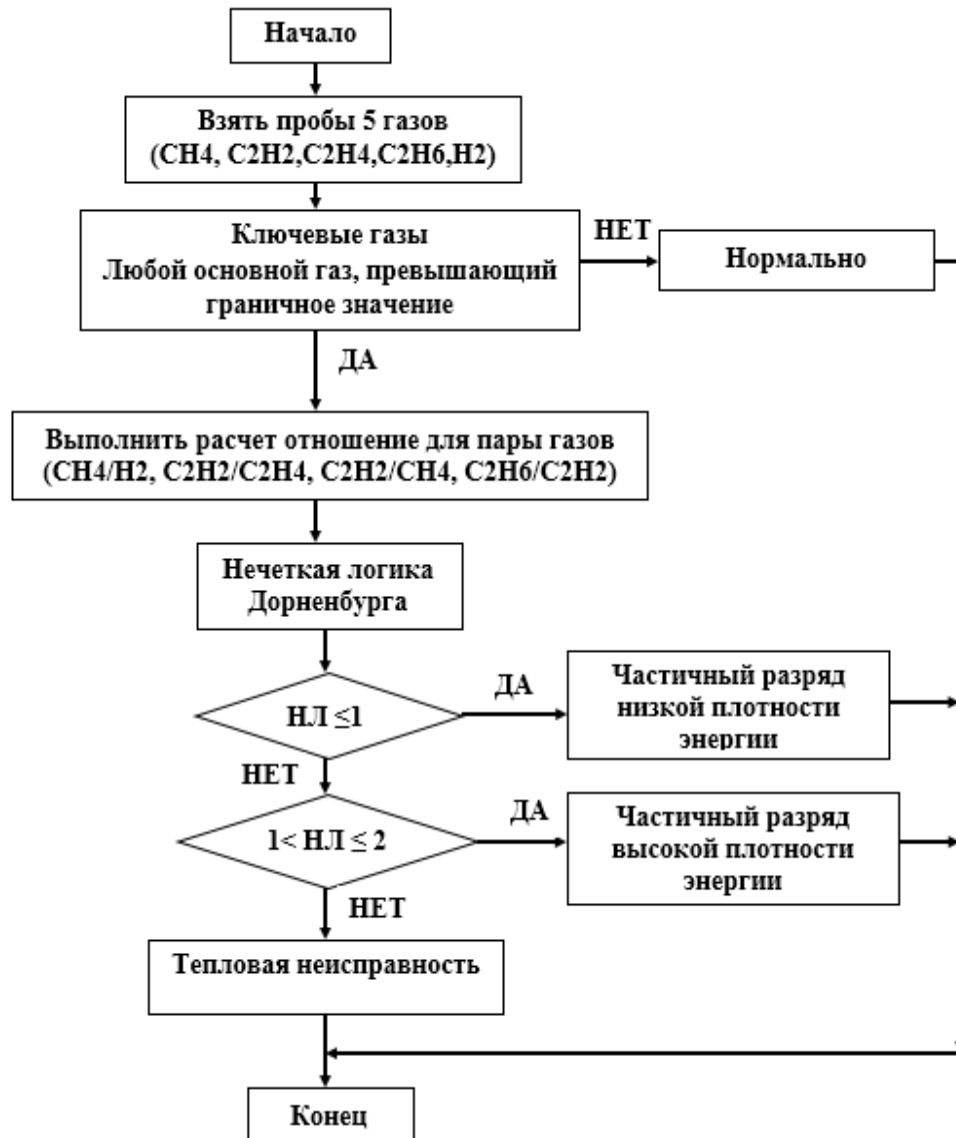


Рисунок 2.16 – Алгоритм программы нечеткого прогнозирования дефектов СТ по методу Дорненбурга

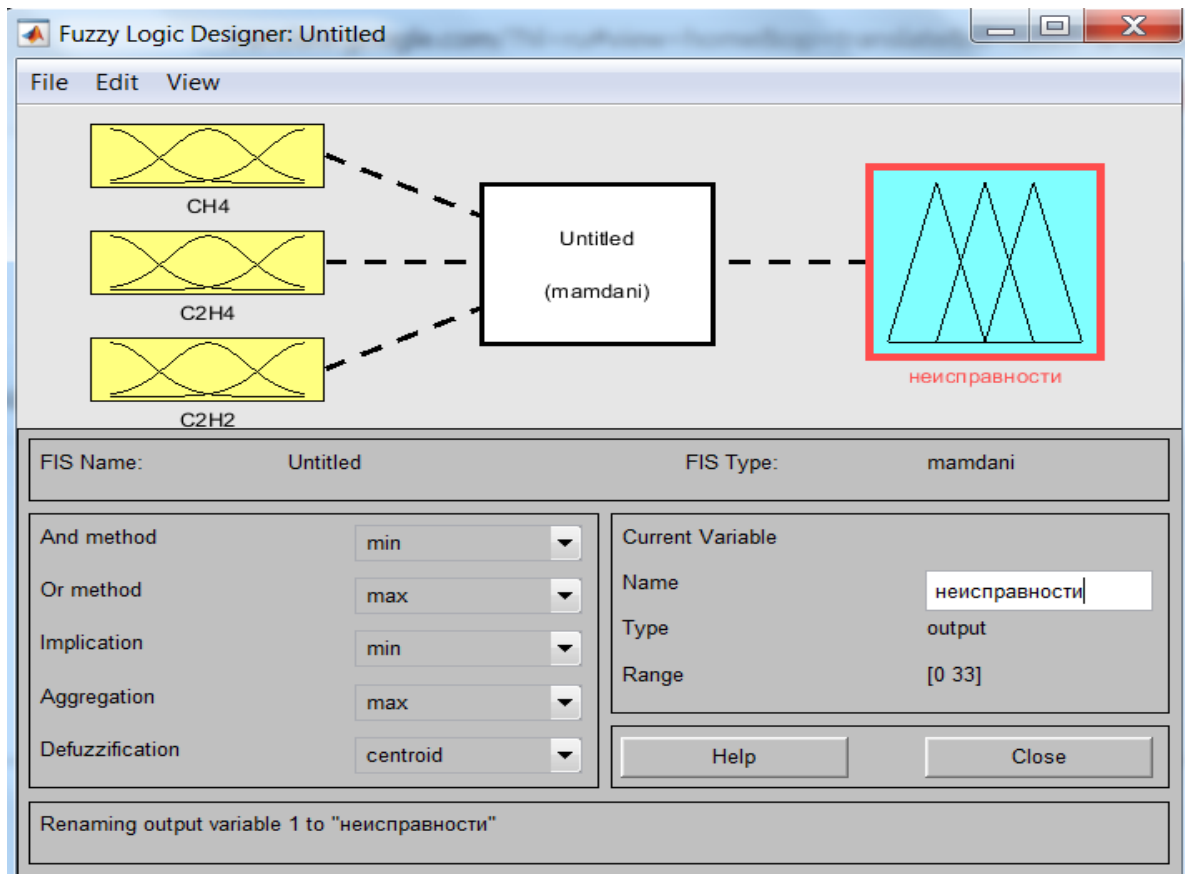


Рисунок 2.17 – Подход к конструированию нечеткой модели прогнозирования дефектов СТ по МТД

Таблица 2.5 – Координаты для зон нечеткой модели по МТД

N	Код дефекта	Тип дефекта	Диапазоны размещения зон дефектов		
			CH4%	C2H2%	C2H4%
1	0-1	PD	98-100	0-2	0-2
2	1-2	T1	96-97.9	0-4	0-4
			80-96	0-20	0-4
			76-80	0-20	0-4
3	2-3	T2	46-79.9	20.1-50	0-4
4	3-4	T3	35-49.9	50.1-65	0-14.9
			0-35	50.1-100	0-14.9
5	4-5	DT	47-95.9	0-40.1	4.1-12.9
			21-55.8	40.1-50	4.1-29
			0-35	50-85	15-29
6	5-6	D2	30.9-63.5	23.1-40	13.4-29.1
			0-47.8	23.1-70.9	29.1-76.9
7	6-7	D1	0-86.9	0-23	13-100

2) каждое четкое значение процентного содержания газа (CH₄, C₂H₄, C₂H₂) из таблицы 2.5 ставится в соответствие с зонами дефектов треугольной нечеткой функции (A₁ A₁₃, B₁B₁₂ и C₁ C₉) и приведено в таблице 2.6. Функции принадлежности для входных газов, полученные с применением инструмента нечеткой логики MATLAB.Toolbox, показаны на рис. 2.18 а, b, с.

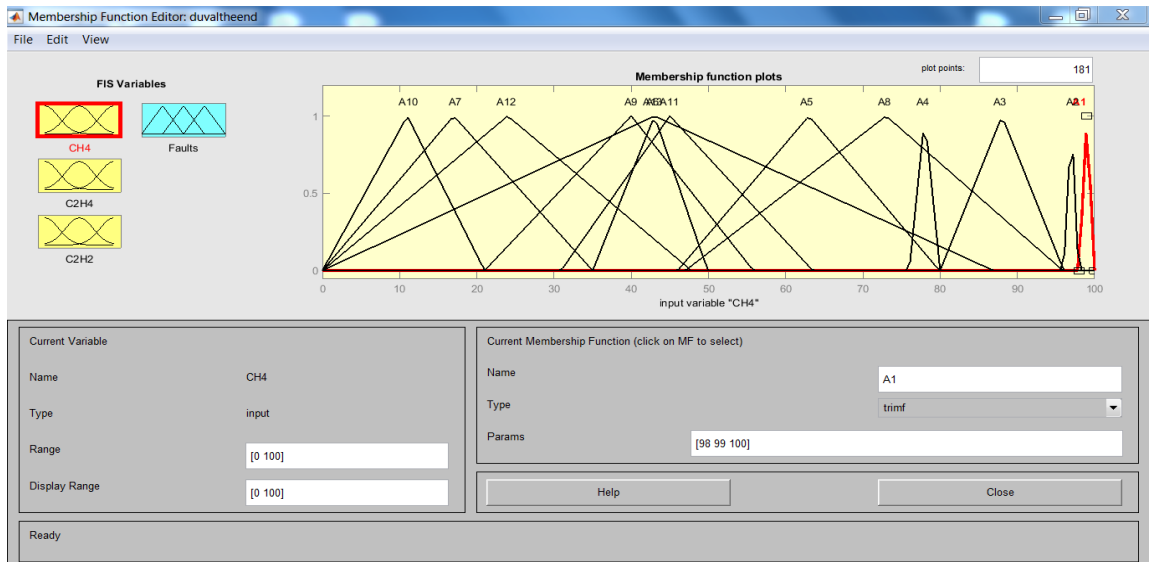
Таблица 2.6 – Диапазоны функции принадлежности для трех входных газов

N	CH ₄ %		C ₂ H ₂ %		C ₂ H ₄ %	
	1	A1	98-100	B1	0-2	C1
2	A2	96-97.9	B2	0-4	C2	0-4
3	A3	80-96	B3	0-20	C3	0-14.9
4	A4	76-80	B4	20.1-50	C4	4.1-12.9
5	A5	46-79.9	B5	50.1-65	C5	4.1-29
6	A6	35-49.9	B6	50.1-100	C6	15-29
7	A7	0-35	B7	0-40.1	C7	13.4-29.1
8	A8	47-95.9	B8	40.1-50	C8	29.1-76.9
9	A9	21-55.8	B9	50-85	C9	13-100
10	A10	0-35	B10	23.1-40		
11	A11	30.9-63.5	B11	23.1-70.9		
12	A12	0-47.8	B12	0-23		
13	A13	0-86.9				

3) нечеткие выходы – типы дефектов СТ, показаны в таблице 2.7 и изменены на выходную функцию нечеткой принадлежности в форме трапеции на 7 дефектов. Функция нечеткой принадлежности для типов дефектов СТ по методу МТД получена и проиллюстрирована на рис. 2.19.

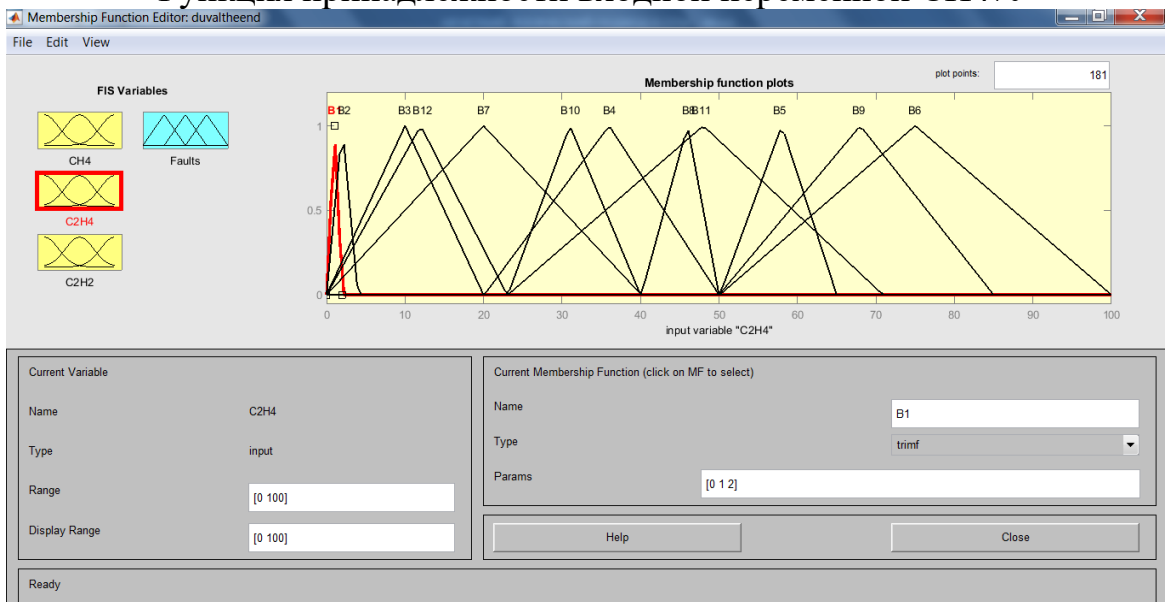
4) формирование базы нечетких правил. Набор нечетких входов трех газов, которым присвоены четкие значения в % с соответствующей функцией принадлежности, является неотъемлемой частью нечеткой диагностической модели прогнозирования типа дефекта в СТ.

a



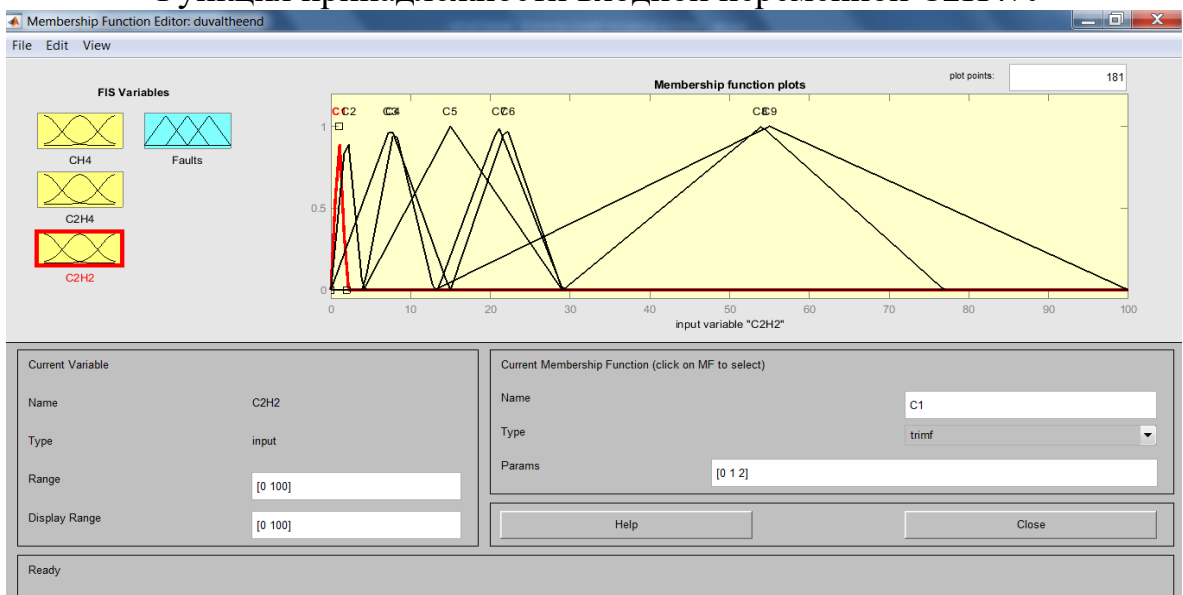
Функция принадлежности входной переменной CH4%

b



Функция принадлежности входной переменной C2H4%

c



Функция принадлежности входной переменной C2H2%

Рисунок 2.18 – Функции принадлежности для входных газов нечеткой модели

Таблица 2.7 – Типы дефектов трансформатора, выходы МТД

N	Тип дефектов в трансформаторе
1	PD
2	T1
3	T2
4	T3
5	DT
6	D2
7	D1

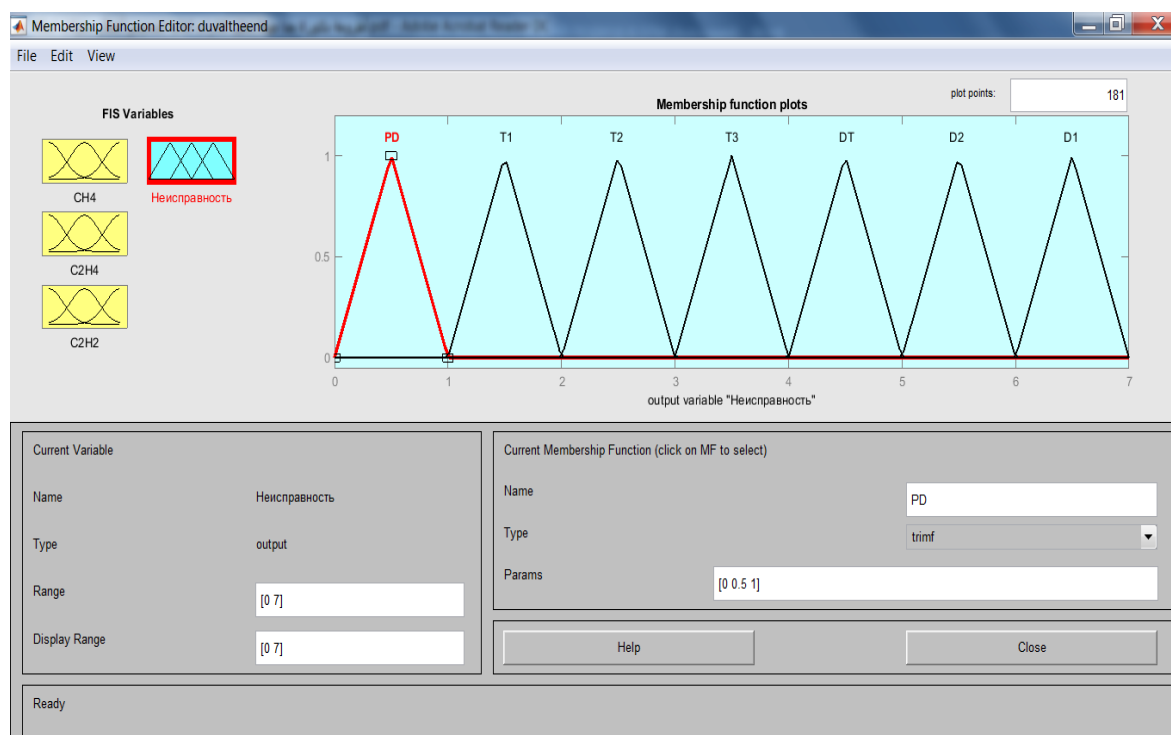


Рисунок 2.19 – Функция принадлежности к типам дефектов по МТД

Набор нечетких правил (лингвистические операторы IF-THEN) с оператором AND для минимума и оператором OR для условий максимума затем используется в форме «суждения» на нечетких входах [62,116,117], полученных из трех процентных долей газа, сумма которых всегда равна 100%.

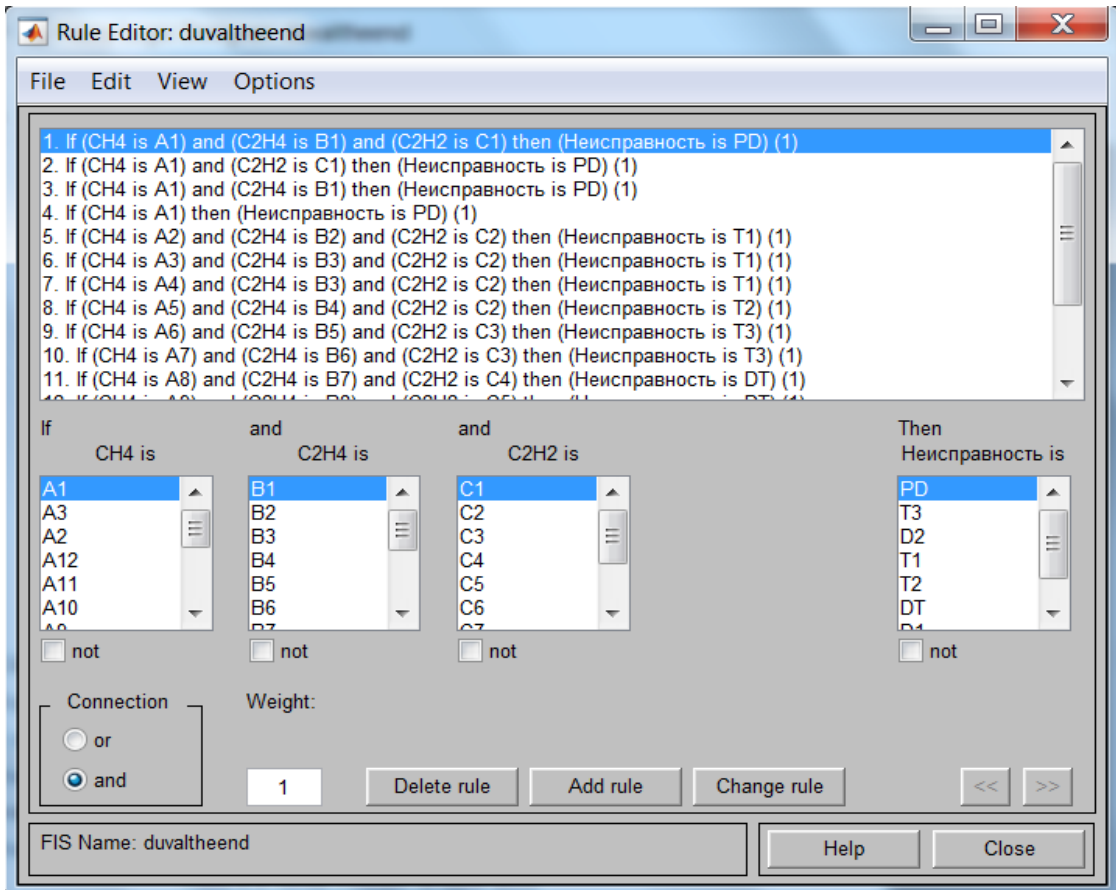
Все нечеткие правила, только что выведенные для прогнозирования типов возможных дефектов в СТ на основе нечеткой модели по методу треугольника Дюваля, показаны в таблице 2.8. Следует отметить, что тапы дефектов определены строго для процентов границ зон семи неисправности в

координатах метода треугольника Дюваля.

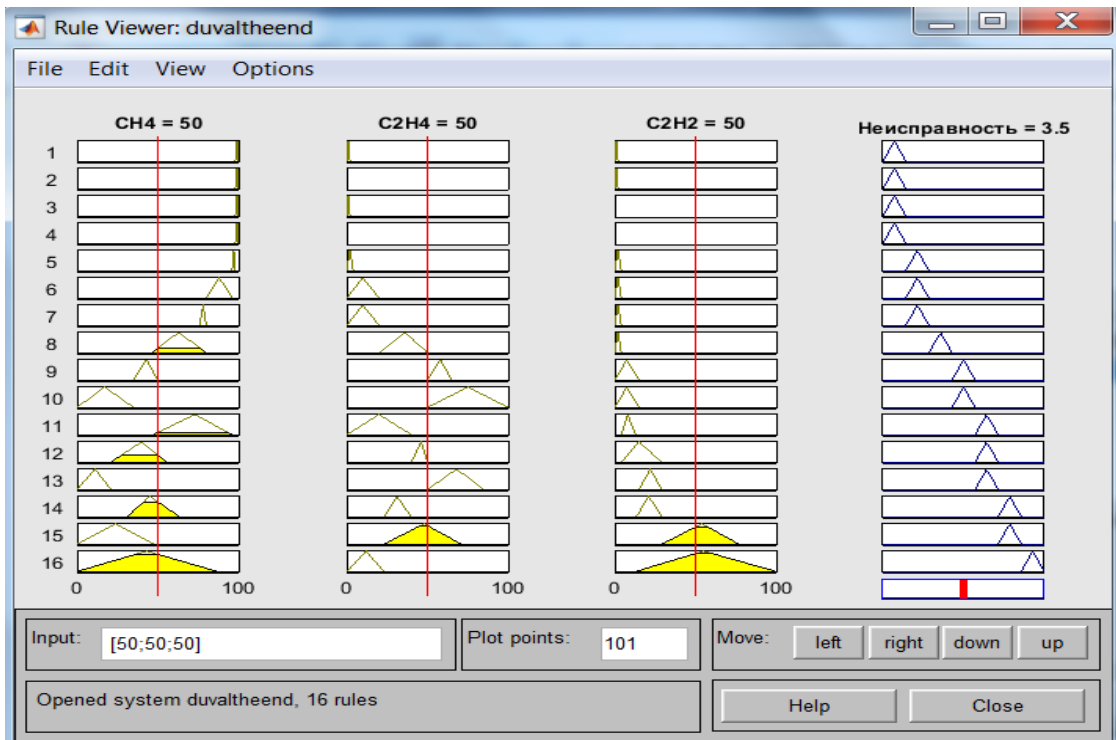
Таблица 2.8 – Нечеткие правила для предиктивной модели по МТД

N	CН4%	C2Н2%	C2Н4%	Тип дефекта
1	A1	B1	C1	PD
2	A2	B2	C2	T1
3	A3	B3	C2	T1
4	A4	B3	C2	T1
5	A5	B4	C2	T2
6	A6	B5	C3	T3
7	A7	B6	C3	T3
8	A8	B7	C4	DT
9	A9	B8	C5	DT
10	A10	B9	C6	DT
11	A11	B10	C7	D2
12	A12	B11	C8	D2
13	A13	B12	C9	D1

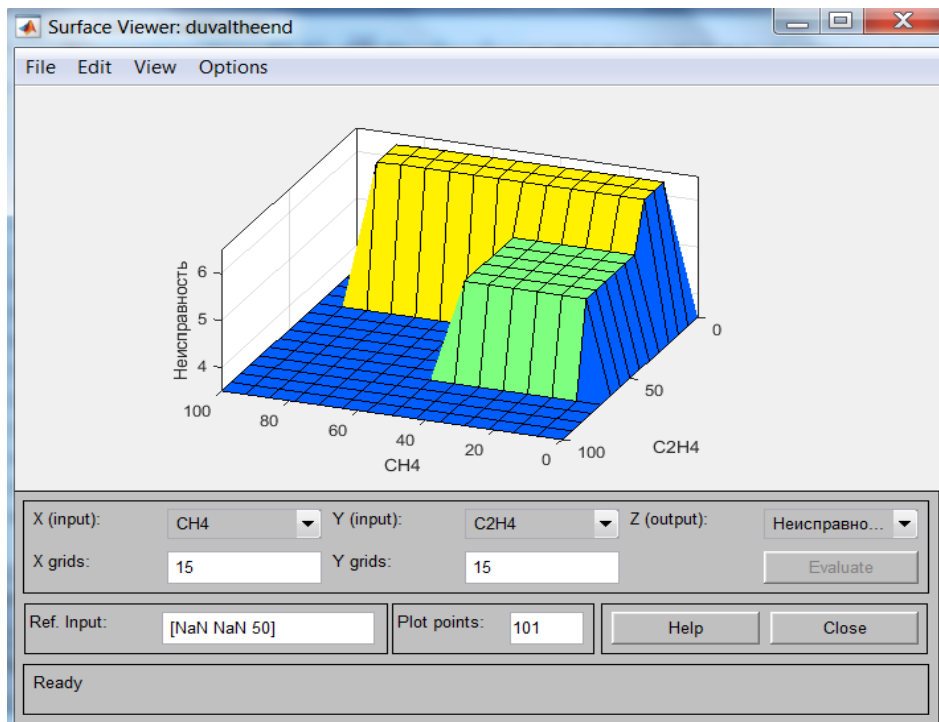
5) система нечеткого вывода (FIS) включает операцию между входными нечеткими наборами, как показано на рисунке 2.20 а, б, с, известную как тип Мамдани. Это выводит нечеткие наборы выходных данных, оценивая все возможные нечеткие правила, находя принадлежность для типов ошибок, представленных 13-ю нечеткими выходными правилами. Решение достигается путем средневзвешенного значения нечетких входов. Пики графиков на рисунке 2.20 а, обозначающие степени принадлежности между 0 и 1, являются выходами из каждого нечеткого правила, которое обозначает тип дефекта СТ. Таким образом, каждое правило представляет собой ряд графиков, а каждый столбец является переменным.



а – Редактор нечетких правил.



б – Визуализатор нечетких правил.



с – Визуализатор зон дефектов СТ

Рисунок 2.20 – Система нечеткого вывода по методу треугольника Дюваля

Вычислительная платформа LabVIEW 2018 использована в работе для создания цифровой нечеткой предиктивной модели определения типа дефектов в СТ по методу треугольника Дюваля и верификации ее применения на тестовых примерах. На рисунке 2.21 показан рабочий интерфейс программы, а на рисунке 2.22 алгоритм ее работы.

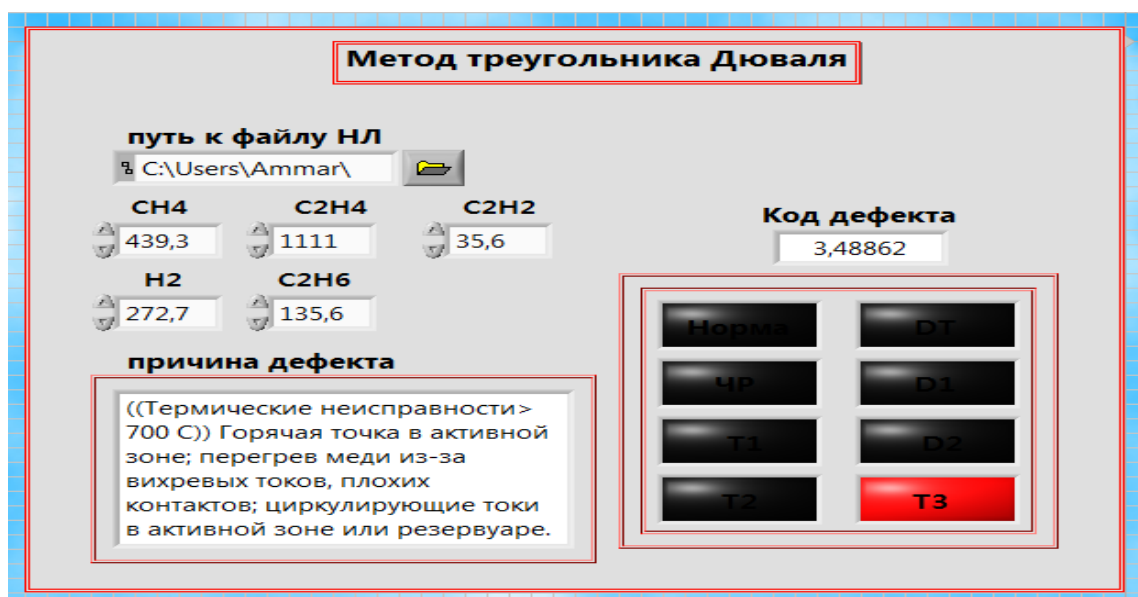


Рисунок 2.21 – Рабочий интерфейс программы, реализующей нечеткую предиктивную модель по методу треугольника Дюваля

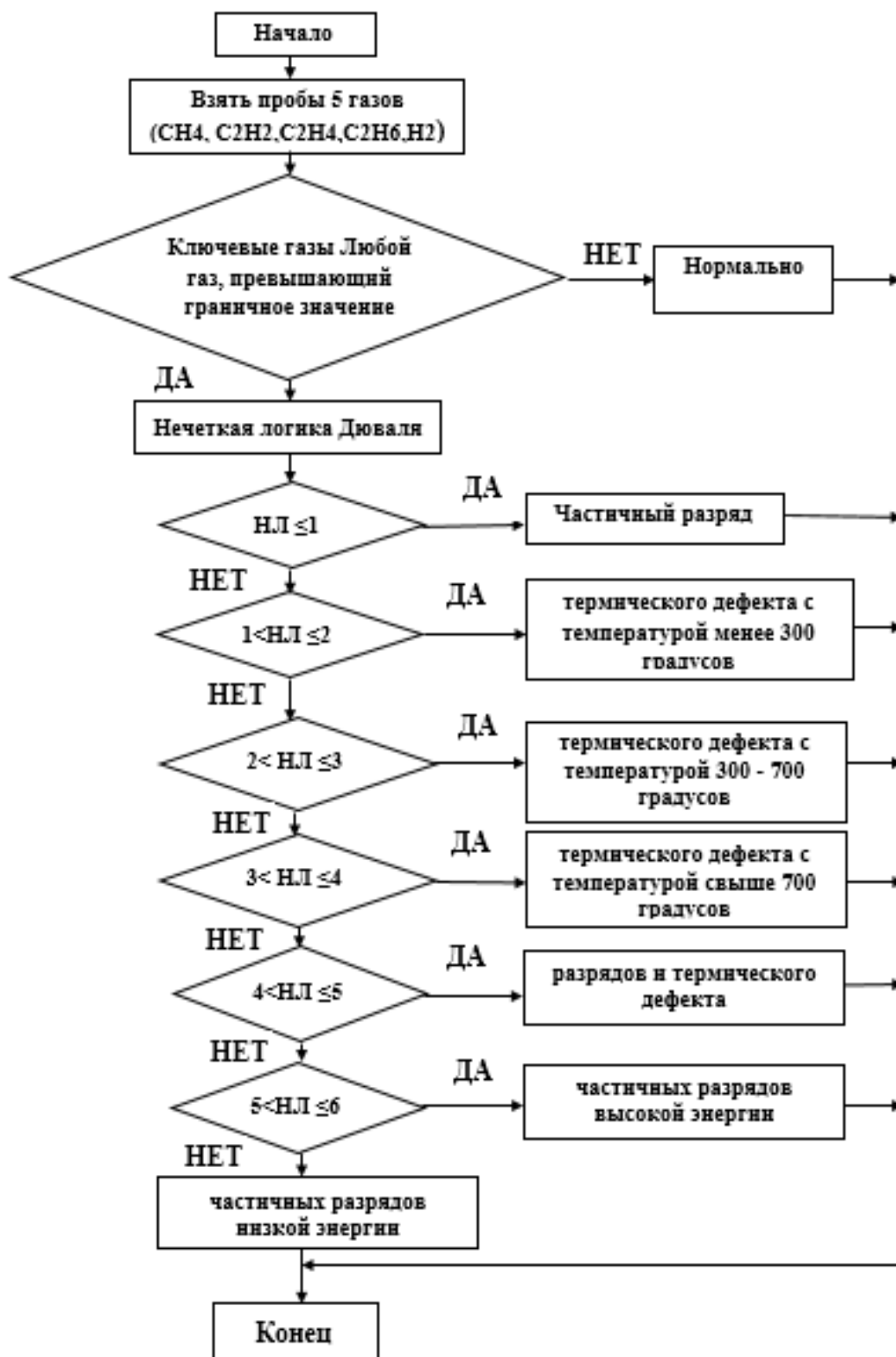


Рисунок 2.22 – Алгоритм программы по методу треугольника Дюваля

2.3 Верификация разработанных нечетких предиктивных моделей интерпретации типа дефектов в силовых трансформаторах

Верификация разработанных нечетких предиктивных цифровых моделей осуществляется с целью тестирования и сравнительной оценки достоверности, получаемых с их помощью результатов по отношению друг к другу и некоему эталонному независимому результату.

В данном случае тестированию подвергаются модели, реализующие различные алгоритмы и критерии интерпретации данных АРГ в масле силовых трансформаторов по методам ИЕС, Дорненбурга и треугольника Дюваля, известным как наиболее стабильные методы распознавания типа неисправностей.

Разработанные модели в их программной реализации на единой цифровой платформе LabVIEW были протестированы на данных из практики эксплуатации блочного СТ типа ТДН-250000/220 кВ Новосибирской ТЭЦ-5.

Отобранные для исследования и верификации моделей образцы АРГ масла были взяты из ретроспективы случайным образом, а их количество составило 20 единиц. Полученные результаты продемонстрировали различную степень совпадения между заключением экспертов на основе многоаспектного диагностического анализа и протоколов вскрытия СТ и интерпретацией по разным моделям (таблица 2.9).

Так, например, нечеткая модель по методу ИЕС продемонстрировала расхождение с эталоном в образцах 6 и 8 (таблица 2.9), где модель по методу ИЕС не смогла определить тип неисправности. Нечеткая модель по методу треугольника Дюваля показал высокотемпературный термический дефект, а модель по методу Дорненбурга показала электрический дефект (дуга). При просмотре таблицы 2.9 в образцах 6 и 8 наблюдается превышение предельных концентраций этилена C_2H_4 , что указывает на высокотемпературный термический дефект согласно критериям ключевого газа [76] и заключению экспертов.

Таблица 2.9 – Результаты тестирования разработанных моделей

N	Дата отбора	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	IES	Метод треугольника Дюваля	Метод Дорненбург
1	26.10.1994	47,2	27,4	28,5	0,1	0,01	норма	норма	норма
2	17.05.1995	42,4	15	21,8	5,7	0,3	норма	норма	норма
3	13.11.1995	32,8	12,6	22,4	6,1	0,5	норма	норма	норма
4	20.05.1996	9,8	10,4	21,5	0,9	0,2	норма	норма	норма
5	01.04.1997	2,4	31,9	15,6	1,8	0,5	норма	норма	норма
6	18.09.2006	36,6	10,9	215,8	40,2	14,4	-	T3	D2
7	19.09.2006	33,7	115,6	223,3	59,3	18,5	T4	T3	T
8	21.09.2006	175,8	122,3	285,1	66,7	23,5	-	T3	D2
9	25.09.2006	107,1	139,5	320,8	70,9	31,9	T4	T3	T
10	28.09.2006	88,5	166,3	409,2	77	34,1	T4	T3	T
11	05.10.2006	172,8	190,7	435,2	73,7	35,7	T4	T3	T
12	12.10.2006	203,5	285,6	827,8	109,5	35,2	T4	T3	T
13	16.10.2006	272,7	439,3	1111	135,6	35,6	T4	T3	T
14	19.10.2006	235,8	443,9	1140	159,9	36,2	T4	T3	T
15	23.10.2006	265,4	507,7	1236	164,9	37,9	T4	T3	T
16	06.03.2008	70	252,1	506,4	94,6	24,3	T4	T3	T
17	17.03.2008	112	231,1	492,2	91,1	21,1	T4	T3	T
18	10.04.2008	105,5	313,9	619,9	119,2	23,1	T4	T3	T
19	25.04.2008	81,5	210,4	486,7	95,8	18,6	T4	T3	T
20	01.09.2008	34	147,9	397,5	55,9	4,5	T4	T3	T

Дальнейшая верификация была выполнена на сравнении результатов расчетов по разработанным моделям с эталонами, в качестве которых взяты результаты исследования [77], опубликованного в журнале, индексируемом в наукометрических базах Web of Science и Scopus, и в диссертации [78]. Результаты верификации моделей представлены в таблицах 2.10 и 2.11. Результаты расчетов, полученные с использованием данных [77], показали, что достоверность модели по методу IES составляет 70%, точность модели по методу треугольника Дюваля составляет 90%, а точность по методу Дорненбурга соответственно 75 (рисунок 2.22). Что касается результатов верификации с использованием данных [78], то достоверности моделей по методу IES – 73,3%, по методу треугольника Дюваля – 86,6%, Дорненбурга – 80% (рисунок 2.23). В таблицах красным выделены образцы, по которым обнаружены ошибки моделей в сравнении с эталонами, представленными в исследованиях [77] и [78].

Таблица 2.10 – Верификация разработанных моделей по данным [77]

(Д: дуга, Т: термический, И: искра, Н: норма, ДТ: электрические и термический)

N	H2	C2H4	CH4	C2H2	C2H6	исследования [77]	ИЕС	треугольни ка Дюваля	Дорненбург
1	19.3	19	103	0.6	159	Т	Т	Т	Т
2	497	151	230	122	51	Д	И	Д	Д
3	615	102	200	68	42	Д	И	Д	Д
4	594	130	230	102	44	Д	И	Д	Д
5	4	4.2	99	0.1	82	Т	Т	Т	Т
6	56	928	286	7	96	Т	Т	Т	Т
7	78	353	161	10	86	Т	Т	Т	Т
8	21	47	34	62	5	Д	Д	Д	Д
9	50	305	100	9	51	Т	Т	Т	
10	172	812	335	37.8	171	Т	Т	Т	Т
11	181	28	262	0.1	41	Т	Т	Т	Т
12	27	63	90	0.2	42	Т	Т	Т	Т
13	160	96	130	0.1	33	Т	Т	Т	Д
14	180	50	175	4	75	Т	-	Т	Д
15	<5	11	42	<0.5	38	Т	Н	Н	Н
16	7	65	25	62	8	Д	Д	Д	-
17	41	110	45	147	11	Д	Д	Д	Д
18	505	817	256	881	82	Д	Д	Д	Д
19	5	10	87	<0.5	351	Т	Т	Т	Т
20	<5	12	18	<0.5	16	Т	Н	Н	Н

Таблица 2.11 – Верификация разработанных моделей по данным [78]

N	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	фактический	ИЕС	Дюваля	Дорненбург
1	2	7	0	0	0	Н	Н	Н	Н
2	54	0	0	4	0	Н	Н	Н	Н
3	47	12	0	8	0	Н	Н	Н	Н
4	80	629	0	2480	326	Т	Т	Т	Т
5	231	3997	0	5584	1726	Т	Т	Т	Т
6	507	1053	17	1440	297	Т	Т	Т	Т
7	127	24	81	32	0	Д	Д	Д	Д
8	441	207	261	224	43	Д	Д	Д	Д
9	217	286	884	458	14	Д	Д	Д	Д
10	160	10	1	1	3	И	-	ДТ	Д
11	240	20	96	28	5	Д	-	ДТ	Д
12	2587	7,88	0	1,4	4,7	И	И	И	Д
13	23	6	31	23	172	Д	-	Д	Д
14	103	74	0	9	80	Т	-	Т	Д
15	124	166	0	59	87	Т	Т	Т	Т



Рисунок 2.23 – Достоверность моделей по данным [77]

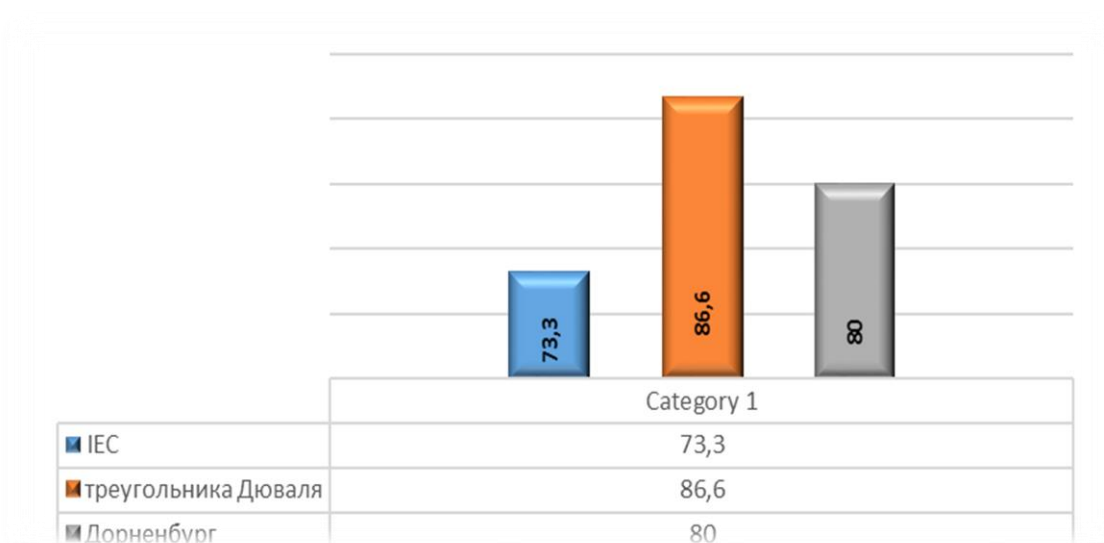


Рисунок 2.24 – Достоверность моделей по данным [78]

Результаты, верификации, приведенные в таблицах 2.9 – 2.11 и проиллюстрированные на рисунках 2.23 и 2.24, указывают на то, что наибольшая достоверность диагностических оценок по прогнозированию типа дефектов в СТ обеспечивается нечетким моделированием с использованием метода треугольника Дюваля в машинном обучении для определения технического состояния силовых трансформаторов.

Выводы по главе 2

1. Машинное обучение представляет собой область искусственного интеллекта, занимающуюся разработкой моделей и алгоритмов, предназначенных для «обучения» решению ключевых задач технической диагностики оборудования, таких как аппроксимация, классификация и распознавание образов при вариации исходных условий и параметров управления. К известным методам искусственного интеллекта, нашедшим широкое применение в диагностировании электрооборудования (включая маслonaполненное трансформаторное оборудование) следует отнести искусственные нейронные сети, статистическую классификацию и распознавание образов, а также теорию нечетких множеств и нечеткой логики. Нечеткие модели при наличии обучающих выборок позволяют аппроксимировать функции или измеренные данные с любой требуемой точностью и в этом смысле являются универсальными аппроксиматорами. Статистическое распознавание на основе Байесовского решения априори обеспечивает создание классификатора с минимальной ошибкой диагностирования. Синтез моделей и алгоритмов, обладающих достоинствами указанных методов искусственного интеллекта, является перспективным направлением дальнейших исследований.

2. Разработанные математические модели на основе аппарата теории нечетких множеств и нечеткой логики раскрывают все достоинства и недостатки наиболее известных и эффективных инструментов интерпретации результатов анализа растворенных в масле СТ газов, таких как методы ИЕС, отношений Дорненбурга, треугольника Дюваля. Программная реализация указанных нечетких предиктивных моделей на единой универсальной цифровой платформе LabVIEW 2018 создает идеальные условия для взаимного сравнения точности методов интерпретации АРГ, достоверности нечетких моделей диагностической оценки в соответствии с их внутренними свойствами. Тестирование моделей и их программной реализации на независимых примерах из практики эксплуатации СТ и результатах известных исследований

подтвердило известные выводы о степени точности методов интерпретации результатов АРГ и позволило получить эффективные цифровые инструменты для практического применения в системах поддержки принятия решений по эксплуатации СТ.

3. Наиболее точные диагностические оценки (более 86% точности), как и ожидалось, позволяет обеспечить нечеткая предиктивная цифровая модель по методу треугольника Дюваля. Это послужило основанием для того, чтобы отдать предпочтение этой модели при создании вычислительного ядра системы поддержки принятия решений, описание которого приведено в главе 4 диссертации.

Глава 3 РАЗРАБОТКА БАЗОВЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

3.1 Совершенствование моделей статистической классификации дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах и их интеграция с оценкой остаточного эксплуатационного ресурса

Применение методов математической статистики к задачам диагностирования (мониторинга) параметров состояния электротехнического оборудования положило начало новому перспективному направлению в области сбора, обработки информации и разработки диагностических моделей [79-85]. Статистические методы позволяют определять допустимые и предельно-допустимые значения контролируемых параметров оборудования, оценивать вероятности прогнозируемых состояний, а также выявлять важные корреляционные взаимосвязи наблюдаемых в оборудовании процессов [86-88]. Процедуры статистической классификации и распознавания образов входят в арсенал методов искусственного интеллекта, позиции которых в задачах диагностики энергооборудования усиливаются год от года [53,55].

Одно из эффективных направлений статистической классификации и распознавания образов связано с применением Байесовского подхода [55,89,90]. Байесовский подход в отношении распознавания дефектов маслонаполненного трансформаторного оборудования широко развит в работах [53,54,91], где описаны его теоретические основы и сформулированы принципы. Однако, как и любое перспективное исследование, указанное исследование нуждается в развитии в связи с развитием информационной базы диагностики и цифровой трансформацией отрасли.

Данная глава посвящена теоретическому обоснованию и практическому применению статистических моделей оперативной и предиктивной оценки технического состояния маслонаполненных СТ главным образом в отношении таких их свойств, как адаптивность и достоверность. В данном контексте под

адаптивностью диагностических моделей понимается свойство приспосабливаться к изменяющимся внешним факторам и условиям эксплуатации, а под достоверностью – свойство удовлетворять точности оценок на уровне заявленных или требуемых по условию задачи.

В качестве *предмета* исследования рассматривается процесс принятия решений по управлению техническим состоянием маслонаполненных трансформаторов на основе статистических моделей их диагностических оценок. В качестве *объекта* исследования – силовое маслонаполненное трансформаторное оборудование района распределительной электрической сети 110 – 35 – 6(10) кВ и система их удаленного мониторинга.

Контрольная группа СТ района распределительной электрической сети приведена на рисунке 1.8 в первой главе диссертации. Группа включает 18 единиц силовых маслонаполненных трансформаторов 110 кВ, для которых задана ретроспектива протоколов АРГ глубиной 5 лет (2005–2009), а также значения токовых нагрузок $I_{н.нагр}$ $I_{с.нагр}$ на шинах низкого (среднего) напряжения трансформаторов, зафиксированные в протоколах при отборе проб масла. Матрица исходной информации имеет следующую структуру (табл.3.1). Крайний столбец справа содержит значения коэффициентов загрузки СТ в момент отбора проб масла на АРГ, которые получаются по следующим выражениям:

$$K_{загр} = \frac{I_{н.нагр}}{I_{н.ном}} \text{ – для двухобмоточного СТ и } K_{загр} = \frac{I_{н.нагр} + I_{с.нагр}}{I_{в.ном}} \text{ –}$$

для трехобмоточного. Здесь: $I_{н.ном}$ и $I_{в.ном}$ – номинальные токи соответствующих обмоток СТ.

Таблица 3.1 – Структура исходной диагностической информации

Н	Дата отбора	Концентрации растворенных газов в масле							$K_{загр}$, о.е.
		H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO2	CO	
1	13.01.05	0,00011	0,00014	0,00077	0,000039	0,000001	0,0614	0,00477	0,2769
.
N	17.12.09	0,00051	0,00292	0,02337	0,000015	0,00601	0,00281	0,00281	0,3703

Формирование статистических моделей для оперативной и предиктивной оценки состояния трансформаторов на основе Байесовских решений и результатов АРГ включает ряд расчетно-аналитических процедур и выполняется по следующей базовой методике (рисунок 3.1). Как видно из рисунка формирование математических моделей подобного класса весьма трудоемко. По этой причине к ним применим термин "медленные" модели [53,91]. Зато быстрый и точный результат их применения полностью компенсирует затраты времени и прочих ресурсов на их построение.

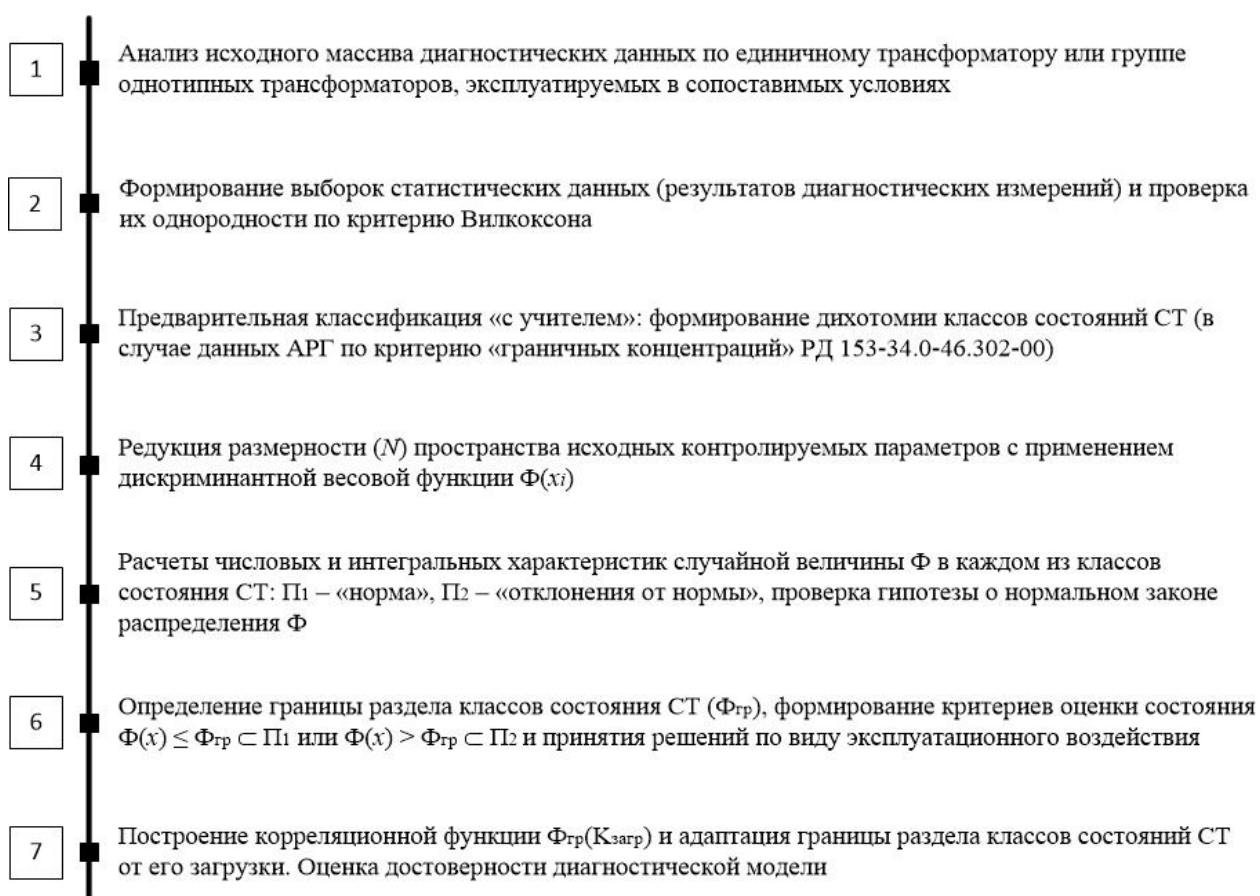


Рисунок 3.1 – Базовая методика формирования моделей статистической (Байесовской) классификации состояний СТ

Получаемые модели обладают рядом неоспоримых достоинств, например, таких как:

1) одномодальность распределений обобщенного признака Φ и линейная делимость классов состояний;

2) высокая чувствительность к распознаваемым дефектам и

достоверность оценок на уровне 97%;

3) возможность извлечения дополнительной диагностической информации из результатов анализа распределений случайной величины Φ и построения корреляционных функций, др. [55,79,83,90].

Не смотря на значительный вычислительный и аналитический потенциал моделей статистической классификации и распознавания образов он далеко не исчерпан. Развитие указанного потенциала и совершенствование моделей видится в направлении повышения их адаптивности, что является востребованным с точки зрения интеллектуальных диагностических (мониторинговых) систем.

Произведем анализ состоятельности и достаточности сформулированной комплексной методики формирования адаптивных статистических моделей оперативной оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования на примере контрольной группы из 18 СТ 110 кВ района распределительной электрической сети (рис.1.8).

1. На первом этапе в качестве исходного массива диагностических данных использована ретроспектива результатов АРГ глубиной 5 лет, включающая 328 протоколов. Таким образом, размерность многомерного пространства параметров составляет $N \times 7 = 328 \times 7$. Для каждого из протокола АРГ известно значение коэффициента загрузки СТ, которое укладывается в диапазон 0,05 – 0,80 о.е.

2. Второй этап состоит в проверке однородности исходных данных. Силовые трансформаторы контрольной группы имеют одинаковый класс номинального высшего напряжения 110 кВ, находятся в сопоставимых эксплуатационных и природно-климатических условиях и являются активами одного энергопредприятия. Статистические исследования с использованием критерия Вилкоксона подтверждают, что оснований для того, чтобы отвергать начальную гипотезу об однородности выборки данных концентраций диагностических газов не возникает [54].

3. Третий этап – предварительная классификация «с учителем». Критерий

«граничных концентраций» методики [30] по сути выступает в роли «учителя». С его помощью удастся выявить признаки зарождающегося (медленно развивающегося) термического, электрического либо смешанного дефекта. Критерий требует для каждого из составляющих выборку протоколов АРГ определения значений относительных концентраций диагностических газов:

$$a_i = \frac{A_i}{A_{i\text{Гр}}}. \quad (3.1)$$

Здесь: A_i и $A_{i\text{Гр}}$ – абсолютные концентрации газов (в %об или ppm) и их пороговые нормы, установленные в [30]. При выполнении соотношения

$$a_i \leq 1 \quad (3.2)$$

принимается решение об отсутствии признака дефекта в СТ и прекращаются все дальнейшие проверки. При условии

$$a_i > 1 \quad (3.3)$$

для одного или одновременно нескольких газов в СТ прогнозируется наличие признака дефекта и требуется выполнение комплекса проверок по критериям отношений концентраций пар характерных газов и относительной скорости их изменения [30]. Далее производится фильтрация данных и разделение множества протоколов АРГ мощностью 328×7 на два подмножества (дихотомию классов состояний): Π_1 – «норма» и Π_2 – «отклонения от нормы». Размерности указанных подмножеств для рассматриваемой ретроспективы соответственно равны $N_1 = 272$ и $N_2 = 56$. На данном этапе построения модели целесообразно сформировать выборку максимальных значений относительных концентраций диагностических газов $(a_{i\text{max}})$ в классе состояний Π_1 размерностью $N_1 = 272$. Это позволит на следующем этапе уточнить значение границы раздела классов состояний СТ контрольной группы.

4. Четвертый этап – редукция размерности (N) пространства исходных контролируемых параметров упрощает описание формируемой математической модели, а кроме того, как показывают исследования [93,94], приводит к улучшению статистических свойств получаемых распределений случайных

признаков, например, таких как линейная делимость классов состояний объектов, гауссовость распределений, достоверность оценок и пр.

Существует несколько методов редукции размерности исходного пространства контролируемых параметров, таких как факторный анализ, метод главных компонент и др. [93]. Одним из самых эффективных в данном случае приемов решения указанной задачи является применение дискриминантной (весовой) функции вида

$$\Phi(A) = a_1 \cdot w_1 + \dots + a_n \cdot w_n = \frac{\sum_{i=1}^{n=7} \left(\frac{A_i}{A_{i\text{Гр}}} \right)^2}{\sum_{i=1}^{n=7} \left(\frac{A_i}{A_{i\text{Гр}}} \right)}, \quad (3.4)$$

где: w_i – весовой коэффициент, характеризующий объемную долю i -го газа в выделенной из пробы масла газовой смеси [55].

Указанная свертка (3.4) представляет собой некий обобщенный признак, который должен в идеале без потери полезной информации описать многомерное пространство исходных контролируемых параметров – концентраций диагностических газов из выборки протоколов АРГ СТ контрольной группы. Для проверки этой гипотезы воспользуемся сформированной на предыдущем этапе выборкой максимальных значений относительных концентраций диагностических газов $(a_{i\text{max}})$ в классе состояний Π_1 размерностью $N_1 = 272$. Построение корреляционной функции $\Phi(a_{i\text{max}})$ и ее аппроксимация линейным полиномом показана на рис. 3.2.

Из рисунка следует, что если справедливы соотношения (3.2) и (3.3), то будет работать критерий:

$$\begin{aligned} \Phi(A) \leq \Phi_{\text{Гр}} &\in \text{состояние СТ принадлежит классу } \Pi_1 \\ &\text{"норма"} \\ \Phi(A) > \Phi_{\text{Гр}} &\in \text{состояние СТ принадлежит классу } \Pi_2 \\ &\text{"отклонения от нормы"}. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Здесь $\Phi_{\text{Гр}}$ – граница раздела классов состояний Π_1 и Π_2 , ориентировочное

значение которой по результатам этапа предварительной классификации составило 0,7285. Полученное значение границы раздела классов состояний СТ контрольной группы $\Phi_{гр}$ служит ориентиром для того, чтобы произвести его уточнение на следующем этапе построения математической модели статистической классификации.

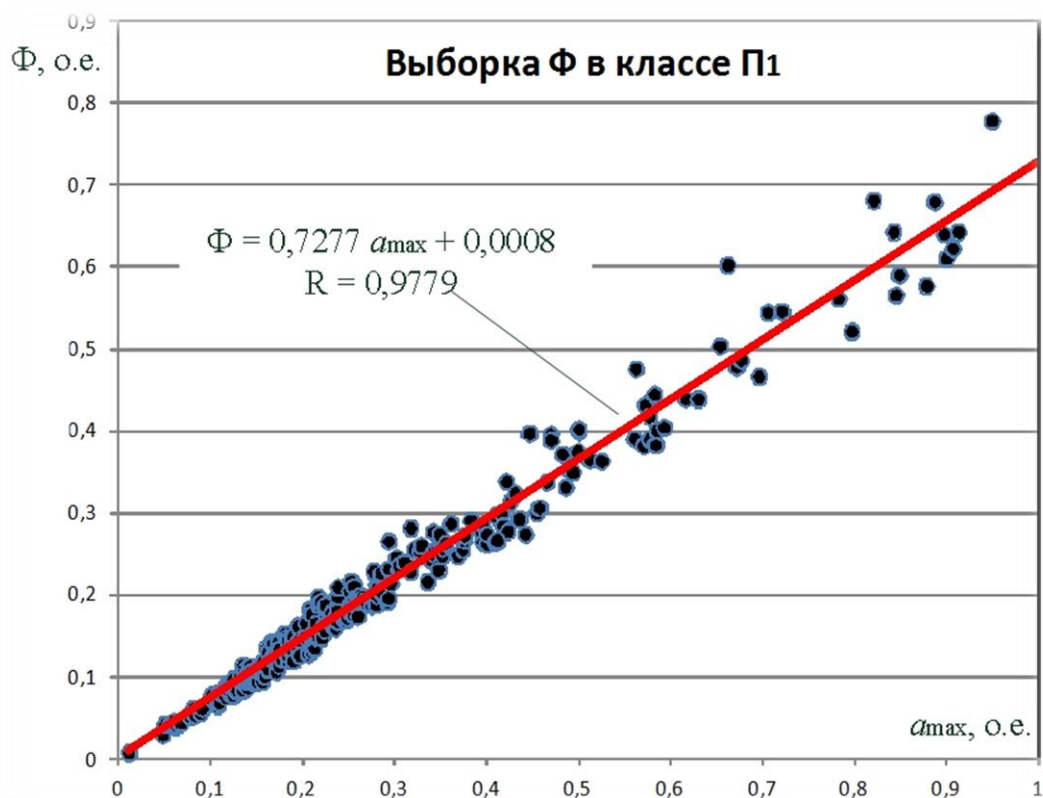


Рисунок 3.2 – Корреляционная функция $\Phi(a_{i \max})$

5. На пятом этапе выполняются расчеты числовых и интегральных характеристик случайной величины Φ и их графическое построение отдельно для каждого из классов состояний выделенной дихотомии.

Расчеты числовых характеристик с применением функционала программного пакета MS Excel «Анализ данных» – «Описательная статистика» приведены в таблице 3.2.

Для расчета и построения интегральной функции и гистограммы частот случайного распределения Φ в классе состояний Π_1 «норма» воспользуемся функционалом пакета MS Excel «Анализ данных» – «Гистограмма».

Результаты построения показаны на рисунке 3.3.

Таблица 3.2 – Расчет характеристик случайной выборки Φ в классе Π_1

Числовая характеристика	Значение
Среднее (математическое ожидание)	0,211682651
Стандартная ошибка	0,008764983
Медиана	0,16948
Мода	0,113376
Стандартное (среднеквадратическое) отклонение	0,144555809
Дисперсия выборки	0,020896382
Экссесс	1,883346489
Асимметричность	1,445155595
Интервал	0,770108
Минимум	0,008222
Максимум	0,77833
Сумма	57,577681
Счет	272
Уровень надежности (95%)	0,017256116

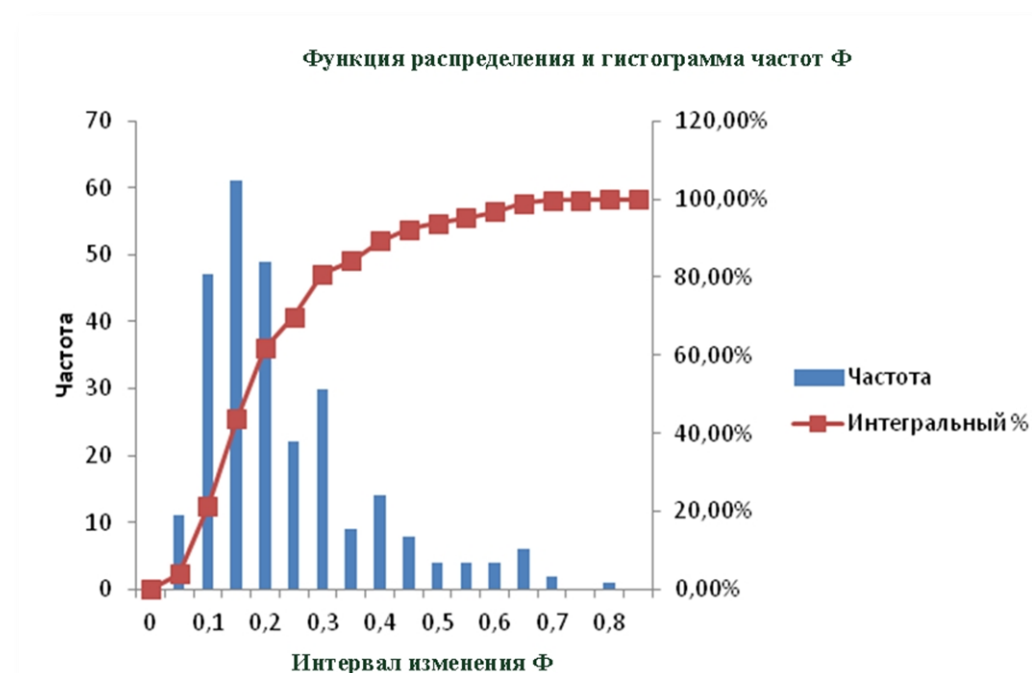


Рисунок 3.3 – Интегральные характеристики случайного распределения Φ в классе Π_1

По виду интегральных характеристик можно заключить, что случайная величина Φ в классе состояний Π_1 имеет распределение, близкое к нормальному [94]. Строгое обоснование указанного предположения требует

проверки состоятельности статистической гипотезы о виде закона распределения Φ , что и будет исследовано в параграфе 3.2. Если предположение о нормальном (квазинормальном) законе распределения случайной величины Φ справедливо, для нее должно выполняться правило трех сигм [54], согласно которому значения Φ с вероятностью 0,975 должны укладываться внутри интервала $[0 \div (M + 3\sigma)]$. Таким образом граница раздела классов состояний Π_1 и Π_2 будет совпадать со значением

$$\Phi_{Гр} = M + 3 \times \sigma = 0,21168 + 3 \times 0,14456 = 0,64536,$$

которое на 8% меньше значения $\Phi_{Гр}$, полученного ранее на основе анализа корреляционной функции. Аналогичным образом производятся расчеты и построение статистических характеристик случайного распределения Φ в классе состояний Π_2 (см. табл.3.3 и рис.3.4).

Таблица 3.3 – Расчет характеристик случайной выборки Φ в классе Π_2

Числовая характеристика	Значение
Среднее (математическое ожидание)	2,553788429
Стандартная ошибка	0,240055109
Медиана	1,8935655
Стандартное (среднеквадратическое) отклонение	1,796407944
Дисперсия выборки	3,227081502
Эксцесс	0,338853663
Асимметричность	1,08858735
Интервал	7,153839
Минимум	0,711804
Максимум	7,865643
Сумма	143,012152
Счет	56
Наибольший(1)	7,865643
Наименьший(1)	0,711804
Уровень надежности(95,0%)	0,481081186

6. На шестом этапе производится строгое определение границы раздела классов состояний СТ, формирование критериев оценки состояния и принятия решений о виде целесообразного технического воздействия на объект для

обеспечения его длительной надежной эксплуатации.

Строгий подход обеспечивает применение Байесовского решения на основе отношения правдоподобия [55]. Исследования по применению и развитию указанного математического подхода продемонстрировали его значимые преимущества, как в части формирования компактной и адекватной модели распознавания дефектов в СТ контрольных групп [53,91], так и в части конструирования удобных и наглядных практических приложений для оперативной оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов в составе объектов ЭЭС и принятия на их основе обоснованных решений о возможности длительной надежной эксплуатации [95,96].

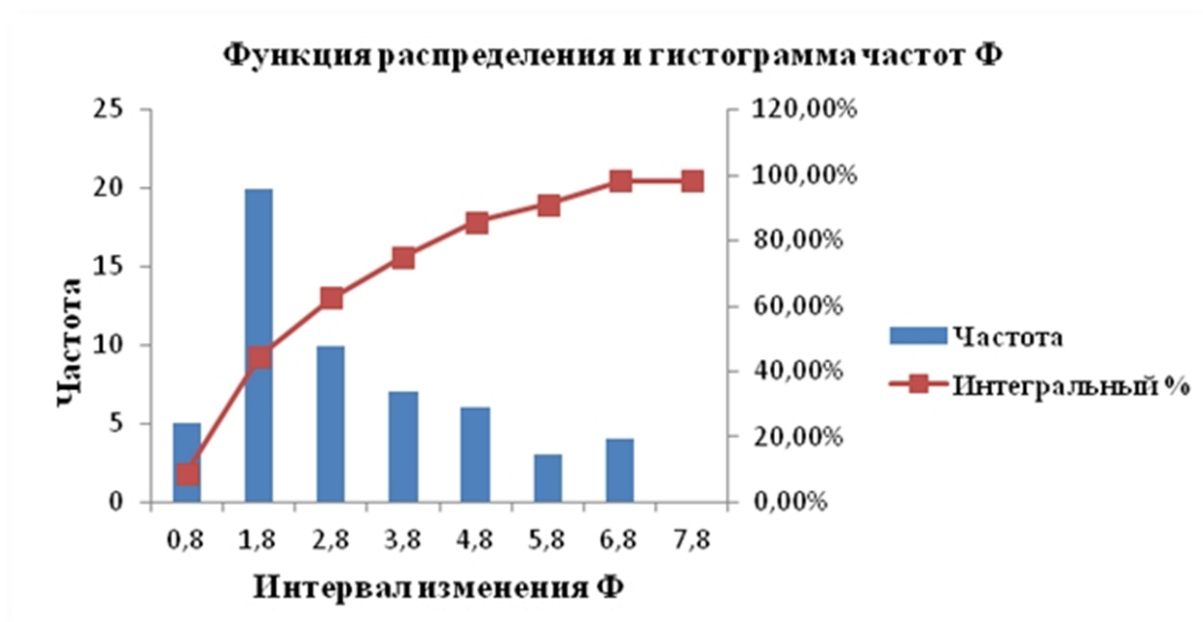


Рисунок 3.4 – Интегральные характеристики случайного распределения Φ в классе Π_2

Байесовский классификатор в качестве критерия распознавания дефектов в маслонаполненном трансформаторном оборудовании априори обеспечивает минимально возможную ошибку диагноза [5,51]. Его вид представлен выражением (3.6):

$$H = -\ln p(\Phi/\Pi_1) + \ln p(\Phi/\Pi_2) = \ln \left(\frac{P(\Pi_1)}{P(\Pi_2)} \right), \quad (3.6)$$

где: $p(\Phi/\Pi_j)$ – плотности вероятностей случайного признака Φ ; $P(\Pi_j)$ –

априорные вероятности принадлежности состояния СТ j -му классу $j=\overline{1,2}$;

$\left(\frac{P(\Pi_1)}{P(\Pi_2)}\right)$ – отношение правдоподобия. В том случае, когда распределение

случайной величины Φ подчиняется нормальному закону, либо одной из его вариаций (смещенному нормальному, логарифмически нормальному и т.п.), выражение (3.6) представляет собой квадратичную форму и имеет строгое аналитическое решение:

$$\Phi_{\text{Гр}} = \frac{M_1 \cdot \sigma_2^2 - M_2 \cdot \sigma_1^2 + \sqrt{\eta}}{\sigma_2^2 - \sigma_1^2}. \quad (3.7)$$

Здесь: M_j, σ_j – математические ожидания и среднеквадратические отклонения распределений Φ соответственно для j -го класса состояний СТ $j=\overline{1,2}$; η – функция от этих параметров. Приближенной формой границы раздела классов состояний СТ является выражение (3.8):

$$\Phi_{\text{Гр}} \simeq M_1 + k \cdot \sigma_1, \quad (3.8)$$

где k – вычислительная константа, которая может быть принята эмпирически из диапазона $2 \div 3$. Расчеты и сравнение результатов по моделям (3.7) и (3.8) показывают их достаточную близость: 0,653 и 0,645 соответственно. Учитывая дискретный характер случайной величины Φ , можно утверждать, что переход от строгого выражения (3.7) к приближенному (3.8) при определении значения $\Phi_{\text{Гр}}$ в реальной эксплуатационной практике применения моделей не приведет к критическому понижению достоверности.

В процессе исследований было отмечено, что упрощенная модель границы раздела классов состояний СТ (3.8) обладает свойством адаптации, то есть смещения по оси значений Φ при вариации вычислительной константы k от 2 до 3. Эту настройку целесообразно выполнять, ориентируя диагностическую модель на минимальную суммарную ошибку диагноза ε , которая включает в себя ошибку первого рода (ложная тревога) – ε_1 и ошибку второго рода (пропуск дефекта) – ε_2 [97]. Таким образом, адаптивные свойства

модели активируются с целью минимизации возможной суммарной ошибки распознавания дефектов в СТ $\min \varepsilon_1 + \varepsilon_2$ и, соответственно, повышения достоверности получаемых диагностических оценок. Это создает преимущество статистической модели распознавания дефектов и расширяет возможности ее эффективного практического применения.

В качестве иллюстрации сказанного рассмотрим совмещенную гистограмму частот распределений признака Φ в обоих классах дихотомии Π_1 и Π_2 . На рисунке 3.5 изображена совмещенная гистограмма частот Φ для СТ 110 кВ контрольной группы.

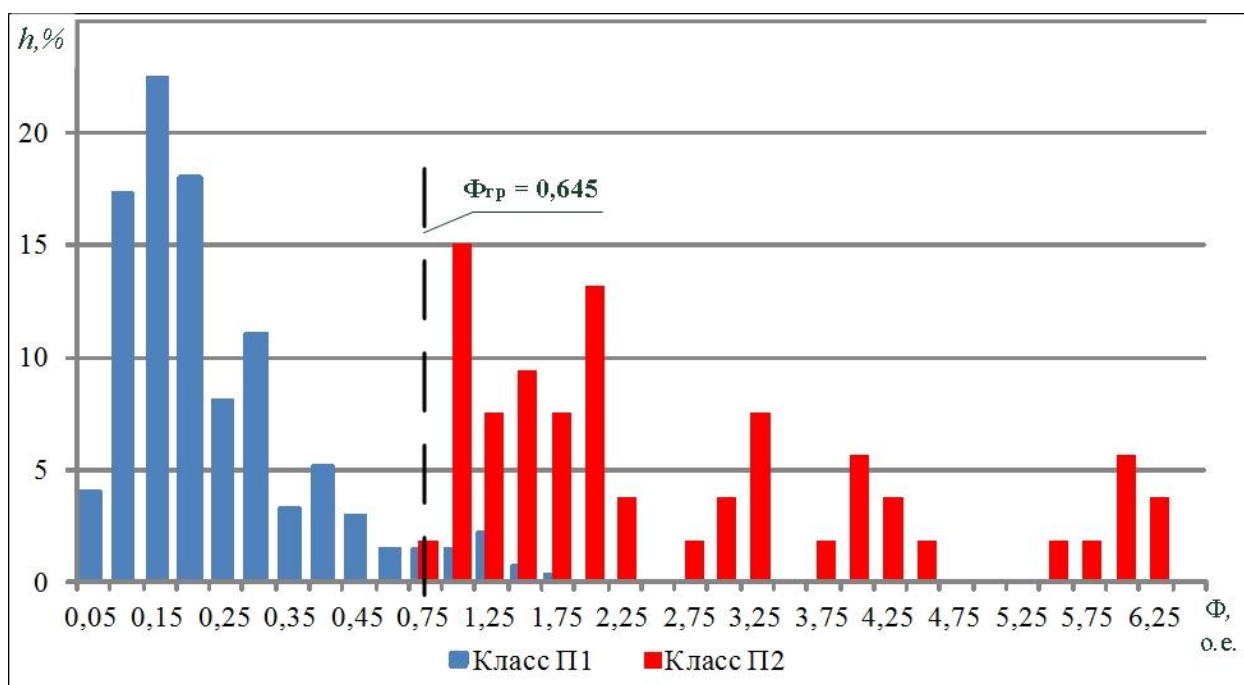


Рисунок 3.5 – Гистограммы частот для дихотомии классов Φ

Следует отметить, что суммарная ошибка диагноза визуально представляет собой площади, отделяемые граничной функцией $\Phi_{гр}$ от гистограмм частот в каждом из классов состояний Π_1 и Π_2 (рис.3.5). В таблице 3.4 показаны результаты вычисления граничной функции $\Phi_{гр}$ по модели (3.8) и изменения значения суммарной ошибки диагностирования при вариации константы k для СТ контрольной группы. В данном случае минимальная суммарная ошибка диагностирования удовлетворяет любому значению k из диапазона $2 \div 3$.

Таблица 3.4 – Адаптация границы раздела классов состояний СТ при вариации вычислительной константы k

Значение k	$\Phi_{ГР}$	$\varepsilon_1, \%$	$\varepsilon_2, \%$
2	0.50079	1,2	0
2.2	0.52971		
2.4	0.55862		
2.6	0.58753		
2.8	0.61644		
3	0.64535		

7. Седьмой этап направлен на усиление адаптационных свойств модели статистической Байесовской классификации состояний СТ в зависимости от их электрической нагрузки. Для этого формируется корреляционная зависимость вида $\Phi_{ГР}(K_{загр})$, с помощью которой значение границы раздела классов изменяется в соответствии со значением коэффициента загрузки $K_{загр}$ конкретного СТ. Построение указанной зависимости для СТ контрольной группы выполняется с использованием выборки случайных значений Φ в классе Π_1 и соответствующей ей выборки $K_{загр}$ одинаковой размерности $N = 272$. По выражению (3.9) рассчитывается коэффициент парной корреляции

$$r_{\Phi, K_{загр}} = \frac{\sum_{i=1}^N \Phi_i - M_{\Phi} \cdot (K_{загр i} - M_{K_{загр}})}{\sigma_{\Phi} \cdot \sigma_{K_{загр}}} = 0,72. \quad (3.9)$$

Здесь: M_{Φ} , σ_{Φ} , $M_{K_{загр}}$, $\sigma_{K_{загр}}$ – математические ожидания и среднеквадратические отклонения соответствующих случайных величин. Значение $r_{\Phi, K_{загр}} \geq 0,7$ характеризует связь между переменными как достаточно тесную, что определяет необходимость формирования корреляционной функции и ее полиномиальной аппроксимации. Для контрольной группы СТ корреляционная функция представлена на рис.3.6.

Полиномиальная аппроксимация выражением (3.10) получена со степенью доверия 0,998 и представляется весьма удобным инструментом в

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОМ ПЛАНЕ

$$\Phi_{\text{Гр}} = A \cdot \exp B \cdot K_{\text{загр}} \quad (3.10)$$

Здесь: A и B – вычислительные константы аппроксимации для рассматриваемого примера соответственно равны: 0,2841 и 1,8821.

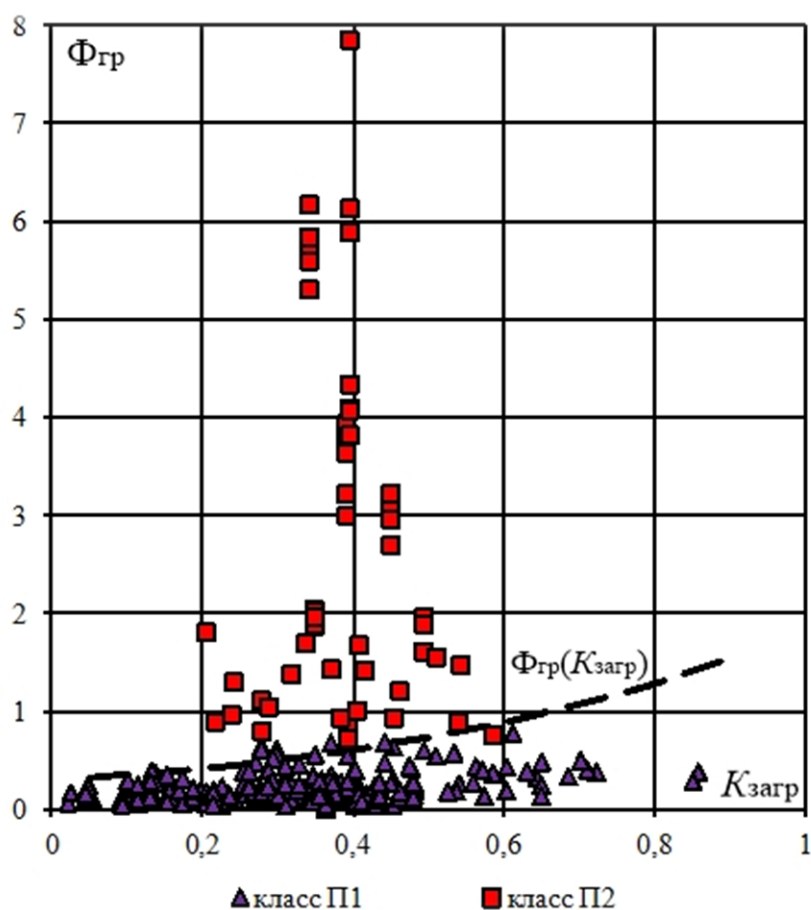


Рисунок 3.6 – Корреляционная функция $\Phi_{\text{Гр}}(K_{\text{загр}})$

Практическое применение адаптивной оценки технического состояния СТ с использованием корреляционной функции (3.10) может быть реализовано по следующему алгоритму (рис.3.7). Введение в разрабатываемую предиктивную модель статистической оценки состояния СТ ранга критичности дефектов приводит к необходимости разделения класса состояний П_2 – «отклонение от нормы» на два подкласса П_{21} – «незначительные отклонения» и П_{22} – «значительные / критические отклонения».

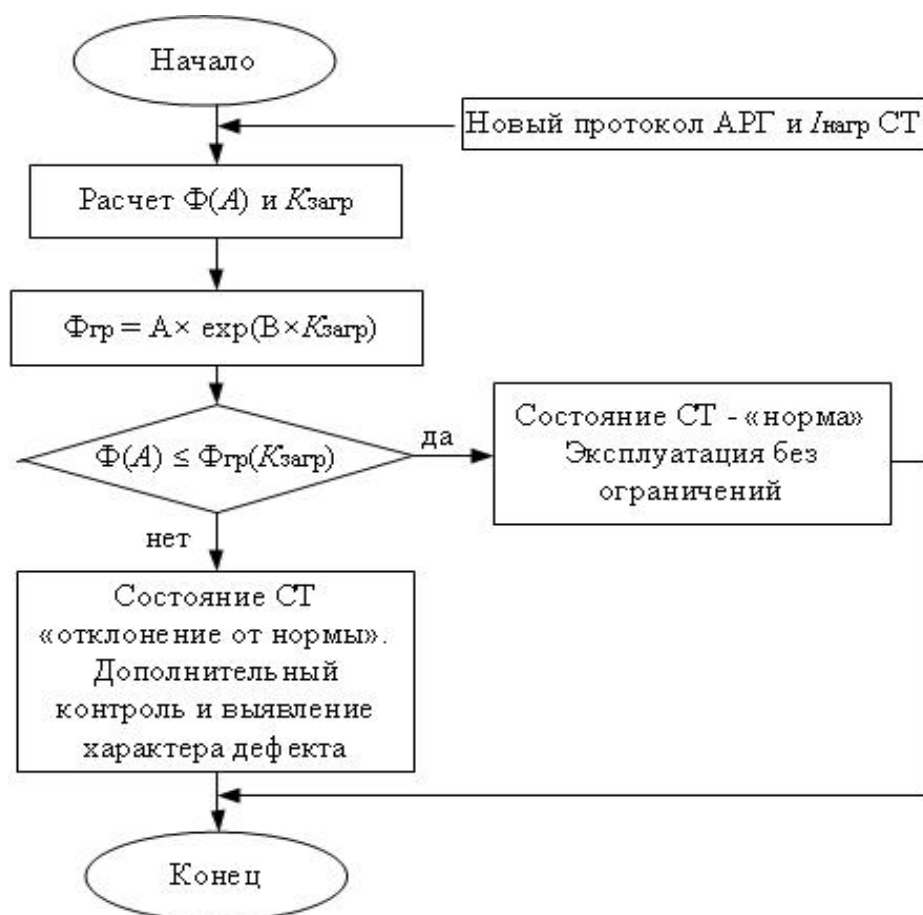


Рисунок 3.7 – Алгоритм адаптивной оценки состояния СТ

Для этого по выражению (3.8) вычисляется граничная функция $\Phi^2_{гр}$ с подстановкой в выражение числовых характеристик случайного распределения Φ в классе Π_2 (см. табл.3.3). Для СТ контрольной группы это значение составляет 6,145. Таким образом, признаком развития в СТ критического дефекта является выполнение следующего соотношения [95]:

$$\Phi(A) > \Phi^2_{гр}.$$

Одной из характерных особенностей применения оперативной оценки технического состояния на основе «медленных» статистических моделей является необходимость (особенно в случае обнаружения «значительных (критических) отклонений от нормы») интеграции с «быстрыми» моделями оценки остаточного эксплуатационного ресурса [91,95]. Оценку остаточного ресурса (срока службы) единицы оборудования целесообразно производить, ориентируясь на ресурсопределяющие функциональные узлы (ФУ), к которым для СТ относят магнитную систему, обмотки и изоляционную систему [130]. В

табл.3.5 приведены ресурсопределяющие ФУ СТ, относящиеся к ним контролируемые ресурсные параметры и их предельные нормы [129].

Таблица 3.5 – Ресурсные параметры ФУ СТ и их предельные нормы

Ресурсопределяющий ФУ	Ресурсный параметр	Предельно-допустимое значение
Магнитная система	Относительные потери ΔP_x , %	До 30% от паспортного значения в течение всего срока службы
Обмотки	Относительное изменение $\Delta Z_{кз}$, %	До 3 – 5% паспортного значения
Бумажная изоляция	Степень полимеризации СП	До 250 единиц

«Быстрые» модели прогнозирования остаточного эксплуатационного ресурса оборудования энергообъектов ЭЭС формируются на основе нескольких связанных во времени последовательных текущего и предыдущего измерений контролируемого ресурсного параметра $X_i(t_i)$, $X_{i-1}(t_{i-1})$ и имеют вид (1.3). В исследованиях автора [53,91] выполнена ресурсная оценка состояния СТ и дается прогноз его остаточного срока службы ($\Delta T_{сл}$). Для прогнозирования $\Delta T_{сл}$ (лет) применена линейная регрессионная модель (1.3). В качестве ресурсного параметра были рассмотрены относительные потери в сердечнике ΔP_x^* (%) одного из СТ. На рис.3.8 представлена графическая интерпретация прогноза остаточного срока службы трансформатора.

Возможность получения границ раздела классов на положительной полуоси признака Φ позволяет формировать ряд критериев и правил распознавания состояний СТ:

- если $\Phi \leq \Phi_{гр}$, то «норма»;
- если $\Phi_{гр} < \Phi \leq \Phi_{гр}^2$, то «незначительные отклонения»;
- если $\Phi > \Phi_{гр}^2$, «значительные (критические) отклонения».

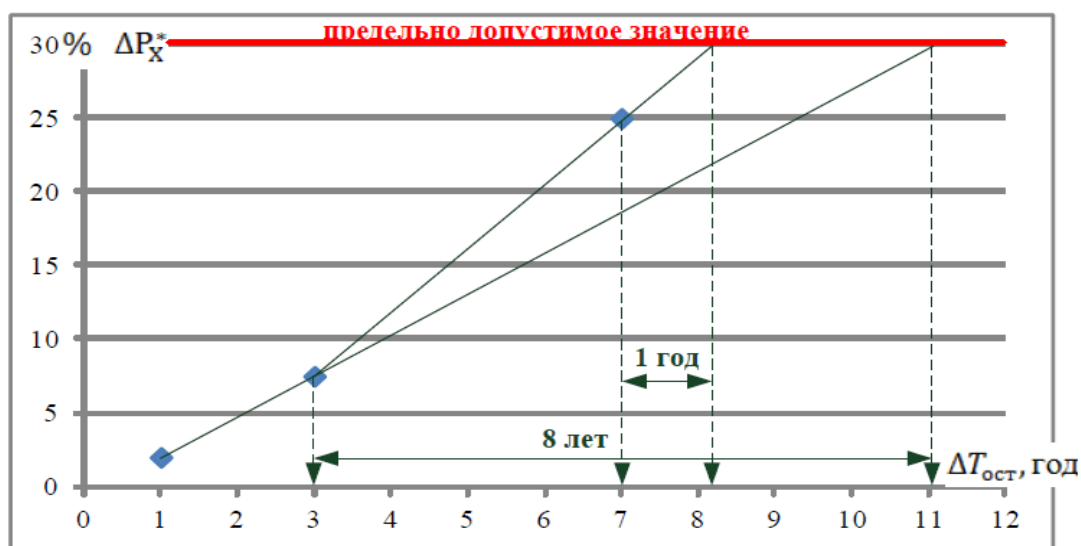


Рисунок 3.8 – Прогноз остаточного ресурса СТ по значению ΔP_x^* (%)

В соответствии с методикой АРГ [30] оценку степени опасности развивающегося в СТ дефекта производят по относительной скорости изменения концентраций растворенных в масле диагностических газов $V_{отнi}$. Для установления количественной меры опасности развивающегося дефекта в работе введены два предельно допустимых значения максимальной относительной скорости увеличения концентраций характерных газов – 10% и 15%/мес. Если $10\%/мес < \max V_{отнi} \leq 15\%/мес$, то рекомендуется поставить СТ на учащенный контроль по АРГ, а если $\max V_{отнi} > 15\%/мес$, то требуется вывести СТ из работы с последующим планированием ремонта [53].

Сформированные решающие правила устанавливают взаимно-однозначное соответствие между количественной мерой обобщенного признака Φ , характеристикой эксплуатационного состояния СТ и целесообразными эксплуатационными воздействиями на оборудования для обеспечения его длительной надежной эксплуатации.

Для иллюстрации достоверности разработанных адаптивных статистических моделей и алгоритма, а также эффективности их практического применения в качестве инструмента оперативной и предиктивной оценки технического состояния СТ контрольной группы подстанций РЭС, рассмотрим несколько характерных примеров из имеющейся истории эксплуатации.

Пример 1. По данным АРГ силового трансформатора 1–Т ПС–8 наблюдаются повышенные концентрации характерных газов: H₂, CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂. Согласно методике [30] в СТ прогнозируется термический дефект в диапазоне высоких температур. Предположительно дефектом затронута бумажная изоляция (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Интерпретация АРГ СТ-110 кВ ПС–8 по методике [30]

H ₂	0,01359	CH ₄ /H ₂	4,29	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	0,005	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	4,93			
CH ₄	0,05832									
C ₂ H ₄	0,12035	> 1		< 0,1		> 3				
C ₂ H ₆	0,02439	Прогнозируется: термический дефект > 600°С, затронута бумажная изоляция (CO ₂ /CO < 5).								
C ₂ H ₂	0,00061									
CO ₂	0,41294									
CO	0,04862									

Диаграмма изменений Φ , построенная по протоколам АРГ на интервале эксплуатации 1–Т 2005-2008 годы (рис.3.10) свидетельствует о том, что его

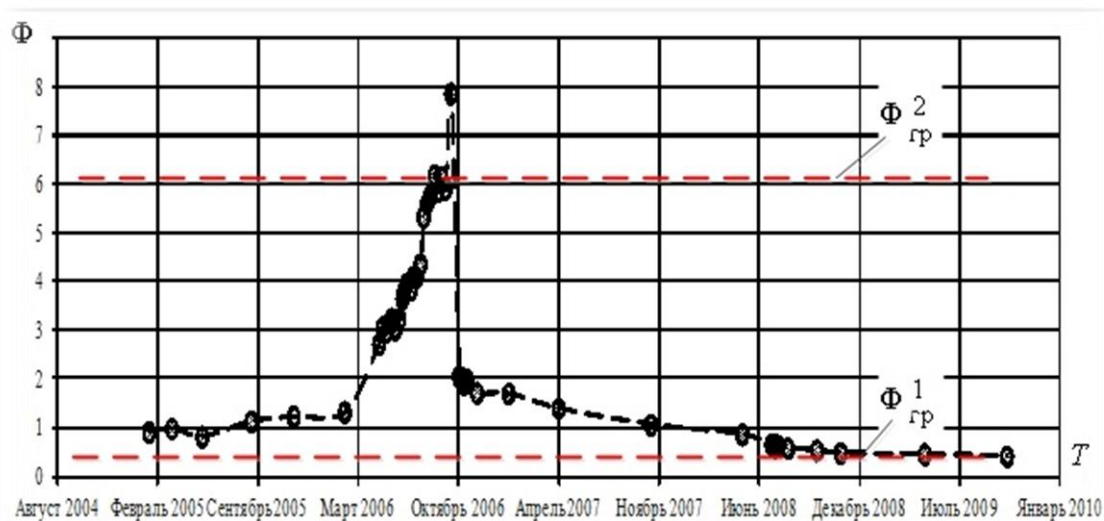


Рисунок 3.10 – Диаграмма изменений Φ для 1–Т ПС–8

характерным состоянием является «отклонение от нормы». Причем в сентябре 2006 года состояние 1–Т резко ухудшилось до «критического», а после проведения профилактики с дегазацией масла постепенно пришло в «норму».

Пример 2. По данным АРГ силового трансформатора 2–Т ПС–6 РЭС на протяжении периода эксплуатации с сентября 2006 по ноябрь 2009 наблюдается устойчивое превышение граничных концентраций водорода – H₂ и диоксида

углерода – O₂. Согласно методике РД [30] в трансформаторе прогнозируются разряды большой мощности, предположительно дефектом затронута бумажная изоляция: CO₂/CO = 40,56 (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Интерпретация АРГ СТ-110 кВ ПС–6 по методике [30]

H ₂	0,02364	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
CH ₄	0,00032	0,135	0,013	7,48
C ₂ H ₄	0,00157	0,1 ÷ 1	0,1 ÷ 3	> 3
C ₂ H ₆	0,00021	Прогнозируется: дуговые разряды, искрение, пробой масла между катушками, затронута бумажная изоляция (CO ₂ /CO < 13).		
C ₂ H ₂	0,00002			
CO ₂	1,21561			
CO	0,02997			

Представленная на рисунке 3.11 диаграмма изменения обобщенного признака Φ на рассматриваемом интервале эксплуатации свидетельствует о том, что состояние СТ прогнозируется как "значительное отклонение".

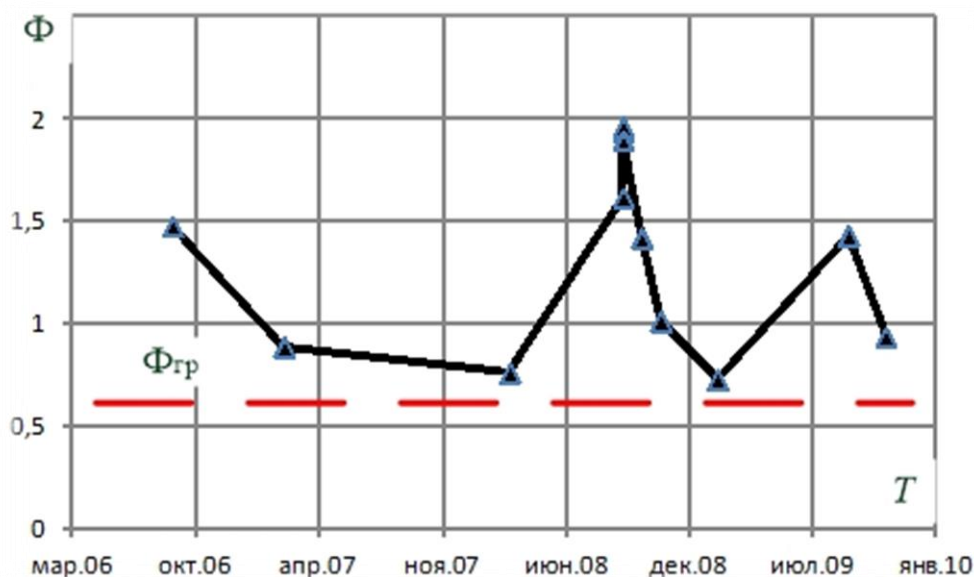


Рисунок 3.11 – Диаграмма изменений Φ для 2–Т ПС–6

В связи с не большой относительной скоростью изменения концентраций газов (<10 % в месяц) рекомендовано дополнительное обследование, что соответствует разработанному алгоритму принятия решений по эксплуатации СТ (рис.3.10). В результате дополнительного обследования в ноябре 2009 года СТ был выведен в ремонт. При вскрытии обнаружены следы электрических разрядов и повреждений бумажной изоляции обмотки.

3.2 Исследование достоверности разработанных статистических моделей для оперативной оценки технического состояния трансформаторов

Повышение достоверности (уменьшение суммарной ошибки) оценки состояния оборудования представляет собой одну из ключевых задач технической диагностики не зависимо от сферы применения, указанных методов и средств диагностирования. Актуальность задачи сопряжена с тяжестью последствий (затраты, ущерб), возникающих в результате ошибок при постановке диагноза, на основе которого принимаются несвоевременные и необоснованные решения о выводе оборудования в ремонт или отказе от последнего. Решению указанной задачи посвящены многочисленные исследования, результаты которых в частности отражены в следующих публикациях [98,100-103].

Под достоверностью диагностирования принято понимать числовую характеристику соответствия результатов диагностики фактическому техническому состоянию объекта [100]. Различают инструментальную и методическую достоверность диагностирования. Инструментальная достоверность определяется составом и стабильностью диагностируемых параметров объекта, заданными допусками, а также точностью, чувствительностью и состоянием средств измерений [28,29]. Методическая достоверность, как правило, связана с обработкой результатов измерений, выбором диагностических признаков и критериев для оценки технического состояния оборудования [98,102,103].

Одним из перспективных направлений повышения методической достоверности диагностирования маслонаполненных силовых трансформаторов с использованием результатов различных методов контроля является применение статистических решений, базирующихся на обработке данных многопараметрических измерений [84,87,104-109].

В данном параграфе приводятся результаты исследования автора по применению Байесовского классификатора в качестве эффективного регулярного средства для повышения достоверности распознавания дефектов в

маслонаполненных силовых трансформаторах по результатам анализа растворенных газов (АРГ).

В условиях эксплуатации контрольной группы однотипных СТ случайная реализация Φ получается на основе единичного протокола АРГ. С учетом состава группы СТ и продолжительности периода их эксплуатации (в среднем 5 лет) можно сформировать представительную выборку СВ, которая подвергается статистическому анализу с целью определения закона распределения и вычисления статистических моментов в каждом из классов дихотомии. Благодаря предварительной классификации по критериям (3.2), (3.3), могут быть сформированы две обучающие выборки СВ Φ для выделенной дихотомии. Статистический анализ распределений Φ для каждого из классов состояний, как было рассмотрено выше, производится с определением их числовых и интегральных характеристик, а также с проверкой гипотезы о принадлежности некоторому закону распределения. Многочисленные исследования статистики АРГ на разных контрольных группах СТ 110-220 кВ позволили выявить и обосновать ряд характерных особенностей распределений случайного признака Φ :

1) в большинстве практических случаев статистические распределения признака Φ в классах состояний Π_1 и Π_2 представляют собой смеси нескольких однородных распределений, при возможности разделения которых появляется дополнительная диагностическая информация, ценная для обоснования правил принятия решений по дальнейшей эксплуатации СТ;

2) ширина диапазона изменения признака Φ в классе Π_1 обусловлена:

– отличием сроков службы СТ контрольной группы: старение конструктивных элементов постепенно увеличивает концентрации характерных газов и, как следствие, значение Φ ;

– периодическим выполнением корректирующих мероприятий у СТ, длительное время находящихся в эксплуатации: корректирующее воздействие с дегазацией масла уменьшает концентрации газов, а вместе с ними и значения Φ , делая их сопоставимыми со значениями, характерными для СТ с малым

сроком эксплуатации;

3) ширина диапазона изменения Φ в классе Π_2 прежде всего обусловлена различной степенью критичности (стадией развития) выявленных в СТ дефектов;

4) как правило статистические распределения Φ в каждом из классов состояний являются двухпараметрическими и подчиняются одному из законов: нормальному, логарифмически-нормальному, гамма, что открывает возможности для проявления существенных преимуществ Байесовского классификатора при формировании границы раздела дихотомии классов состояний СТ [110]. Одним из неопределимых для повышения достоверности диагностических оценок достоинств статистического Байесовского классификатора, основанного на отношении правдоподобия, является возможность минимизации суммарной ошибки распознавания дефектов в ЭО [111]. При этом наряду с оценкой принадлежности текущего состояния ЭО одному из выделенных классов состояний может быть определена и вероятность этой оценки.

В расчетной части исследований рассмотрена история эксплуатации одного из блочных СТ НТЭЦ (ТДЦ-250000/220) 1992 года выпуска, у которого в августе 2006 года по данным диагностики был выявлен развивающийся термический дефект в диапазоне высоких температур $\theta > 700^\circ\text{C}$. Дальнейшая эксплуатация СТ сопровождалась повышенными концентрациями углеводородных газов: C_2H_4 , CH_4 , C_2H_6 , а также оксида и диоксида углерода. Очаг дефекта предположительно располагался в нижней части ярма магнитопровода, куда доступ был исключен без полной разборки конструкции активной части (то есть дорогостоящего ремонта). Эксплуатацией было принято решение продолжить работу СТ под нагрузкой с учащенным отбором проб масла для АРГ и периодической его дегазацией. В таком состоянии СТ эксплуатировался до марта 2013 года. За указанное время развитие дефекта перешло в критическую фазу с угрозой термического повреждения целлюлозной изоляции. В результате ретроспектива АРГ составляла 146

протоколов, из которых 57 согласно предварительной классификации принадлежали классу состояний Π_1 , а 89 – классу Π_2 . На рисунке 3.12 приведены гистограммы относительных частот Φ для выделенной дихотомии классов состояний.

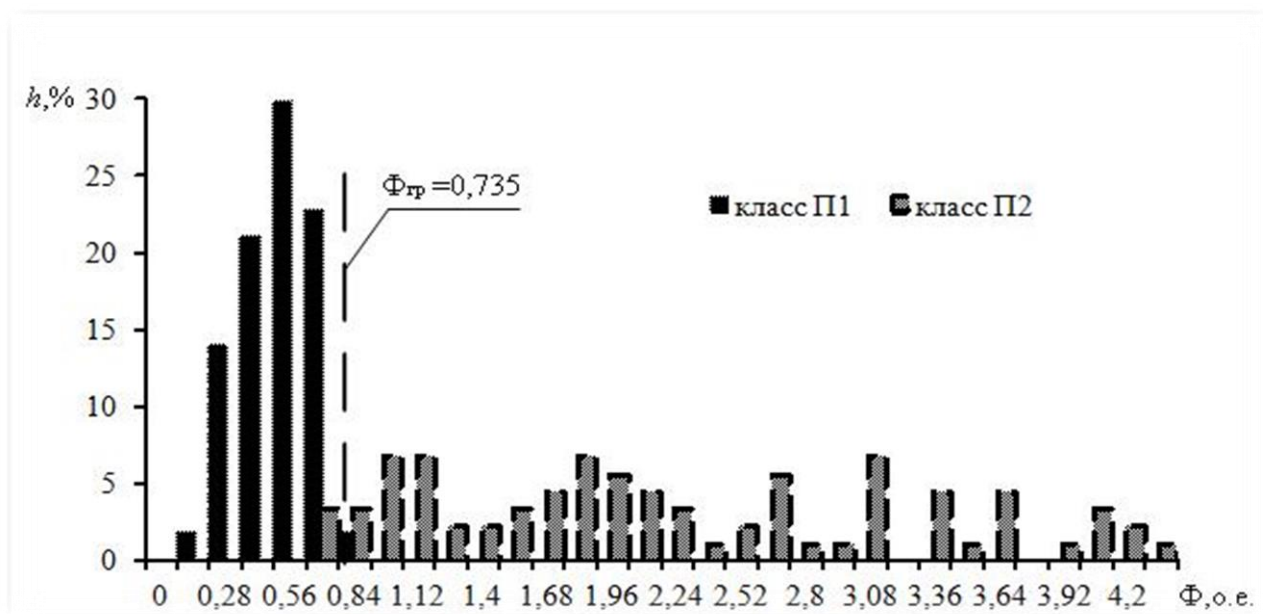
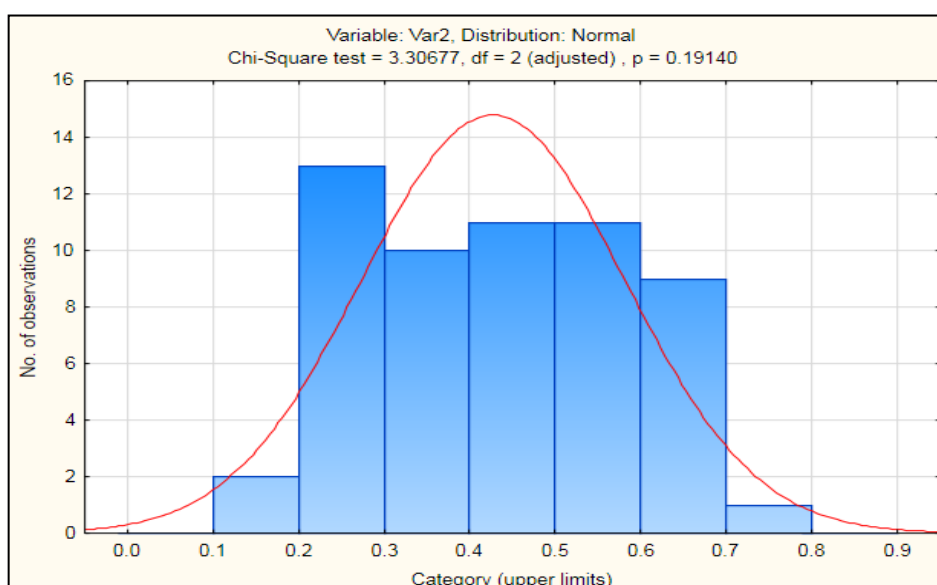


Рисунок 3.12 – Гистограммы относительных частот СВ Φ для дихотомии классов СТ

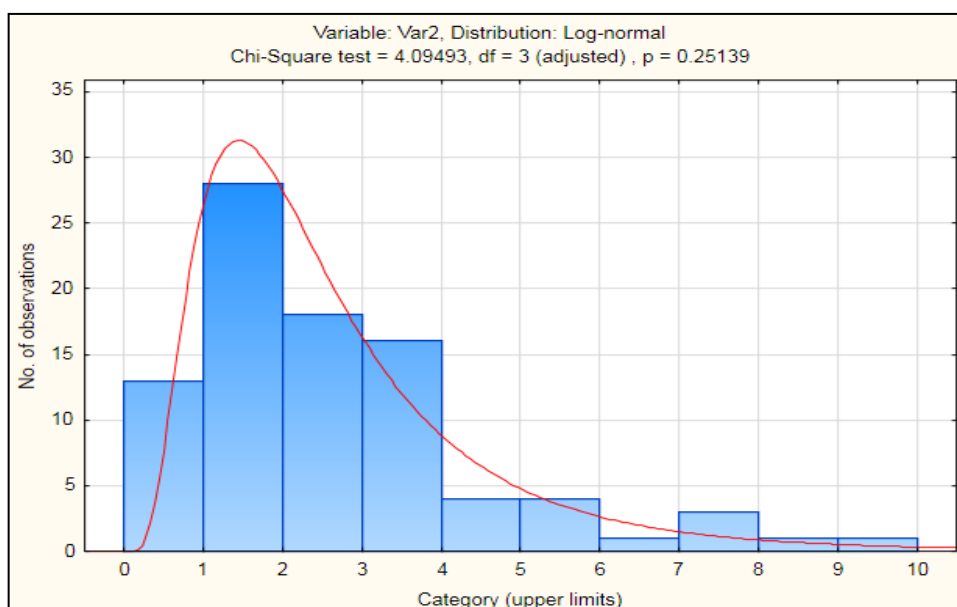
Как известно, область пересечения гистограмм в классах Π_1 и Π_2 определяет суммарную ошибку распознавания состояния СТ, оценка которой составляет $\varepsilon = 2,57\%$. Числовые характеристики распределений Φ для дихотомии классов показаны в таблице 3.8. Вычисления $\Phi_{гр}$ по моделям (3.7) и (3.8) показали достаточно близкие результаты – 0,7351 и 0,7347 соответственно. Исследования включали проверку начальной гипотезы о принадлежности двухпараметрического случайного распределения Φ для каждого из выделенных классов состояний в отдельности одному из следующих законов: нормальному, логарифмически нормальному, гамма. Для проверки статистической гипотезы применялся критерий Колмогорова-Смирнова [109]. На рисунках 3.13, а и б показаны результаты сравнения гистограмм относительных частот теоретического и эмпирического распределений.

Таблица 3.8 – Числовые характеристики СВ Φ для каждого класса состояний

Класс состояния СТ	Значения числовых характеристик распределения Φ	
Π_1 «норма»	$M_1 = 0,4273$	$\sigma_1 = 0,1537$
Π_2 «отклонения от нормы»	$M_2 = 2,0622$	$\sigma_2 = 1,0689$



а – нормальное распределение в классе Π_1



б – логарифмически-нормальное распределение в классе Π_2

Рисунок 3.13 – Законы распределения Φ в классах состояний Π_1 и Π_2

Наилучшие результаты проверки начальной гипотезы о законе распределения случайного признака Φ с доверительной вероятностью 0,95

показали, что в классе Π_1 удовлетворяет нормальному закону, в классе Π_2 – логарифмически-нормальному закону.

Для объектов электроэнергетики (электрических станций и электросетевых подстанций) точная и своевременная информация о состоянии силовых трансформаторов представляется весьма ценной и важной.

Для ответственного электрооборудования первостепенным становится получение диагностической информации в режиме реального времени (on-line). Такая информация позволяет избежать катастрофических отказов и использовать дорогостоящее оборудование с максимальной эффективностью. Анализ растворенных в масле трансформаторов диагностических газов является одним из наиболее признанных методов ранней диагностики и контроля их технического состояния. Значительная часть современных измерителей концентраций растворенных в масле газов (газохроматографов), используемых в системах on-line мониторинга силовых маслонаполненных трансформаторов, контролируют газы в составе существенно меньшем, чем требуется для полноценного анализа состояния по нормативным методикам. Это вызвано необходимостью снижения стоимости систем on-line мониторинга. В табл.3.9 в качестве примера приведена информация о составе и количестве растворенных газов, контролируемых в системах on-line мониторинга маслонаполненного оборудования ведущих производителей GE Energy и Kelman [119]. Вариация состава и количества контролируемых газов могут отразиться на адекватности формируемых по АРГ моделей распознавания дефектов в СМТ и достоверности получаемых на их основе диагностических оценок.

В связи с этим определенным научным интересом представляет исследование влияния количества и состава контролируемых газов на характеристики вероятностных математических моделей для оценки состояния СТ на основе Байесовского классификатора, методика получения которых описана в предыдущем параграфе. В исследовании принимает участие ретроспектива протоколов АРГ для единичного блочного трансформатора

ТДН-250000/220 за 30 лет эксплуатации. Полная статистическая выборка данных объединяет $N = 146$ протоколов, из которых предварительная классификация, то есть разделение на два класса состояний (Π_1 – "норма", отсутствие развивающегося дефекта; Π_2 – "отклонение от нормы", наличие признака развивающегося дефекта) по критерию "граничных концентраций", к классу Π_1 относит $N_1 = 57$ протоколов, к классу Π_2 – $N_2 = 89$ протоколов АРГ.

Таблица 3.9 – Состав и количество газов, контролируемых передовыми системами on-line мониторинга СТ

№ пп.	Наименование системы мониторинга	Область применения	Состав и количество измеряемых параметров	Наличие встроенного ПО, моделей
1	Intellix GLA 100	СМТ разной мощности, ТТ, ТН, маслonaполненные кабели и РПН вакуумного типа	H ₂ , CO и скорости их изменения	–
2	Transfix	Силовое трансформаторное оборудование	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂ , общее газосодержание, H ₂ O	+
3	Multitrans	Большие однофазные СМТ, имеющими критически важное значение для ЭЭС или повреждения	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂ , O ₂ , H ₂ , H ₂ O	+
4	Minitrans	Силовое трансформаторное оборудование	H ₂ , C ₂ H ₂ , CO, H ₂ O	+
5	Taptrans	СМТ и устройства РПН	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂ , O ₂ , H ₂ , H ₂ O	+
6	Hydran 201Ti	Полная линейка СМТ	H ₂ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , CO	–
7	Hydran M2 и M2M Mark III	СМТ разной мощности	H ₂ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , CO, H ₂ O	+

Задачей исследования является определение влияния количества и состава диагностических газов (компонентов протоколов АРГ), участвующих в формировании предиктивной модели статистической (Байесовской) классификации СТ, на статистические свойства и характеристики распределений случайной величины признака Φ в каждом из выделенных классов состояний, изменение значения граничной функции $\Phi_{Гр}$ и суммарной

ошибки распознавания дефекта ε . Для проведения вычислительных операций в рамках выполняемого исследования принята базовая методика, описанная в параграфе 3.1. В таблице 3.10 приведены результаты исследования при изменении состава и количества диагностических газов, участвующих в формировании математической модели статистической (Байесовской) классификации по приведенной выше методике. Анализ полученных результатов позволил выявить следующие особенности.

1. Выбор сокращенного (по отношению к стандартному набору из 7 газов) количества и состава контролируемых газов производился с учетом ряда соображений:

- на выбор 5 газов за исключением CO и CO₂ повлияло то, что наличие оксидов углерода наблюдается в масле любых СТ независимо от продолжительности их эксплуатации. Это связано с органическим составом жидкого и твердого диэлектрика;

- на выбор 3 газов в составе CH₄, C₂H₂, C₂H₄ повлияло то, что именно эти газы являются характерными при развивающихся дефектах термического характера в диапазоне низких, средних и высоких температур. Кроме того указанный состав газов формирует схему интерпретации дефектов в СТ по методу треугольника Дюваля.

2. При уменьшении количества параметров, участвующих в формировании модели статистической Байесовской классификации наблюдается характерное изменение числовых и интегральных характеристик распределения Φ в классах состояний Π_1 и Π_2 . Так, например, математическое ожидание M_1 имеет тенденцию к увеличению от 0,4273 при $n = 7$, до 0,4429 при $n = 3$. Также возрастает среднеквадратическое отклонение σ_1 от 0,1537 до 0,2002 и, как следствие, значение $\Phi_{гр}$, см. рис.3.14. Это объясняется различным соотношением N_1 и N_2 в выборках протоколов АРГ для классов состояний Π_1 и Π_2 , полученных в результате стартовой классификации по критерию "граничных концентраций" для различного количества газов (n).

3. Суммарная ошибка классификации ε , % при уменьшении количества

контролируемых газов n имеет тенденцию к снижению, как показано на рис.3.15.

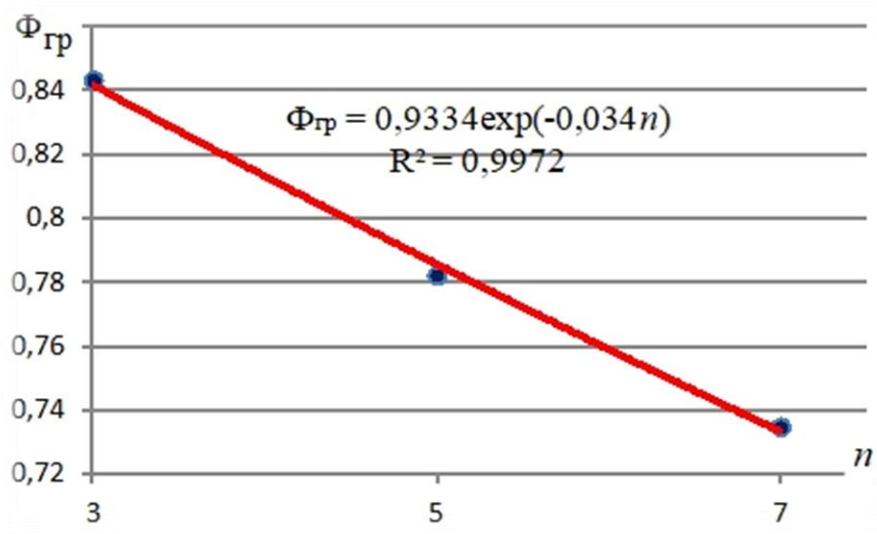


Рисунок 3.14 – Зависимость значения границы раздела классов $\Phi_{гр}$ от количества контролируемых параметров состояния n

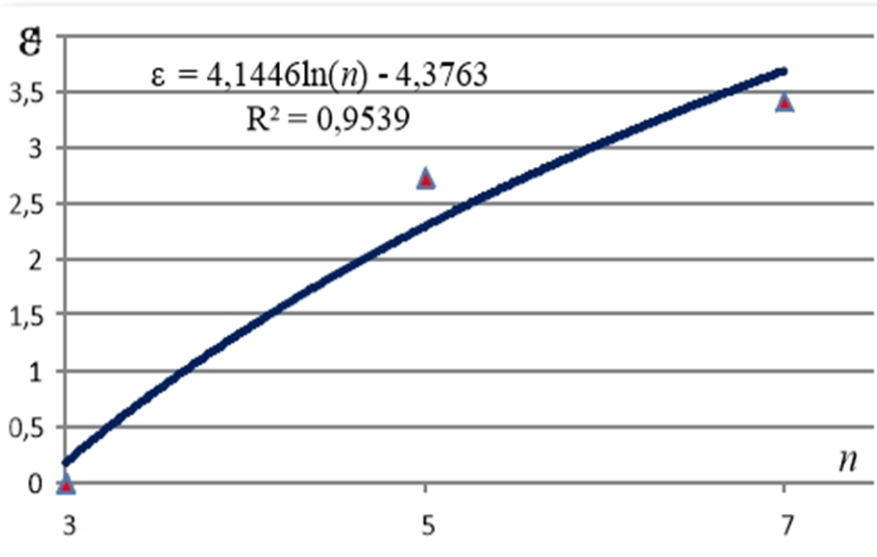
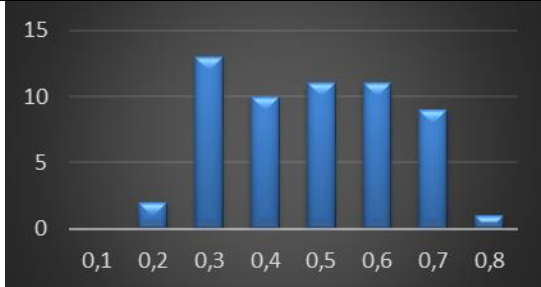
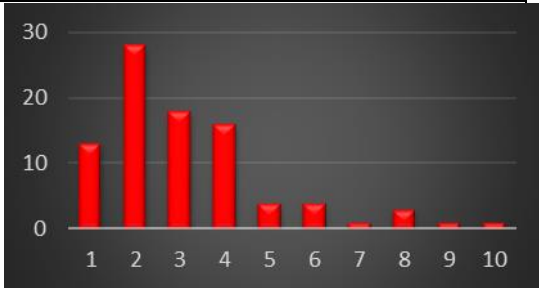
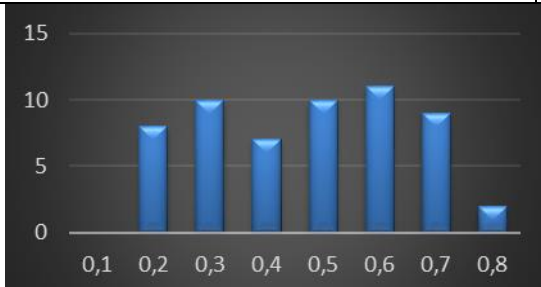
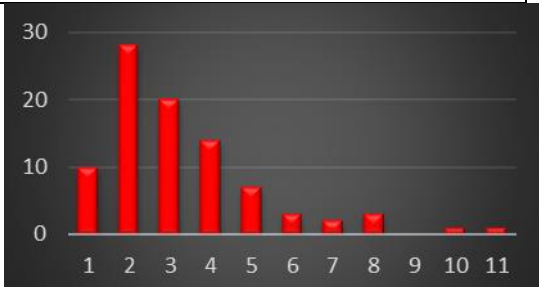
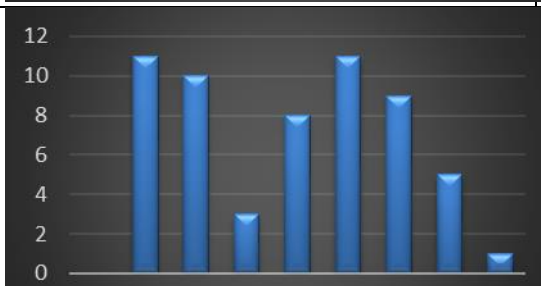
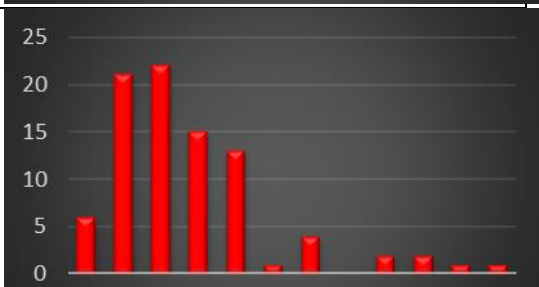


Рисунок 3.15 – Зависимость суммарной ошибки классификации состояний СТ по Байесовской модели при изменении n контролируемых газов

Таблица 3.10 – Результаты оценки влияния количества контролируемых параметров на достоверность модели статистической классификации

Количество (состав) газов	Числовые характеристики распределений Φ в классе Π_1		Значение $\Phi_{гр}$ (суммарная ошибка ε , %)	Гистограммы относительных частот распределений Φ_i для дихотомии	
				В классе Π_1	В классе Π_2
7 газов (H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂)	$M_1 = 0,4273$	$\sigma_1 = 0,1537$	$\Phi_{гр} = 0,7347$ ($\varepsilon = 3,42\%$)		
5 газов (H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₂)	$M_1 = 0,4286$	$\sigma_1 = 0,1768$	$\Phi_{гр} = 0,7822$ ($\varepsilon = 2,74\%$)		
3 газа (CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂)	$M_1 = 0,4429$	$\sigma_1 = 0,2002$	$\Phi_{гр} = 0,8434$ ($\varepsilon = 0\%$)		

Представленные на рис.3.14 и 3.15 зависимости $\Phi_{гр} n$ и εn могут служить в качестве настроечных функций для формирования адаптивной и достоверной предиктивной модели распознавания состояний СТ по АРГ на основе Байесовского классификатора.

Выводы по главе 3

1. Применение методов математической статистики к задачам диагностирования (мониторинга) параметров состояния электротехнического оборудования положило начало новому перспективному направлению в области сбора, обработки информации и разработки диагностических моделей. Одно из эффективных направлений статистической классификации и распознавания образов связано с применением Байесовского подхода. В связи с развитием информационной базы диагностики и цифровой трансформацией электроэнергетики указанное перспективное исследование нуждается в развитии. Развитие предиктивных моделей статистической Байесовской классификации и распознавания образов применительно к задачам диагностической оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования видится главным образом в отношении таких их свойств, как адаптивность и достоверность.

2. Представлена базовая методика формирования статистических моделей для оперативной и предиктивной оценки состояния трансформаторов на основе Байесовских решений и результатов АРГ, которая состоит из ряда расчетно-аналитических процедур. Методика позволяет совершенствовать Байесовские модели в направлении повышения их адаптивности, которая реализована через настройку границы раздела классов состояний СТ по выражению (3.8) с помощью вычислительной константы k , а также корреляционной функции (3.10) в зависимости от текущей загрузки СТ. Результатом адаптации является высокий уровень достоверности диагностических оценок, обеспечивающий минимум возможной суммарной ошибки диагноза.

3. Проведенными исследованиями установлено, что статистические

распределения Φ в каждом из классов состояний являются двухпараметрическими и подчиняются одному из законов: нормальному, логарифмически-нормальному, гамма. Это открывает ряд возможностей для проявления существенных преимуществ Байесовского классификатора при формировании границы раздела дихотомии классов состояний СТ. Одним из неочевидных для повышения достоверности диагностических оценок достоинств статистического Байесовского классификатора, основанного на отношении правдоподобия, является возможность минимизации суммарной ошибки распознавания дефектов в ЭО. Исследования влияния количества и состава контролируемых диагностических параметров на изменение границы раздела классов состояний, а следовательно на критерии классификации и распознавание дефектов в СТ, позволили сформировать практические требования к настройке моделей на основании настроечных функций, обеспечивающих максимальную достоверность модели в любых условиях применения.

Глава 4 ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

4.1 Формирование базовой структуры и функций информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации трансформаторов в составе типового энергообъекта

Постановка задач

Как уже было отмечено в работе, СТ представляет собой один из наиболее сложных, ответственных и дорогостоящих типов оборудования электростанций и электрических сетей, от надежной работы которого, в конечном счете, зависит надежность функционирования ЭЭС в целом. Сложность конструкции и протекающих в СТ процессов делают задачу обеспечения его эксплуатационной надежности достаточно сложной и не тривиальной. Особая роль в решении этой задачи отводится диагностике и оценке технического состояния трансформатора, по результатам которых должно приниматься решение о возможности дальнейшей эксплуатации или необходимости вывода в ремонт. На сегодняшний день в ЭЭС одновременно функционируют трансформаторы различных возрастных категорий, техническое состояние которых имеет существенные отличия. Эти отличия заставляют учитывать множество влияющих факторов, включая условия функционирования СТ, при организации их долгосрочной надежной эксплуатации.

Распространенная концепция «управления жизненным циклом» (*lifetime management*) предусматривает отнесение каждой конкретной единицы оборудования к определенному периоду жизненного цикла (приработка, базовый период, старение) и дифференциацию задач управления эксплуатационной надежностью для каждого из временных уровней [120, 121]. Так начальному периоду определены задачи оперативной диагностики, планирования технического обслуживания и текущих ремонтов. Для базового

периода характерным является определение сроков проведения капитальных ремонтов и модернизаций. На заключительном этапе жизненного цикла целесообразен выбор обоснованных сроков вывода оборудования из эксплуатации. Указанный подход достаточно идеализирован, поскольку в полной мере не учитывает многообразие и случайный характер процессов появления дефектов и ухудшения свойств элементов конструкции СТ.

Существует альтернативный подход, при котором задачи всех уровней принятия решений объединены в единый комплекс с выбором информативных параметров состояния трансформатора в зависимости от временного горизонта планирования его эксплуатации [122]. Для обеспечения указанного комплекса задач управления эксплуатацией трансформаторного оборудования актуальной является разработка информационно-аналитических систем поддержки принятия решений на любом периоде жизни трансформатора. Разработку подобных систем активно проводят как в нашей стране, так и за рубежом [123–125]. При этом используют современные информационные технологии сбора и обработки диагностической информации, методы формирования критериев оценки состояния и правил принятия эксплуатационных решений. Одна из таких систем, реализующая стратегию предиктивной аналитики и оперативного управления состоянием трансформаторов разрабатывается в НГТУ при непосредственном участии автора диссертации [126].

Модели предиктивной аналитики

Интеллектуальным ядром разрабатываемой ИАС поддержки принятия решений по эксплуатации СТ служат предиктивные математические модели, обеспечивающие связь информативных параметров технического состояния с критериями принятия эксплуатационных решений. Математические модели отражают принципы статистической (Байесовской) идентификации [127]:

- 1) нормальность и однородность статистических распределений СВ;
- 2) возможность получения интегральных и числовых характеристик признаков для каждого из выделенных классов состояний СТ;
- 3) возможность формирования линейно-реализуемой дихотомии классов;

4) возможность разграничения смеси однородных распределений внутри любого из классов состояний.

Указанные принципы наряду с рекомендуемой представительностью вариационных рядов создают необходимые и достаточные условия для формирования и достоверного распознавания классов состояний СТ. Это позволяет, с одной стороны, сформировать достаточно простые и надежные правила диагностической оценки, а с другой, учесть ряд дополнительных эксплуатационных факторов, оказывающих влияние на результаты последней.

Базовая модель – модель нормально работающего (бездефектного) СТ выявляет отсутствие признаков развивающихся в нем дефектов. Многоаспектность диагностирования СТ требует проверки отсутствия дефектов в каждом из функциональных узлов (обмотки, магнитная система, изоляционная система, система регулирования напряжения, вводы, система охлаждения) с помощью известных методов. В связи с этим в базовой модели также предусмотрена многоаспектность. Одним из наиболее информативных методов раннего обнаружения дефектов в маслонаполненных СТ является АРГ. Метод обеспечивает контроль состояния СТ по измеренным концентрациям растворенных в масле газов согласно нормативным методикам [29, 30]. Базовая модель формируется с применением нелинейной интегральной функции вида (3.4). Интегральная функция (3.4) удовлетворяет принципам статистической идентификации, а ее выборки имеют квазинормальное статистическое распределение с числовыми характеристиками M_{Φ} , σ_{Φ} – математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение. Критериями отсутствия или наличия в СТ развивающихся дефектов служат соотношения (3.5), в которых $\Phi_{гр}$ – полученная статистическим путем граница раздела дихотомии классов состояний СТ Π_1 – «норма» и Π_2 – «отклонение от нормы». При этом выражение для границы раздела классов представляет собой функцию числовых характеристик случайной величины Φ . Упрощенный расчет $\Phi_{гр}$ выполняется по выражению (3.8)

Кроме модели бездефектного СТ в состав интеллектуального ядра системы входят модели отклонений от «нормы» в функциональных узлах СТ. Они устанавливают однозначное соответствие между признаком возникшей неисправности и состоянием функционального узла. Один из наиболее уязвимых в условиях эксплуатации СТ функциональных узлов – изоляционная система, состоящая из целлюлозы и минерального масла. Корреляционные модели, построенные для изоляционной системы, характеризуют взаимосвязи между интегральным признаком (3.4) и параметрами физических процессов в СТ и представляют собой граничные функции вида

$$\varphi \Phi, x_j, \quad (4.1)$$

где $x_j (j = \overline{1, m})$ – комплекс диагностических параметров (признаков), характеризующих состояние компонентов изоляционной системы СТ. В качестве x_j для целлюлозы использованы такие диагностические параметры, как коэффициент абсорбции и тангенс угла диэлектрических потерь, для масла – пробивное напряжение, кислотное число, влагосодержание и тангенс угла диэлектрических потерь [113]. Используемый набор контролируемых параметров достаточно информативен с точки зрения оценки состояния элементов изоляционной конструкции СТ в случае выявления признаков дефекта по АРГ. Разработка статистических моделей (4.1) требует формирования вариационных рядов двумерных случайных величин $[\Phi, x_j]$, определения условных математических ожиданий и среднеквадратических отклонений, расчета и построения опытных точек в координатах области определения каждой двумерной случайной величины и их аппроксимации экспоненциальными зависимостями вида (3.10).

Структура базы данных и механизм ее пополнения (обновления)

Исходная информация, используемая ИАС, формируется из нескольких источников и имеет следующую структуру:

1) перечень однотипных СТ сетевого предприятия и их технические паспорта с историей эксплуатационных воздействий;

2) результаты многолетних периодических и / или on-line измерений диагностических параметров по одному или нескольким методам контроля СТ (включая АРГ). Рекомендуемая глубина ретроспективы $\Delta T \geq 5$ лет;

3) результаты измерений электрических нагрузок тех же СТ (фазные токи на ступени среднего и / или низкого напряжения), синхронизированные по времени с датами отбора проб масла на АРГ;

4) результаты многолетних измерений характеристик целлюлозной изоляции с использованием методов высоковольтных испытаний (ВВИ);

5) результаты многолетних измерений характеристик изоляционного масла с использованием метода физико-химического анализа (ФХА).

Структурированная база данных диагностической информации принимает участие в формировании вариационных выборок по каждому из функциональных узлов СТ.

Обработка вариационных рядов контролируемых диагностических параметров СТ производится для последующей статистической классификации и преследует несколько целей: сокращение размерности пространства исходных параметров; синхронизация массивов данных по времени отбора проб масла СТ на АРГ.

Структура ИАС поддержки принятия решений по эксплуатации СТ представлена на рис. 4.1. и включает три интегрированных функциональных уровня. Уровень 1 – *информация* (накопление и первичная обработка данных). Уровень 2 – *модели* (формирование и корректировка статистических моделей). Уровень 3 – *принятие решений* (критериальная оценка, формирование выводов и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации СТ).

На рис. 4.2. показан предложенный автором [91] адаптивный алгоритм принятия решений по эксплуатации трансформаторов типового энергообъекта ЭЭС. Алгоритм реализует описанные в главе 3 диссертации математические модели, критерии идентификации технического состояния СТ и правила принятия эксплуатационных решений.

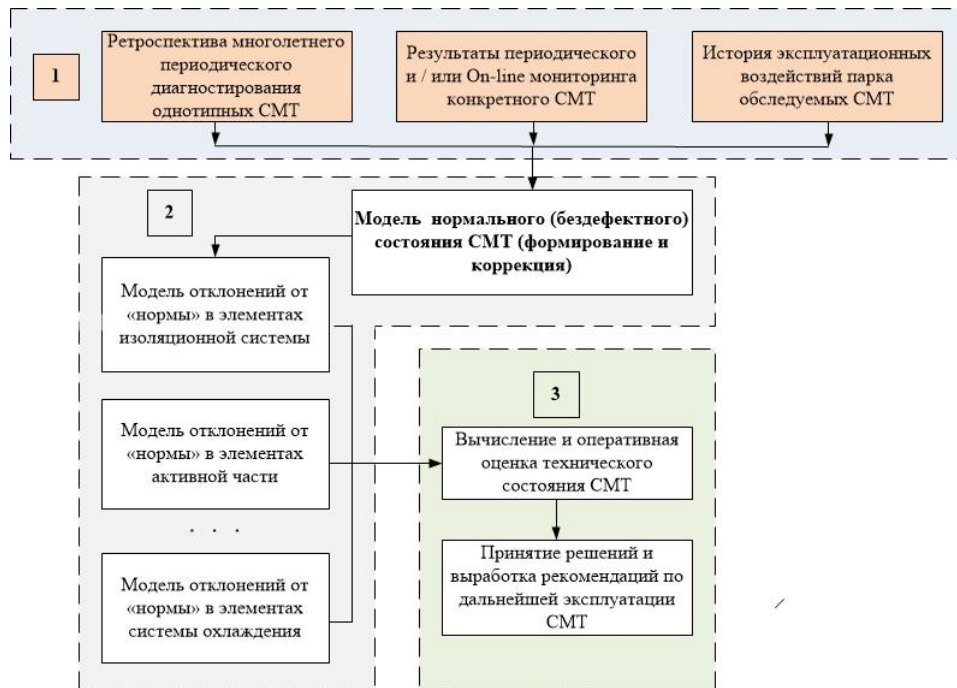


Рисунок 4.1 – Структурно-функциональная схема СППР по эксплуатации СТ

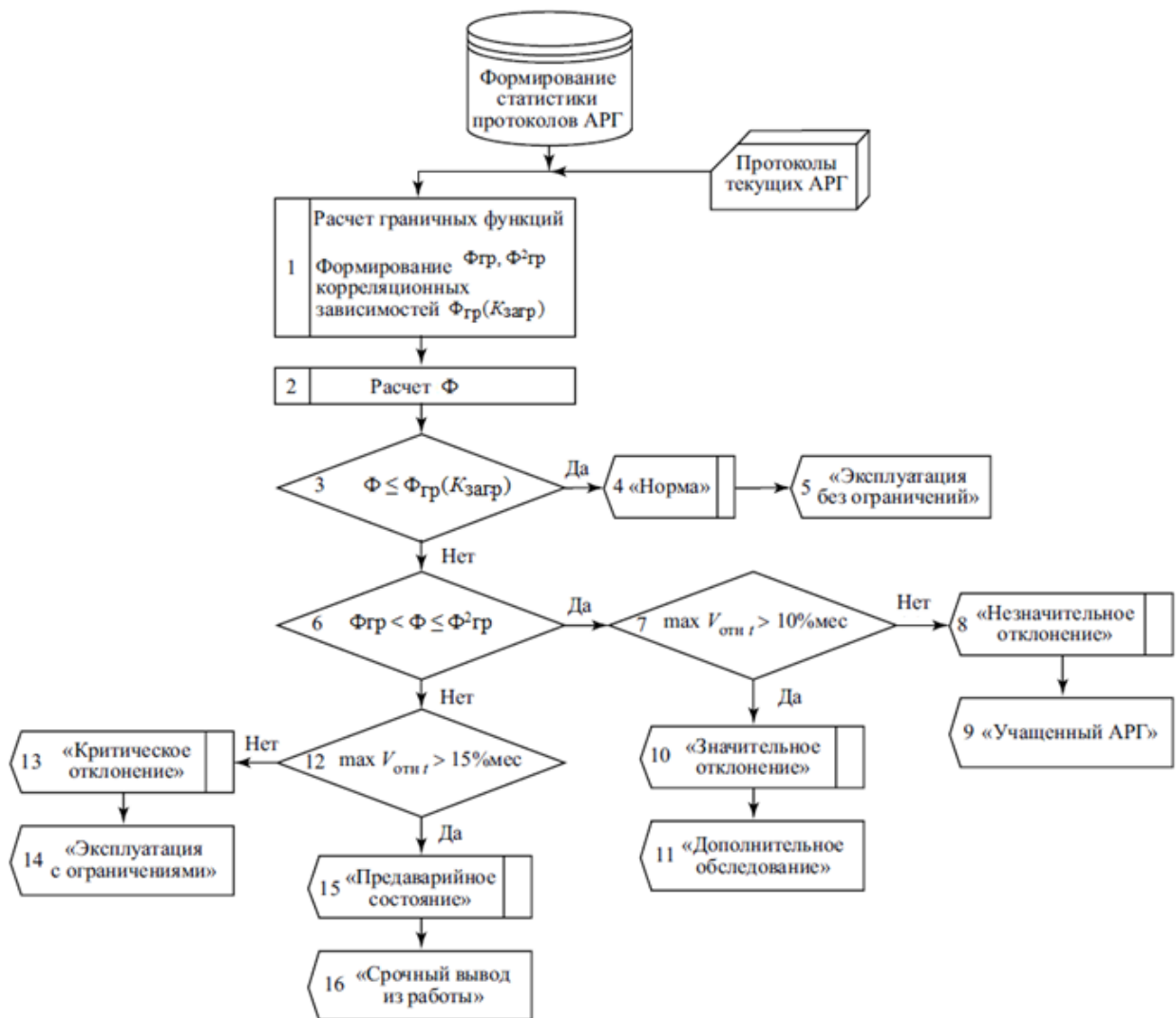


Рисунок 4.2 – Алгоритм адаптивного управления техническим состоянием СТ

4.2 Информационно-аналитическая поддержка принятия решений по эксплуатации трансформаторов 110 кВ распределительной электрической сети с функцией удаленного мониторинга

Реализация эффективной системы поддержки принятия решений по обеспечению длительной надежной эксплуатации маслонаполненного трансформаторного оборудования на объектах ЭЭС обеспечивается сочетанием ряда системообразующих принципов (рис 4.3).

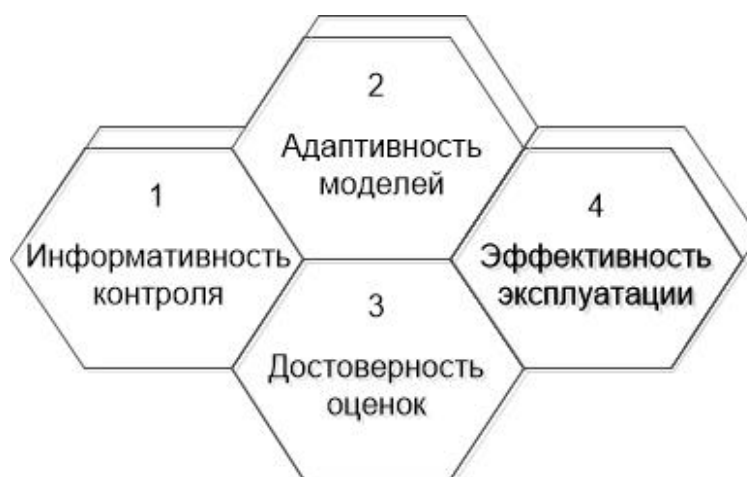


Рисунок 4.3 – Принципы реализации ИА СППР по эксплуатации СТ

1. *Информативность контроля* обеспечивается сочетанием преимущественного использования группы on-line методов раннего обнаружения дефектов в маслонаполненных СТ (анализ растворенных газов (АРГ), контроль частичных разрядов, виброконтроль, инфракрасный контроль, др.) с традиционными методами off-line диагностирования [128] и историей эксплуатации. Указанные on-line методы позволяют выявлять более 70% дефектов в СТ на ранней стадии развития без снятия напряжения и отключения нагрузки. Кроме того, обеспечивается накопление представительных статистических выборок диагностических данных по соответствующим контролируемым параметрам технического состояния. Это служит основой информационного обеспечения для СППР и гарантирует достаточный уровень эксплуатационной надежности оборудования.

2. *Адаптивность моделей* предиктивной аналитики представляет собой необходимый инструмент настройки в условиях стохастического

изменения случайных эксплуатационных факторов. Реализация указанного принципа осуществляется применением метода статистической классификации и распознавания образов [81] для формирования решающего правила и его последующей корректировки при изменении условий эксплуатации. Для группы однотипных маслonaполненных СТ, эксплуатируемых на подстанциях района электрической сети, с применением метода АРГ реализовано следующее решение. Выборка концентраций диагностических газов (H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO , CO_2) размерностью N , сформированная на основе ретроспективы протоколов АРГ, подвергается первоначальной «стартовой» классификации по критерию «граничных концентраций» [30]. Это позволяет сформировать дихотомию классов: Π_1 – класс бездефектных состояний, «норма» и Π_2 – класс состояний с наличием признаков развивающегося дефекта, «отклонения от нормы». Далее производится обработка данных с целью понижения размерности ($M < N$) и улучшения статистических свойств распределения. Для этого применяется нелинейная свертка (3.4), представляющая обобщенный признак состояния. Граница раздела классов состояний в виде выражения (3.7) формируется с применением байесовского классификатора на основе отношения правдоподобия (3.6). Получение граничного значения (3.7) позволяет сформировать решающее правило в виде (3.5). Обобщенный признак состояния (3.4), представляющий собой дискретную случайную величину, подвергается статистическому анализу с целью проверки гипотезы о законе распределения и нахождения числовых и интегральных характеристик. Как правило, случайная величина Φ имеет нормальное или квазинормальное распределение, при котором байесовский классификатор априори является оптимальным и обеспечивает минимальную суммарную ошибку распознавания. Это упрощает модель границы раздела классов и усиливает ее адаптивные свойства. Упрощенная модель границы раздела классов состояний СТ имеет вид (3.8). Построение корреляционной функции вида $\Phi_{гр} K_{загр}$ и ее аппроксимация выражением (3.10) обеспечивает адаптивность решающего

правила (3.5) по отношению к случайным изменениям электрической нагрузки СТ ($K_{\text{загр}}$).

3. *Достоверность предиктивных оценок*, получаемых в процессе распознавания технического состояния СТ, обуславливает адекватность, своевременность и обоснованность принимаемых эксплуатационных решений. Это является необходимым и достаточным условием поддержания надежной эксплуатации оборудования. В отношении распознавания наличия / отсутствия в СТ признаков развивающегося дефекта, достоверность получаемых предиктивных оценок обеспечена оптимальностью байесовских решений (3.4), (3.5), (3.8) и возможностью адаптации решающего правила (3.5) с учетом (3.10) при изменении условий эксплуатации. В отношении распознавания типа дефектов в СТ достоверность получаемых оценок базируется на применении аппарата теории нечеткой логики и нечеткого логического вывода для формирования предиктивных моделей. Модели нечеткой логики представляются наиболее адекватными для реализации классических методов интерпретации результатов АРГ, таких как методы ИЕС, отношений Дорненбурга, треугольника Дюваля. Это подтверждают многочисленные публикации зарубежных и отечественных исследователей [68,70,71,130–132]. В диссертации разработаны нечеткие цифровые модели, реализующие три указанных метода интерпретации типа дефектов в маслonaполненных СТ по результатам АРГ на единой программно-алгоритмической платформе. Это позволяет оценивать и сопоставлять точность каждого из методов на представительном массиве протоколов АРГ. Кроме того в нечеткую модель по методу треугольника Дюваля (МТД) был предложен ряд усовершенствований, касающихся кодирования координат зон дефектов (табл. 2.5), что позволяет несколько повысить точность цифровой модели по сравнению с моделями, известными из открытых источников.

4. *Эффективность эксплуатации СТ* характеризуется, прежде всего, уровнем эксплуатационной надежности (безотказности и ремонтпригодности) оборудования, а также затратами на ее организацию и поддержание на

заданном горизонте планирования. В системе удаленного мониторинга и диагностики (СУМиД) группы маслонаполненных СТ 110 кВ, эксплуатируемых в одинаковых условиях на подстанциях района распределительной электрической сети (рис. 1.8), применяется комплекс методов on-line и off-line контроля параметров состояния, достаточный не только для оперативной оценки технического состояния оборудования, но и для интегральной оценки, измеряемой значением индекса технического состояния и остаточного эксплуатационного ресурса.

Автором диссертации разработан программный модуль, дополняющий базовую структуру ИА СППР по эксплуатации СТ и расширяющий ее функциональные возможности в направлении автоматизации вычислений текущих значений оценок ИТС для каждой ЕО на основе положений базовой методики [129] и имеющейся исходной информации. На рис. 4.4 приведен рабочий интерфейс программы.

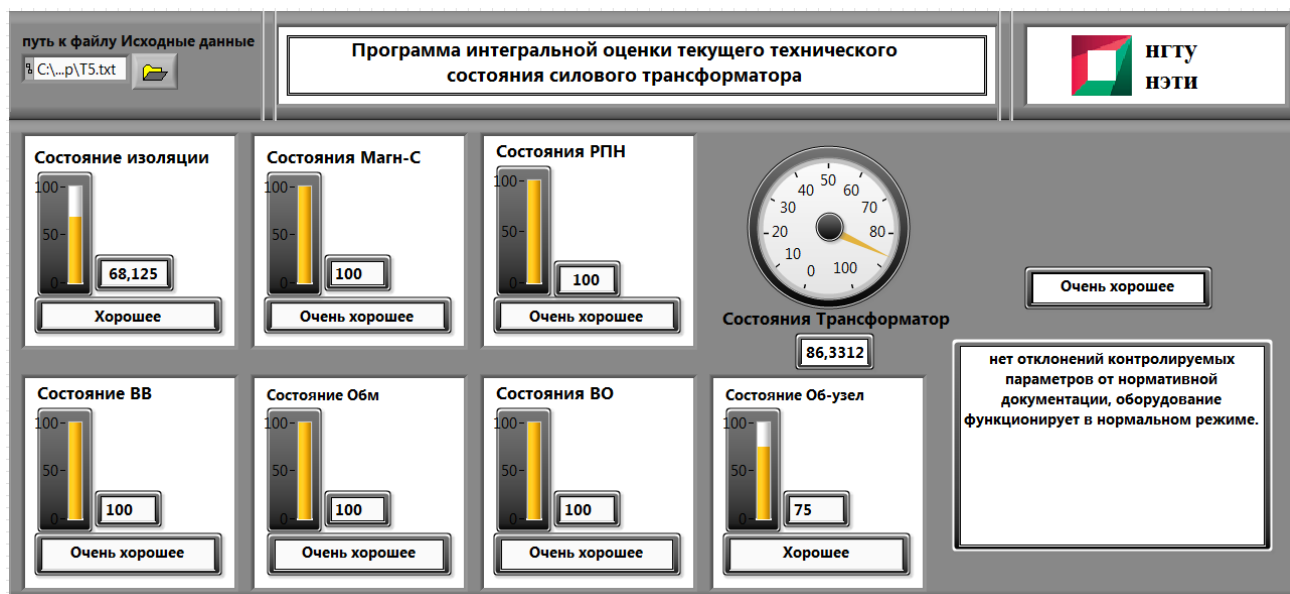


Рисунок 4.4 – Главный рабочий интерфейс программы интегральной оценки текущего технического состояния силового трансформатора

Периодичность вычисления интегральной оценки текущего технического состояния СТ изменяется в соответствии с предварительной настройкой (при очередной актуализации базы данных параметров состояния СТ, но не реже одного раза в год). При этом одновременно производится вычисление значения

остаточного эксплуатационного ресурса ЕО. Математическая модель и алгоритм расчета остаточного ресурса ЕО базируются на следующих теоретических положениях. Ресурс оборудования является интегральной характеристикой его долговечности и зависит от параметров технического состояния конкретной ЕО. В процессе эксплуатации под воздействием совокупности факторов происходит изменение (ухудшение) параметров технического состояния ЕО, что приводит к увеличению частоты отказов. По мере увеличения срока службы ЕО ее ресурс снижается (срабатывается). Снижение ресурса до предельно допустимого значения – $R_{пр}$ (устанавливается в результате предварительного анализа) определяет момент прекращения эксплуатации ЕО. Предельно допустимым значением ресурса электрооборудования признается такое значение, при котором его дальнейшая эксплуатация становится недопустимой по условиям технической безопасности или экономически не целесообразной. Для восстанавливаемого электрооборудования при проведении периодических ремонтных воздействий замедляется интенсивность сработки ресурса, а значение ресурса частично восстанавливается. Остаточный ресурс i -й ЕО $R_{ост i}$ поддерживается в течение длительного периода эксплуатации (рис. 4.5).

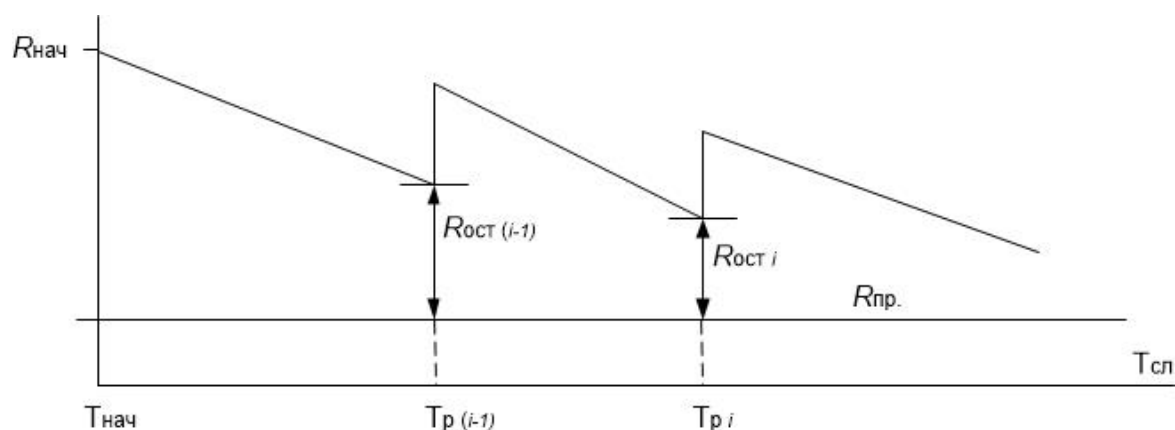


Рисунок 4.5 – Поддержание остаточного ресурса ЕО в процессе эксплуатации

Оценка остаточного ресурса распространяется на ЕО производственного актива предприятия с не истекшим сроком службы. По истечении срока службы ЕО должно быть проведено техническое освидетельствование с

возможным продлением срока службы в зависимости от критериев технического состояния (ИТС). В условиях эксплуатации оценка остаточного ресурса i -й ЕО производится по следующему алгоритму:

1) вводятся значения ИТС ЕО на начальный ($T_{p(i-1)}$) и текущий (T_{p_i}) моменты эксплуатации;

2) рассчитывается текущее значение ресурса i -й ЕО (R_i):

$$R_i = R_{i-1} \cdot \exp\left[-\frac{\text{ИТС}_{i-1} - \text{ИТС}_i}{100}\right]; \quad (4.2)$$

3) рассчитывается значение остаточного ресурса ЕО:

$$R_{\text{ост}i} = R_i - R_{\text{пр}}. \quad (4.3)$$

Ниже в качестве примера приведен расчет значений ИТС и остаточного эксплуатационного ресурса по выражениям 4.2, 4.3 на отрезке интервала эксплуатации СТ, 2Т ПС-110/10 кВ №6 района РЭС (рис. 1.8). Тип трансформатора ТДН-16000/110, год ввода в эксплуатацию 1982, завод изготовитель – ЗТЗ. В табл. 4.1 представлены результаты расчета. В расчетах значение $R_{\text{пр}}$ принято равным 0,2 о.е., что должно соответствовать соображениям безопасной технической эксплуатации трансформаторного оборудования. Иногда удобным является пересчет значения остаточного эксплуатационного ресурса из о.е. в единицы времени.

Таблица 4.1 – Результаты расчета интегральной оценки технического состояния СТ 110 кВ района РЭС

Год эксплуатации	ИТС, %	Текущий ресурс, о.е.	Остаточный ресурс, о.е./лет
2018	69,5	–	–
2019	67,1	0,665	0,455/2,3
2020	62,4	0,595	0,395/2,0

Для этого предлагается умножать $R_{\text{ост}i}$ на интервал гарантированной безопасной эксплуатации СТ, определенный последним техническим

освидетельствованием и равный $T_{pi} - T_{p(i-1)} = 5$ лет. С учетом приведенных вычислений запланированный сетевым предприятием на 2021 год капитальный ремонт 2Т ПС-6, представляется достаточно своевременным.

4.3 Информационно-аналитическая система поддержки принятия решений по эксплуатации блочных трансформаторов 110 кВ гидроэлектростанции

Большинство ответственных отечественных и зарубежных энергообъектов (электрических станций, электросетевых подстанций), на которых установлено трансформаторное оборудование, оснащаются средствами on-line мониторинга [130–136]. Это подчеркивает чрезвычайную важность непрерывного контроля параметров технического состояния основного оборудования с точки зрения повышения наблюдаемости и управляемости энергообъектов. При этом возможности on-line мониторинга отдельных параметров СТ ограничены ответом на вопрос имеет ли место опасное отклонение того или другого параметра состояния от установленной предельной нормы или нет. Количественные характеристики параметров, измеренных на интервале наблюдения, позволяют сформировать тренды, по которым возможно производить оценку динамики процесса и упрощенный прогноз изменений во времени [135–138]. На указанных принципах базируются встроенные системы диагностического on-line мониторинга (СДМ) СТ в большинстве случаев [137, 138]. Их задачей является своевременная реакция (как правило, в виде сигнала) на возможные опасные тенденции в работе оборудования. При этом набор первичных датчиков и встроенных диагностических тестов в СДМ СТ ограничивается целесообразным минимумом по количеству информативных контролируемых параметров. Дальнейшее развитие on-line мониторинга повлекло появление трехуровневой типовой структуры СДМ СТ [139, 140], которая предусматривает концентрацию диагностической информации и оснащение верхнего уровня системы встроенными вычислительными моделями и правилами экспертной

оценки, обеспечивающими более детальный анализ состояния и прогноз его возможного изменения.

Информационные и вычислительные ресурсы современных СДМ СТ позволяют реализовать модели и правила оценки технического состояния СТ практически любой сложности в зависимости от возлагаемого на них функционала [141, 142]. В этих условиях актуальным является согласование функционала СДМ с интеллектуальными возможностями встроенных математических моделей и алгоритмов управления. Особую группу представляют предиктивные модели и адаптивные алгоритмы принятия решений, построенные на основе статистических методов.

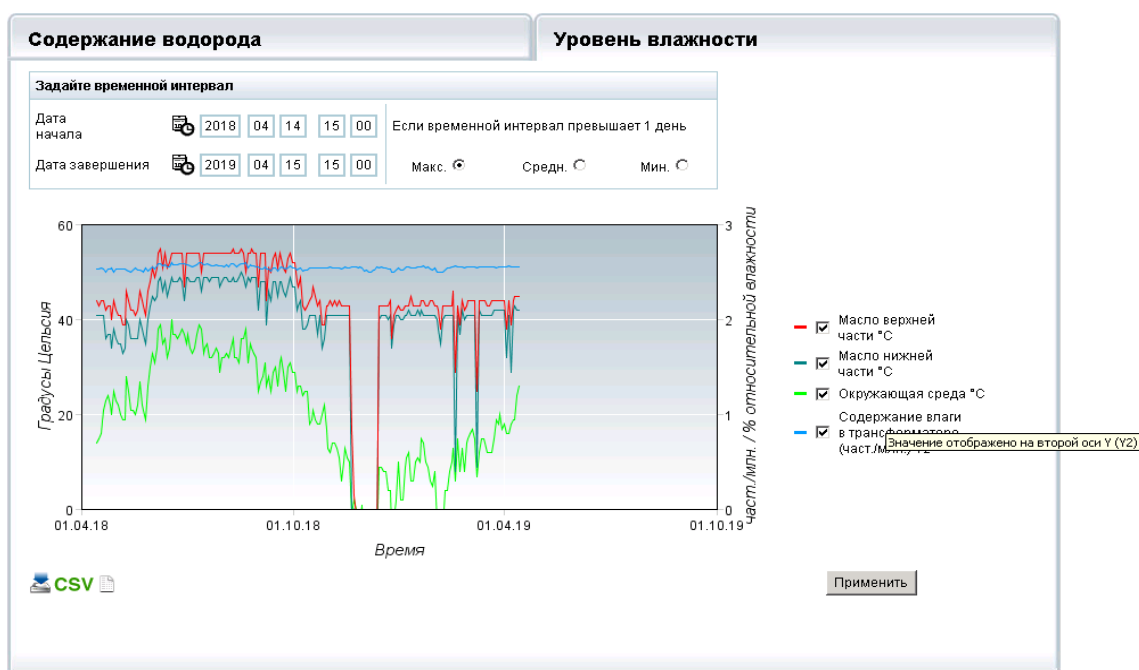
В диссертации разработанные в третьей главе предиктивные модели статистической классификации развивающихся дефектов, а также методика их формирования нашли практическое применение для получения решения задачи повышению надежности функционирования СТ в составе одной из равнинных ГЭС РФ [143]. Филиал ПАО «РусГидро» «Новосибирская ГЭС» (НГЭС) в рамках инвестиционной программы в 2010 году ввел в эксплуатацию 5 блочных силовых трансформаторов TNEPE 125000/110 PN производства АВВ. Основными конструктивными элементами Т1-Т5 являются: бак с активной частью, высоковольтные вводы, система охлаждения, системы мониторинга и устройств защиты. Встроенные СМД СТ конфигурированы в следующем составе:

- 1) системы мониторинга и контроля СТ типа ТЕС 2 производства АВВ [144];
- 2) системы мониторинга технического состояния изоляции высоковольтных вводов типа ТИМ-3 производства Dimrus [145];
- 3) системы непрерывного контроля трансформаторного масла типа Hydran M2 производства GE Energy [146].

В табл. 4.2 представлены основные функции каждого из компонентов встроенной СМД единичного СТ, а на рис. 4.6 показано одно из рабочих окон Web-интерфейса системы ТЕС 2.

Таблица 4.2 – Главный функционал встроенной СМД СТ НГЭС

№ п.п.	Элемент СМД	Основные функции	Измеряемые параметры
1	ТЕС 2	<ul style="list-style-type: none"> • Контроль температуры масла в баке и РПН, • Расчет тока в обмотках и проходных изоляторах, • Контроль положения РПН, • Контроль напряжения, • Расчет зоны температурного максимума обмоток, • Управление системой охлаждения СТ. 	<ul style="list-style-type: none"> • Температура масла в верхней и нижней частях СТ, • Ток с трансформатора тока, • Температура в РПН, • Напряжение с трансформатора напряжения.
2	ТИМ-3	<ul style="list-style-type: none"> • Контроль состояния вводов, • Контроль состояния изоляции обмоток, • Контроль эффективности работы системы охлаждения. 	<ul style="list-style-type: none"> • Частичные разряды, • Токи проводимости вводов, • Ток в нейтрали СТ, • Разница температур верхней и нижней частей бака СТ.
3	Hydran M2	<p>Контроль влаго - и газосодержания в масле:</p> <ul style="list-style-type: none"> • тренды за час и сутки, • сигнализация по концентрациям и трендам газов, • уровень влаги (с температурой масла), • средние значения за час и сутки, • сигнализация по уровню и среднему уровню влаги, • сигнализация по отказу. 	<ul style="list-style-type: none"> • Относительная влажность масла, • Водород (H₂), • Угарный газ (CO), • Ацетилен (C₂H₂), • Этилен (C₂H₄), • Уровень концентрации газа.



Рисинок 4.6 – Рабочее окно внешнего Web-интерфейса системы ТЕС 2

Приведенная в таблице и на рисунке информация позволяет отметить следующие особенности:

1) частично основные функции отдельных компонентов встроенной СМД каждого единичного СТ дублируют друг друга, что в целом усложняет систему и требует расстановки приоритетов в использовании каждого из них;

2) формат визуализации контролируемых параметров не располагает достаточной информативностью, так как не позволяет учитывать взаимные корреляционные связи последних.

Отмеченные особенности могут быть восприняты как несущественные, однако, до тех пор, пока оборудование работает нормально. В ситуациях отклонений технического состояния оборудования от нормы их восприятие может оказаться критическим с точки зрения возможности принятия оперативных и обоснованных решений по дальнейшей эксплуатации СТ.

Для трансформаторов Т1-Т5 НГЭС характерно то, что практически с первых месяцев эксплуатации по текущее время в них наблюдается устойчивый монотонный рост концентраций оксида и диоксида углерода (СО, СО₂), растворенных в масле. Это происходит при отсутствии видимых причин на

фоне умеренных уровней концентраций остальных диагностических газов. Периодическая дегазация масла из бака СТ не является решением проблемы, так как через некоторое время рост концентраций CO и CO₂ возобновляется (рис. 4.7). В нормальных условиях эксплуатации СТ неограниченный рост оксидов углерода свидетельствует об ускоренной деструкции масла и/или целлюлозной изоляции, что вызывает обоснованную тревогу эксплуатационного персонала станции.

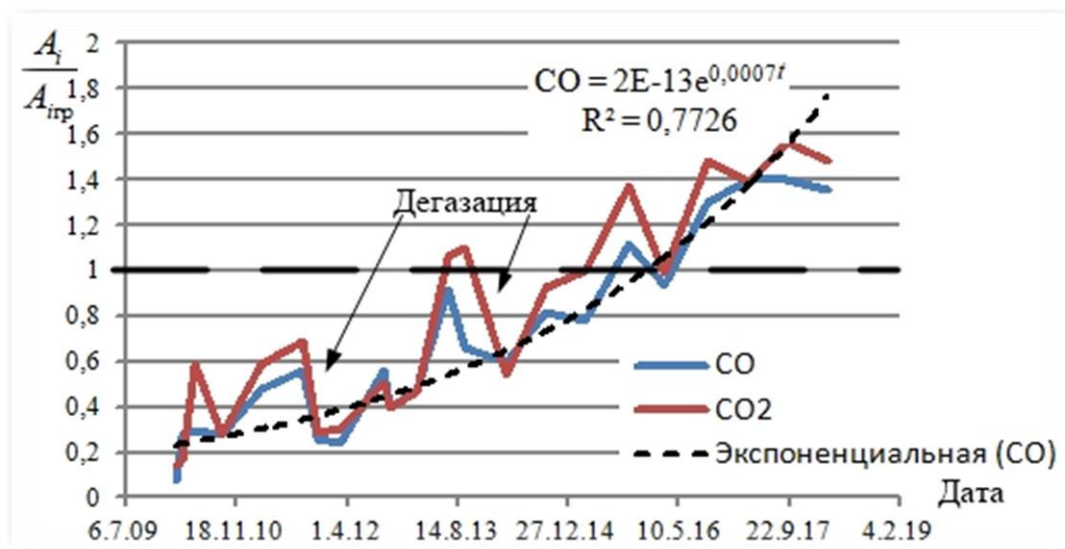


Рисунок 4.7 – Тренд концентраций CO и CO₂ в масле СТ 110 кВ НГЭС

В подобной ситуации эксплуатационный персонал сталкивается с вызовами вероятной угрозы безопасности ГЭС. Исключение встроенных локальных СМД СТ из участия в разрешении затянувшейся проблемной ситуации предопределили указанные выше особенности.

Таким образом, для повышения надежности и безопасности функционирования такого ответственного энергообъекта, как ГЭС целесообразен интегрированный подход к решению задачи. Для этого необходимо во-первых, объединение актуальных информационных ресурсов (данных локальных систем on-line мониторинга T1-T5, результатов их многолетнего off-line диагностирования, истории эксплуатационных воздействий); во-вторых, организация поддержки принятия решений на основе

разработки статистических моделей оценки и алгоритма управления техническим состоянием СТ электростанции.

Для выявления причин ускоренного старения элементов изоляционной конструкции высоковольтных маслонаполненных СТ и оценки их приоритетности в ситуации Т1-Т5 НГЭС был выполнен детальный анализ с использованием одного из логико-графических методов. На рис. 4.8 представлена структура «дерева событий», приводящих к устойчивому, монотонному росту концентраций СО и СО₂, растворенных в масле СТ.

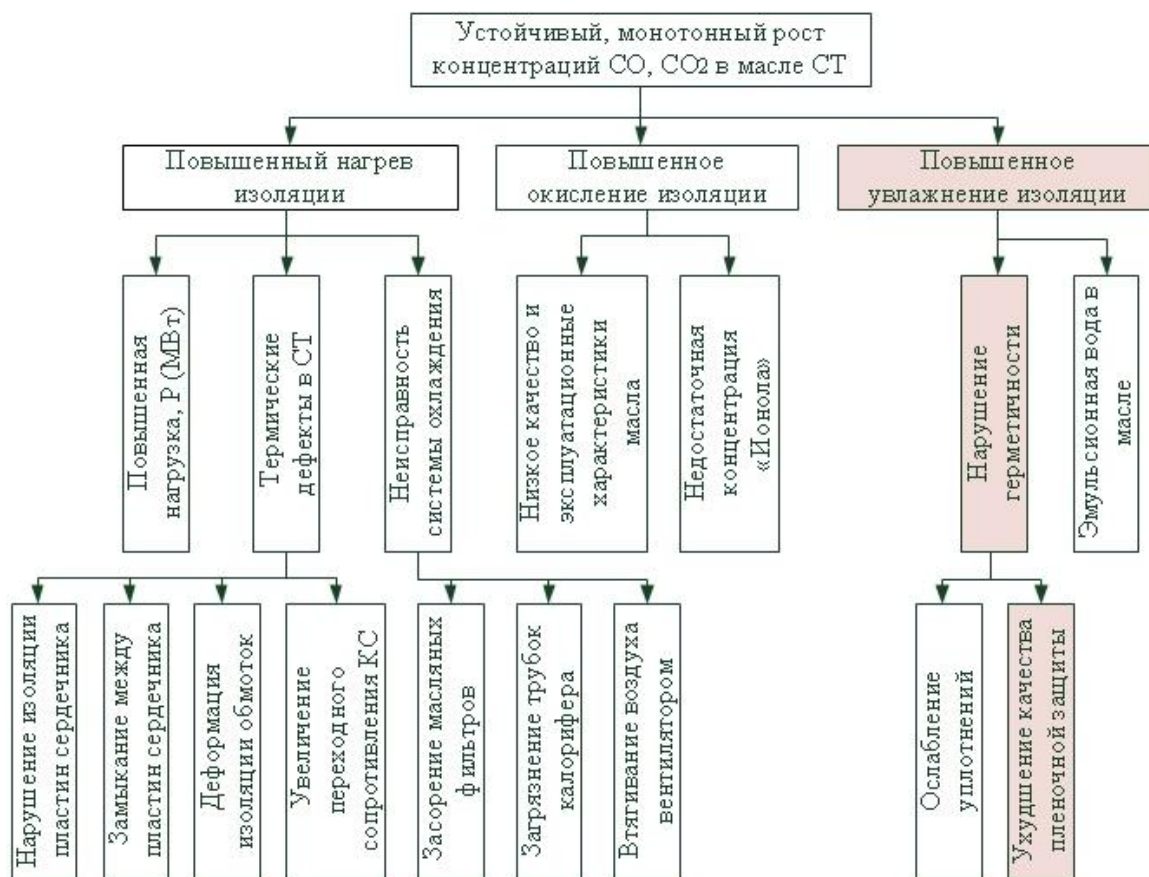


Рис. 4.8 – Анализ причин ускоренной деструкции изоляции СТ

Факторы повышенной приоритетности по отношению к СТ НГЭС выделены цветом.

Исходная выборка концентраций диагностических газов, растворенных в масле Т1-Т5 НГЭС, в составе 131 записи сформирована по ретроспективе протоколов АРГ глубиной 9 лет и послужила основой для выполнения процедуры статистической классификации. Фрагмент исходной выборки концентраций газов для Т3 приведен в табл. 4.3. Здесь же показано

рассчитанное по выражению (3.4) значение функционала Φx .

Полученная таким образом выборка Φx по критерию «граничных концентраций» разделена на две части. Первая из них – Π_1 содержит протоколы АРГ СТ со значениями концентраций всех газов ниже установленных пределов, а вторая – Π_2 , протоколы со значениями концентраций CO и CO₂ превышающих эти пределы. Такое разделение означает формирование дихотомии классов состояний СТ. Далее для каждой из частей Π_1 и Π_2 исходной выборки вариант Φx рассчитаны математические ожидания и среднеквадратические отклонения ($M_1 = 0,529$, $M_2 = 1,326$, $\sigma_1 = 0,259$, $\sigma_2 = 0,266$), и вычислены точное (3.7) либо приближенное (3.8) значение границы раздела классов состояний СТ ($\Phi_{гр} = 1,047$).

Таблица 4.3 – Фрагмент выборки протоколов АРГ и расчет значений Φx для ТЗ НГЭС

Дата	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	$\Phi(x)$
03.10	0,00035	0,00013	0,0002	0,00004	0,00007	0,0038	0,022	0,09099
06.10	0,00162	0,00041	0,0003	0,00005	0,00003	0,024	0,154	0,61876
09.11	0,00045	0,00094	0,0002	0,00011	0	0,027	0,153	0,63042
09.12	0,0005	0,00071	0,0001	0,00008	0	0,065	0,207	1,06884
07.13	0,00007	0,00072	0,0001	0,00015	0,00003	0,058	0,231	1,06746
09.13	0,00024	0,00088	0,0004	0,00019	0,00005	0,06	0,244	1,11582
09.14	0	0,00086	0,0001	0,00011	0	0,062	0,246	1,13862
09.15	0	0,00091	0,0001	0,00015	0	0,068	0,294	1,31597
09.16	0	0,00084	0,0001	0,00012	0	0,059	0,245	1,11326
09.17	0,00045	0,00102	0,0001	0,00015	0	0,07	0,295	1,33126
03.18	0,00019	0,00203	0,0001	0,00014	0	0,077	0,301	1,39868

На рис. 4.9 приведена гистограмма относительных частот дискретной случайной величины Φx в каждом из классов состояний с обозначением границы их раздела $\Phi_{гр}$. Гистограмма относительных частот случайного

распределения Φx для выделенной дихотомии классов технического состояния СТ наглядно демонстрирует возможности решающего правила (3.5), согласно которому удастся выявить опасную тенденцию $\Phi > \Phi_{гр}$, требующую в качестве адекватного корректирующего воздействия выполнения дегазации трансформаторного масла.

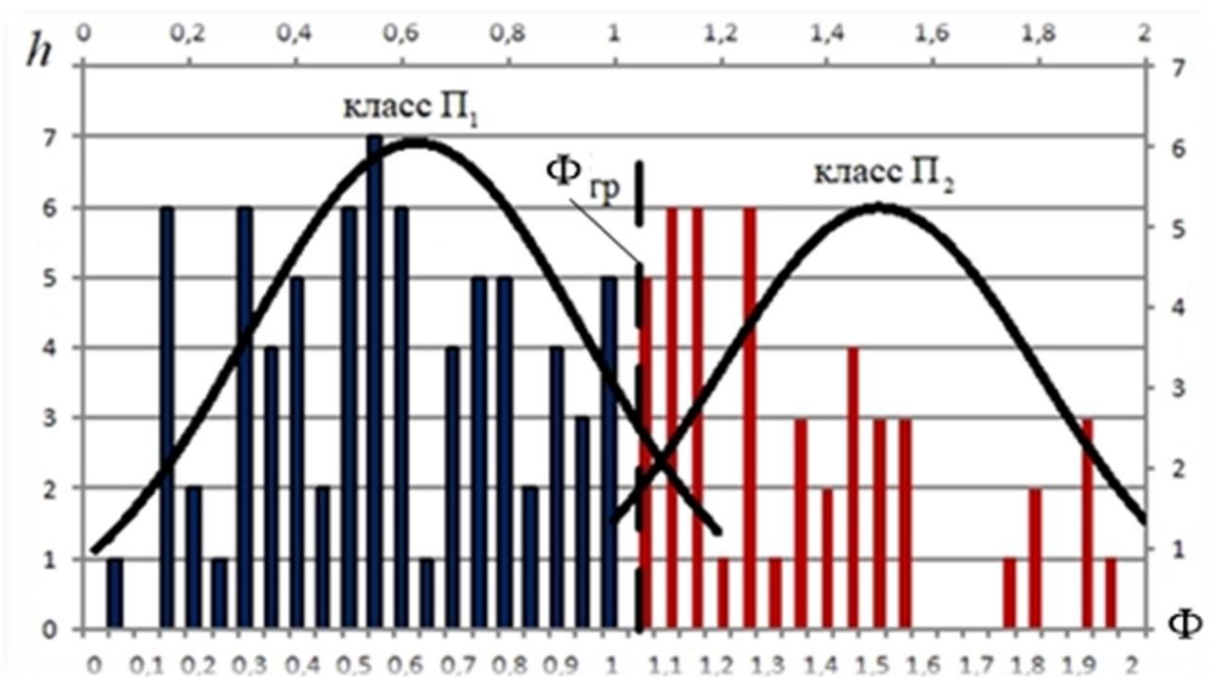


Рисунок 4.9 – Гистограмма относительных частот случайной величины Φx и граница раздела классов состояний СТ 110 кВ НГЭС

Разработанное техническое решение реализовано в виде ИА СППР, которая базируется на применении моделей (3.4–3.8). Подсистема представляет собой логико-вычислительную надстройку к встроенным локальным СМД СТ НГЭС и предназначена для повышения эксплуатационной надежности СТ энергообъекта. На рисунке 4.10 проказана структурно-функциональная схема СППР по оценке технического состояния трансформаторов НГЭС и выбору адекватных корректирующих воздействий.

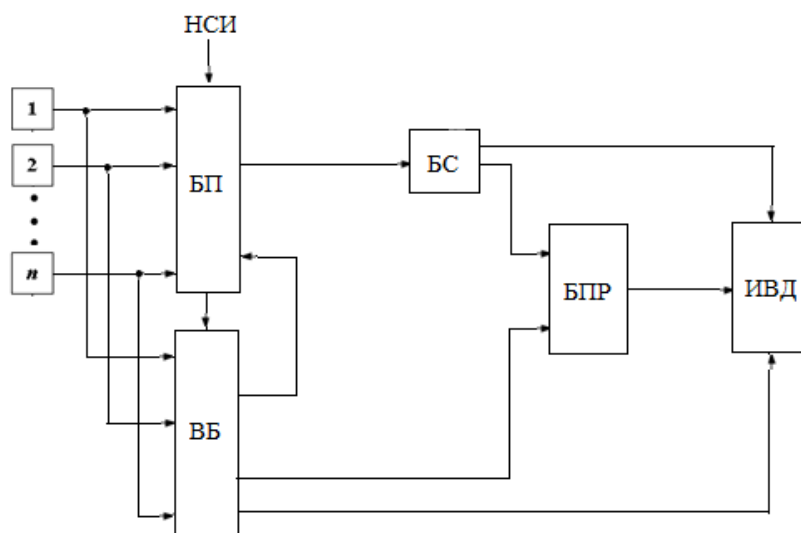


Рисунок 4.10 – Структурно-функциональная схема подсистемы поддержки принятия решений по эксплуатации Т1-Т5 НГЭС

На рисунке использованы следующие обозначения:

1, 2,..., 5 – контролируемые силовые трансформаторы; ВБ – вычислительный блок; БП – блок памяти; НСИ – нормативно-справочная информация; БС – блок сравнения; БПР – блок принятия решений (блок идентификации); ИВД – интерфейс вывода данных.

Функционал подсистемы включает:

- 1) сбор, обработку и хранение текущей и ретроспективной диагностической информации, а также истории эксплуатационных воздействий по СТ;
- 2) формирование и хранение статистических выборок контролируемых параметров;
- 3) вычисление решающих правил и формирование критериев;
- 4) идентификацию текущего технического состояния СТ на основе сформированных критериев;
- 5) выбор адекватного текущему состоянию корректирующего воздействия на СТ;
- 6) визуализацию промежуточной и выходной информации с помощью Web-интерфейса вывода.

Подсистема реализует следующий принцип работы. На вход вычислительного блока (ВБ) и блока памяти (БП) периодически подается

диагностическая информация двух типов. Во-первых, это данные с датчиков встроенных локальных систем on-line мониторинга T1-T5, такие как, концентрации оксида (CO) и диоксида углерода (CO₂) в % об., температуры верхних слоев масла в °C, мощности электрических нагрузок в МВт, пр. Во-вторых, данные периодического off-line диагностирования: результаты АРГ и ФХА масла (влажность, кислотное число, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение), потери холостого хода ΔP_x . В вычислительном блоке (ВБ) производится, вычисление функционала (3.4), формирование статистических выборок Φx для дихотомии классов состояний Π_1, Π_2 и расчеты ее граничных значений $\Phi_{гр}$ по выражениям (3.7) или (3.8). Блок памяти (БП) предназначен для хранения результатов вычислений. Кроме того в нем содержится нормативно-справочная информация, в состав которой входят предельно-допустимые значения контролируемых параметров, ретроспективные данные многолетних наблюдений за параметрами состояния СТ с применением методов off-line диагностирования, пр. Блок сравнения (БС) выполняет логические операции сравнения текущих значений контролируемых параметров со значениями установленных предельных норм. БС непосредственно связан с блоком принятия решения (БПР), в котором в зависимости от исхода операций сравнения производится идентификация текущего состояния каждого из СТ, а также выбор адекватных корректирующих воздействий, направленных на обеспечения их эксплуатационной надежности. Интерфейс вывода данных (ИВД) обеспечивает визуализацию промежуточных и финальных результатов оценки состояния трансформаторов, а также рекомендаций по введению соответствующих эксплуатационных воздействий.

Разработанный функционал и принцип действия подсистемы поддержки принятия решений позволяют обеспечить достоверную оперативную оценку состояния СТ, а также выбор адекватных корректирующих воздействий практически при любом разнообразии отклонений от нормы, что способно гарантировать длительную надежную эксплуатацию трансформаторного

оборудования НГЭС.

Работа подсистемы поддержки принятия решений организована по следующему операционному алгоритму.

1. Начало.
2. Ввод исходных данных, включая ретроспективу протоколов АРГ.
3. Расчеты функционала по модели (3.4).
4. Формирование вариационного ряда Φx .
5. Расчеты математического ожидания и среднеквадратического отклонения распределения Φx и вычисление $\Phi_{гр}$ по формуле (3.7) или (3.8).
6. Если $\Phi x \leq \Phi_{гр}$, то класс состояния СТ Π_1 «норма».
7. Конец.
8. Иначе, если $\Phi x > \Phi_{гр}$, то класс состояния СТ Π_2 «отклонение от нормы».
9. Если СО (или СО и СО₂) – ключевой газ то необходима проверка наличия сопутствующих факторов.
10. Если сопутствующие факторы не зафиксированы, то рекомендована дегазация масла СТ, переход к п.7.
11. Если температура верхних слоев масла в баке СТ превысила предельно-допустимую норму при значении электрической мощности нагрузки $\leq 0,6$ от номинального, то вероятна неисправность в системе охлаждения, рекомендована ревизия системы охлаждения и переход к п.7.
12. Если концентрация С₂Н₄ превысила допустимую предельную норму, то вероятен термический дефект активной части трансформатора в диапазоне высоких температур ($\theta > 600^\circ\text{C}$), рекомендован инфракрасный контроль для локализации места и уточнения причины дефекта, далее переход к п.7.
13. Если наблюдается существенное (более 5% от начального при вводе в эксплуатацию значения) увеличение потерь холостого хода СТ, то вероятен дефект в магнитопроводе, рекомендован инфракрасный контроль и переход к п. 7.

14. Если пробивное напряжение масла СТ понизилось ниже предельно-допустимой нормы, то вероятно повышенное увлажнение масла и/или целлюлозной изоляции, рекомендовано испытание бака (пленочной защиты) на герметичность, переход к п. 7.

15. Если содержание фурановых производных в масле трансформатора превысило предельно-допустимый уровень, то вероятно термическая деструкция целлюлозы, рекомендован повторный контроль фурановых производных для оценки динамики процесса и переход к п. 7.

Выводы по главе 4

1. На объектах электроэнергетики одновременно функционируют СТ различных возрастных категорий, техническое состояние которых имеет существенные отличия. Для обеспечения комплекса задач управления эксплуатацией трансформаторного оборудования энергообъектов актуальной является разработка ИАС поддержки принятия решений на любом периоде жизненного цикла СТ. При этом широко применяются современные информационные технологии сбора и обработки диагностической информации, методы формирования критериев оценки состояния и правил принятия эксплуатационных решений.

2. Интеллектуальным ядром разрабатываемой ИА СППР по эксплуатации СТ служат предиктивные математические модели, обеспечивающие связь информативных параметров технического состояния с критериями принятия эксплуатационных решений. Базовой диагностической моделью, реализующей многоаспектность диагностических оценок и распознающей отсутствие в трансформаторе признаков развивающихся дефектов, является модель нормально работающего (бездефектного) СТ на основе метода статистической Байесовской классификации.

3. Информационно многоаспектность диагностических оценок поддерживается структурой базы данных, включающей: статистику многолетних измерений параметров состояния контролируемого парка СТ с

применением различных методов off-line контроля, результаты on-line мониторинга отдельных единиц оборудования, а также историю эксплуатационных воздействий. Иной тип диагностических моделей, использованных в ИАС, это модели выявления отклонений от «нормы» в функциональных узлах СТ, которые устанавливают однозначное соответствие между признаком возникшей неисправности и состоянием функционального узла. Они представляют собой корреляционные зависимости параметров базовой модели от признаков дефектов функциональных узлов СТ и реализуют принцип дифференциальной диагностики.

4. Эффективность СППР по обеспечению длительной надежной эксплуатации маслонаполненного трансформаторного оборудования на объектах ЭЭС обеспечивается сочетанием таких системообразующих принципов, как: информативность контроля параметров, адаптивность математических моделей, достоверность предиктивных оценок, эффективность эксплуатации оборудования. Реализация указанных принципов позволила расширить функционал СППР, включив в него функцию удаленного мониторинга применительно к СТ 110 кВ района распределительной электрической сети, а также интегральную оценку технического состояния единицы трансформаторного оборудования в виде ИТС или остаточного эксплуатационного ресурса.

5. Базовые разработки ключевых компонентов ИА СППР в диссертации нашли практическое применение для решения задачи повышения надежности функционирования блочных СТ 110 кВ в составе ответственного энергообъекта НГЭС, филиала ПАО «РусГидро». Разработанный функционал и принцип действия подсистемы поддержки принятия решений позволяют обеспечить достоверную оперативную оценку состояния СТ, а также выбор адекватных корректирующих воздействий практически при любом разнообразии отклонений от нормы, что способно гарантировать длительную надежную эксплуатацию трансформаторного оборудования НГЭС.

Глава 5 РАЗРАБОТКА ПРИКЛАДНОГО ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА «ПРОГРАММА РАСПОЗНАВАНИЯ ДЕФЕКТОВ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ»

5.1 Характеристика функций и структура прикладного программного продукта

Основой для создания прикладного программного продукта (далее программа) явились модели и алгоритмы, разработанные и усовершенствованные автором в процессе выполнения исследований в рамках диссертационной работы. На рисунке 5.1. приведен главный рабочий интерфейс программы.



Рисунок 5.1– Главный рабочий интерфейс программы распознавания дефектов на основе ARG трансформаторного масла

Программа предназначена для прогнозирования дефектов и оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования (МНТО) напряжением 110 – 750 кВ с использованием протоколов хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

Программа предназначена как для установки на сервере головной подстанции сетевого района или в центре управления сетями (ЦУС) для

обеспечения оперативной и предиктивной оценки технического состояния МНТО в режиме дистанционного мониторинга, так и на локальных вычислительных устройствах электрических станций для выполнения функций on-line мониторинга трансформаторов.

Программа разработана на основе следующих программно-вычислительных компонентов и приложений: Lab View 2018; Fuzzy Logic; Simulation; Node Formula Programming.

Программа выполняет следующий комплекс полезных функций:

- выполняет ввод, хранение и обработку исходных данных;
- формирует случайные реализации статистических выборок контролируемых параметров;
- выполняет вычислительные операции по определению числовых и интегральных характеристик случайных величин;
- производит проверку статистических гипотез о принадлежности исследуемого распределения одному из стандартных законов;
- производит идентификацию наличия (отсутствия) дефекта в однотипном МНТО;
- определяет достоверность оценки состояния и минимизирует возможную ошибку диагноза;
- определяет тип и характеристики прогнозируемого дефекта;
- выявляет вероятную причину развития дефекта в трансформаторе;
- формирует рекомендации для принятия решения о дальнейшей эксплуатации МНТО;
- определяет целесообразную частоту отбора проб масла на АРГ и уточняет техническое состояние твердой изоляции.

Автоматическое выполнение математических расчетов обеспечивает оперативность принятия решения, способствует сокращению времени на изучение истории эволюции технического состояния конкретной единицы МНТО, а также в значительной степени снижает вероятность человеческих ошибок в результате неправильных математических расчетов и экспертных

оценок. Программа реализует следующие этапы вычислительных и логических операций:

1. Ввод данных протоколов АРГ и определение типа МНТО;
2. Определение наличия (отсутствия) неисправности (отклонения от нормы);
3. Определение типа и характеристик неисправности;
4. Определение вероятной причины неисправности;
5. Определение скорости развития неисправности;
6. Представление процедуры принятия решений;
7. Оценка состояния твердой изоляции;
8. Определение периода отбора проб масла на ХАРГ;
9. Формирование заключения и подготовка отчета.

Этап ввода данных протоколов АРГ и определения типа МНТО

Введенные данные протоколов АРГ должны быть сохранены в текстовом формате (Text(tab delimited)), а протокол должен быть написан на английском языке и в порядке, показанном на рисунке 5.2. Концентрации диагностических газов должны иметь размерность объемных процентов или ppm ($\%об \cdot 10^4$). Каждый вводимый протокол состоит из восьми столбцов, которые представляют основной ввод для программы и записываются в следующем порядке: (вход1=Data, вход2=H₂, вход3=CH₄, вход4=C₂H₄, вход5=C₂H₆, вход6=C₂H₂, вход7=CO, вход8=CO₂). Данные вводятся автоматически при нажатии кнопки (путь к файлу Excel). Аналогичным образом, кнопка (шаблон (пустой)) нажимается, чтобы загрузить пустой шаблон Excel в программу, чтобы программа записывала отчет в этот шаблон, как показано на рисунках 5.3а, в, с.

Data	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	CO2
10/26/1994	0.00472	0.00274	0.00285	0.00001	0.00000	0.015	0.035
5/17/1995	0.00424	0.00150	0.00218	0.00057	0.00003	0.013	0.022
11/13/1995	0.00328	0.00126	0.00224	0.00061	0.00005	0.015	0.018
5/20/1996	0.00098	0.00104	0.00215	0.00009	0.00002	0.021	0.034
4/1/1997	0.00024	0.00319	0.00156	0.00018	0.00005	0.024	0.094
10/30/1997	0.00012	0.00246	0.00161	0.00096	0.00005	0.030	0.090
6/4/1998	0.00010	0.00376	0.00180	0.00129	0.00005	0.045	0.130
6/15/1998	0.00001	0.00373	0.00183	0.00130	0.00006	0.036	0.102
7/13/1998	0.00001	0.00373	0.00179	0.00128	0.00005	0.038	0.104
7/29/1998	0.00001	0.00177	0.00125	0.00109	0.00000	0.002	0.027
12/28/1998	0.00001	0.00306	0.00427	0.00100	0.00001	0.010	0.083
5/20/1999	0.00001	0.00320	0.00493	0.00166	0.00001	0.011	0.078

Рисунок 5.2 – Формат программного ввода данных.

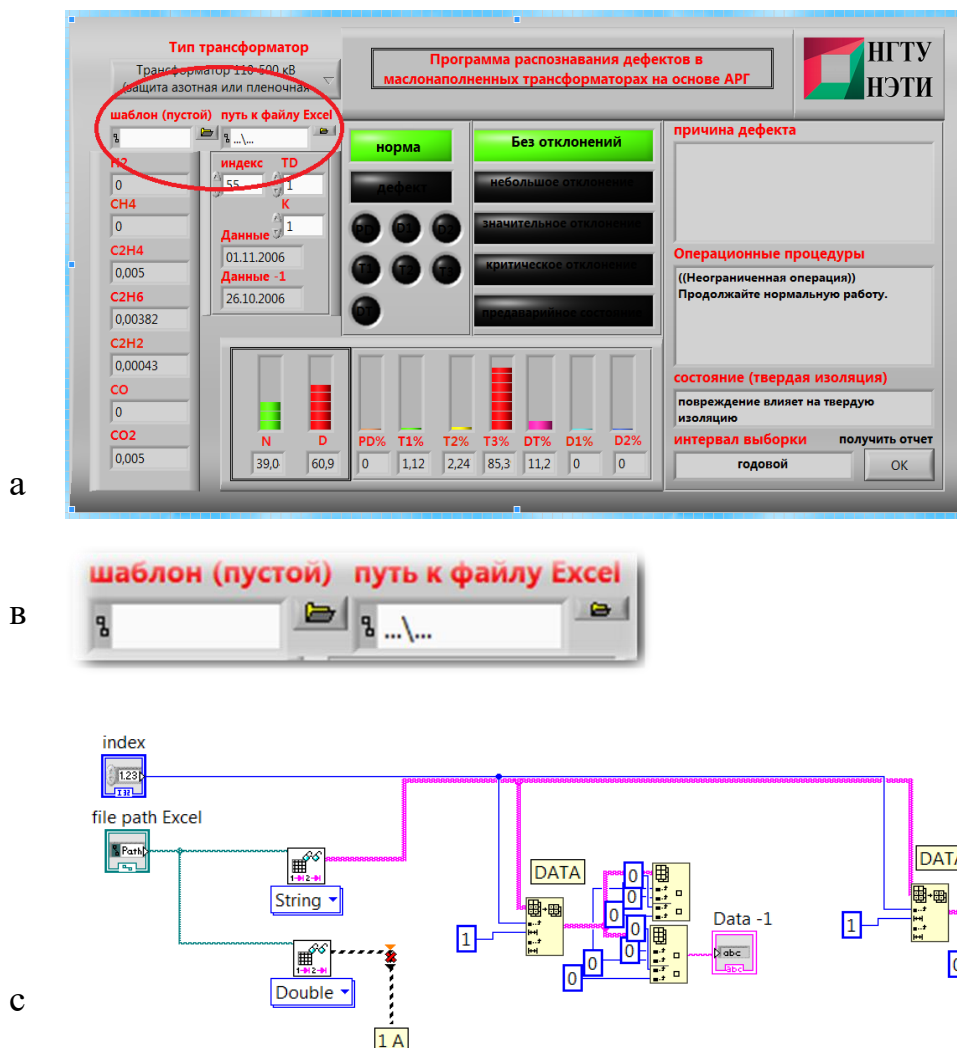


Рисунок 5.3 – Интерфейс – а, в и структура – с, ввода данных

После этого тип МНТО определяется путем выбора из выпадающего списка, который содержит ряд типов трансформаторов, как показано на рисунках 5.4, 5.5. Этот ряд содержит четыре типа, а именно:

1. Трансформатор 110-500 кВ (азотная или пленочная защита масла);
2. Трансформатор 110-500 кВ (свободное дыхание);

3. Трансформатор 750 кВ;

4. Реактор 750 кВ.

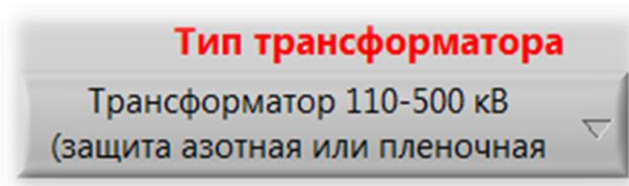


Рисунок 5.4 – Кнопка выбора типа МНТО

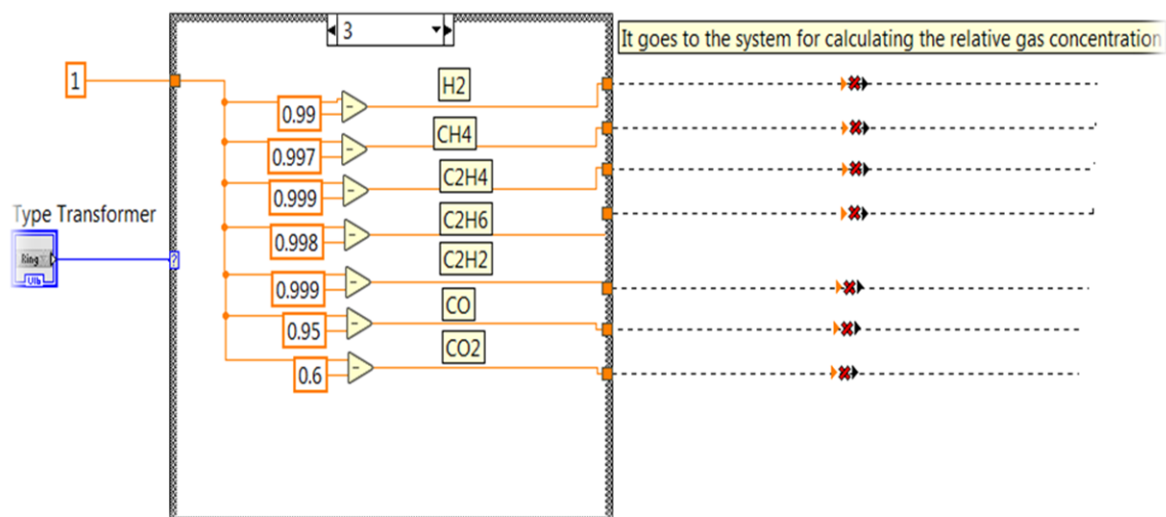


Рисунок 5.5 – Привязка типа МНТО к списку граничных концентраций газов

Система для определения типа МНТО спроектирована и построена в соответствии с характеристикой (case structure), чтобы задать граничные концентрации каждого из семи диагностических газов для системы расчета относительной концентрации газов. Стандартный критерий (РД 153-34.0-46.302-00) [30] использовался при выборе граничных значений диагностических газов, как показано в таблице 5.1:

Таблица 5.1 – Значения граничных концентраций диагностических газов

№	Тип трансформатора	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	CO2
1	Трансформатор 110-500 кВ (азотная или пленочная защита масла)	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,05	0,6
2	Трансформатор 110-500 кВ (свободное дыхание)	0,01	0,01	0,01	0,005	0,001	0,06	0,8
3	Трансформатор 750кВ	0,003	0,002	0,002	0,001	0,001	0,05	0,40
4	Реактор 750 кВ	0,01	0,003	0,001	0,002	0,001	0,05	0,40

Этап определения наличия (отсутствия) неисправности в МНТО (отклонения от нормы)

На этом этапе выполняется множество вычислений для того, чтобы определить существует ли в трансформаторе неисправность (дефект). Во-первых, протокол, загруженный в программу, разделен на семь столбцов, чтобы выполнить вычисления для каждого столбца индивидуально. Каждый столбец представляет определенный газ. Вычисления выполняются с использованием процедуры Array Subset, как показано на рисунке 5.6.

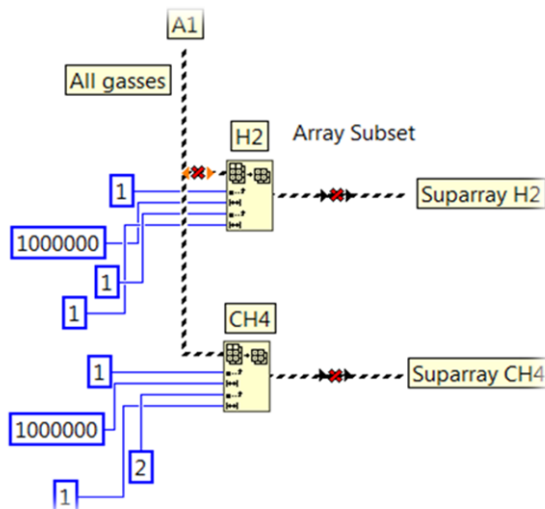


Рисунок 5.6 – Процедура Array Subset (программная реализация)

В соответствии с методом статистической идентификации [112-114] для формирования дискриминантной функции обобщенного признака состояний необходим расчет весовых коэффициентов каждого из семи газов, которые определяются по выражению:

$$w_i = \frac{a_i}{\sum_{i=1}^n a_i}, \quad (5.1)$$

где a_i – относительные концентрации растворенных в масле газов, рассчитать которые следует по выражению:

$$a_i = \frac{A_i}{A_{igr}}, \quad (5.2)$$

Здесь A_{igr} – представляет граничную концентрацию i -го диагностического газа.

Обобщенный признак состояний рассчитывается с применением свертки вида:

$$\Phi = \frac{\sum_{i=1}^7 \frac{A_i^2}{A_{\text{гpi}}}}{\sum_{i=1}^7 A_i}. \quad (5.3)$$

Как убедительно показано в многочисленных исследованиях, в том числе с участием автора [96], использование ОИС гарантирует высокую достоверность распознавания наличия (отсутствия) признака развивающегося дефекта в МНТО. Кроме того, применение ОИС гарантирует получение следующего комплекса преимуществ, весьма существенных с точки зрения задачи классификации:

- 1) компактность описания и обобщенная оценка вектора измеренных концентраций диагностических газов;
- 2) повышение чувствительности признака к изменениям состава и концентраций газов, вызванных возникновением дефекта в СТ;
- 3) простота формирования дихотомии классов и упрощение условий их линейной разделимости.

Рассмотрение (5.3) в качестве дискретной случайной величины (СВ) определяет возможности формирования статистических выборок на основе протоколов многолетних АРГ рассматриваемого единичного МНТО либо группы однотипных МНТО, эксплуатируемых в сопоставимых условиях. Важным свойством статистических выборок является достаточная их представительность. Выборки объединяют протоколы АРГ, по которым согласно критериям [30] прогнозируется развивающийся дефект, либо его отсутствие. Таким образом, формируются начальные условия для разбиения множества возможных состояний МНТО на два взаимно противоположных класса Π_1 – «норма» и Π_2 – «отклонения от нормы». Появление дихотомии классов в виде двух в общем случае пересекающихся интервалов на положительной полуоси $\Phi \in 0 \div \infty$ обуславливает постановку двух принципиальных вопросов:

- 1) где следует провести границу раздела классов состояний МНТО и как ее получить?

2) сколько всего целесообразно вводить классов состояний МНТО для их последующей достоверной идентификации?

Для описания границы раздела классов наилучшим образом подходит Байесовский классификатор:

$$\Phi_{\text{гп}}^1 = M_1 + k \cdot \sigma_1 \quad (5.4)$$

$$\Phi_{\text{гп}}^2 = M_2 + k \cdot \sigma_2. \quad (5.5)$$

Здесь: $M_1, M_2, \sigma_1^2, \sigma_2^2$ – математические ожидания и дисперсии СВ Φ в классах Π_1 и Π_2 соответственно; k – вычислительная константа, устанавливаемая эмпирически из диапазона $2 \div 3$. Необходимым условием для корректного применения (5.4) является одномодальность и двухпараметричность распределений СВ Φ в обоих классах состояний, что в большинстве практических случаев выполняется. Определение $\Phi_{\text{гп}}^1$ по (5.4) позволяет корректировать его значение исходя из минимума суммарной ошибки диагноза – $\min \varepsilon_1 + \varepsilon_2$, где ε_1 и ε_2 ошибки диагноза «ложная тревога» и «пропуск дефекта» соответственно. В результате исследования [91] убедительно показано, что наиболее целесообразным является вариант дихотомии классов (Π_1 и Π_2). При этом класс Π_2 состоит из двух подмножеств Π_2^1 – «незначительные отклонения» и Π_2^2 – «значительные (критические) отклонения», между которыми также существует граница раздела. Граница между указанными подмножествами может адекватно быть описана выражением $\Phi_{\text{гп}}^2 = M_2 + k \cdot \sigma_2$ при условии репрезентативности выборки в классе Π_2 . Возможность получения границ раздела классов на положительной полуоси признака Φ позволяет сформировать следующие критерии и правила идентификации состояний МНТО:

- 1) если $\Phi \leq \Phi_{\text{гп}}^1$, то "норма";
- 2) если $\Phi_{\text{гп}}^1 < \Phi \leq \Phi_{\text{гп}}^2$, то "незначительные отклонения";
- 3) если $\Phi > \Phi_{\text{гп}}^2$, "значительные (критические) отклонения".

Сформированные решающие правила устанавливают взаимно-однозначное соответствие между количественной мерой обобщенного признака Φ и характеристикой эксплуатационного состояния СТ. Расчеты весовых коэффициентов диагностических газов, относительных концентраций газов и обобщенного признака состояний Φ были выполнены в программе с использованием блока моделирования (simulation), как показано на рисунке 5.7. Для разделения множества состояний МНТО на два класса в зависимости от соотношений Φ и $\Phi_{гр}^1(\Phi_{гр}^2)$ создан фильтр с использованием (case structure). Стартовый фильтр работает следующим образом. Если относительная концентрация любого из семи газов больше 1, то это означает, что состояние МНТО принадлежит классу Π_2 – «отклонения от нормы». Если относительные концентрации каждого из семи газов меньше 1, то это означает, что состояние МНТО принадлежит классу Π_1 – «норма», как показано на рисунке 5.8.

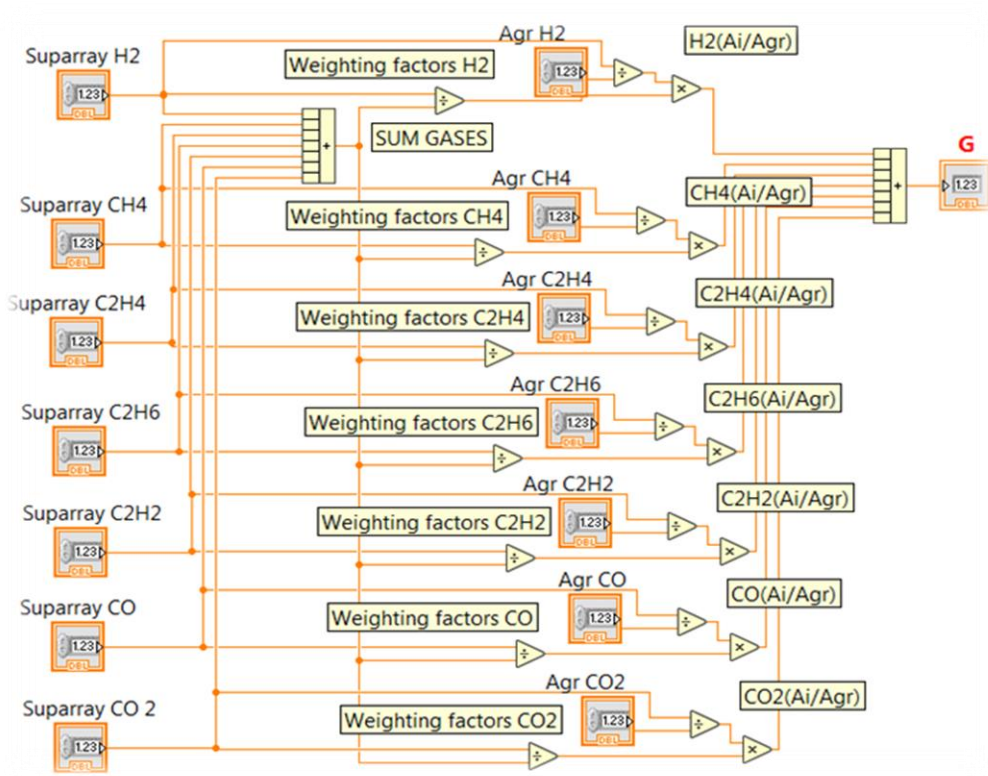


Рисунок 5.7 – Программный блок Simulation

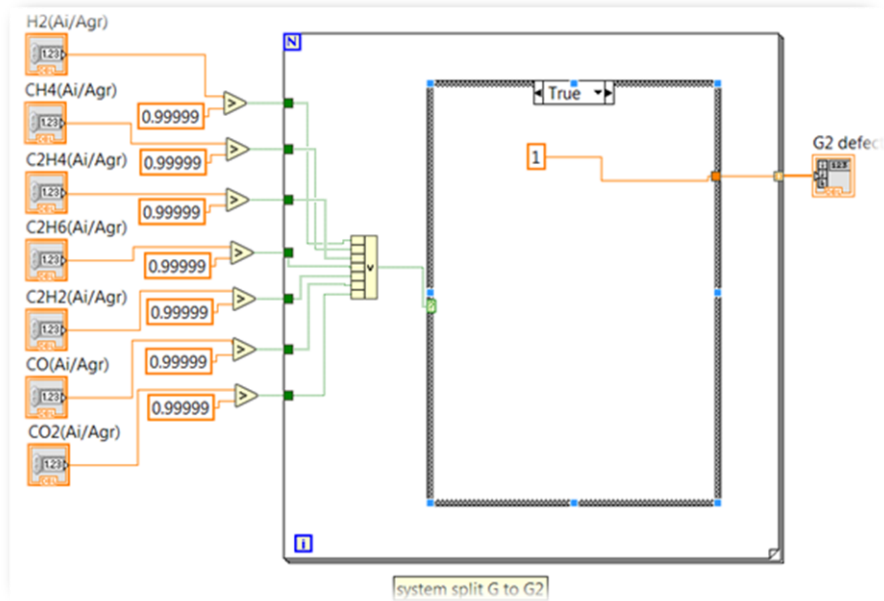


Рисунок 5.8 – Программная реализация стартовой классификации состояний МНТО

После разделения пространства состояний МНТО на классы Π_1 и Π_2 для каждого протокола АРГ сформированной выборки производится вычисление математических ожиданий и среднеквадратических отклонений СВ Φ для каждого класса указанной дихотомии. Далее вычисляются критериальные (граничные) значения Φ , такие как $\Phi_{гр}^1$ и $\Phi_{гр}^2$. Эти значения рассчитываются по уравнениям (5.4) и (5.5) с использованием блока simulation, как показано на рисунке 5.9.

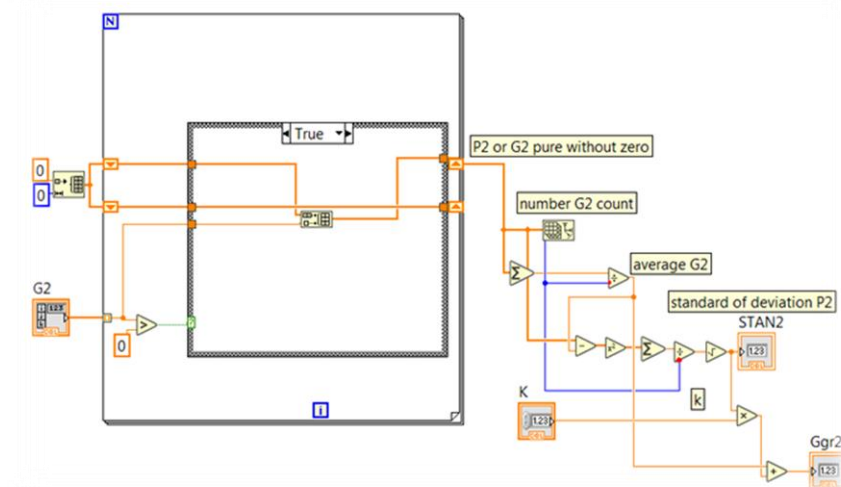


Рисунок 5.9 – Вычисление границ раздела классов состояний
Результат второго этапа (Этап определения наличия / отсутствия

неисправности (отклонения от "нормы")) появляется на главном интерфейсе программы в форме "зажигания" зеленой лампы при отсутствии неисправности или красной лампы при ее наличии (рисунок 5.10).

Этап определения типа и характеристик неисправности

На этом этапе определяется тип неисправности и ее характеристики с использованием метода треугольника Дюваля, показанного на рисунке 5.11.

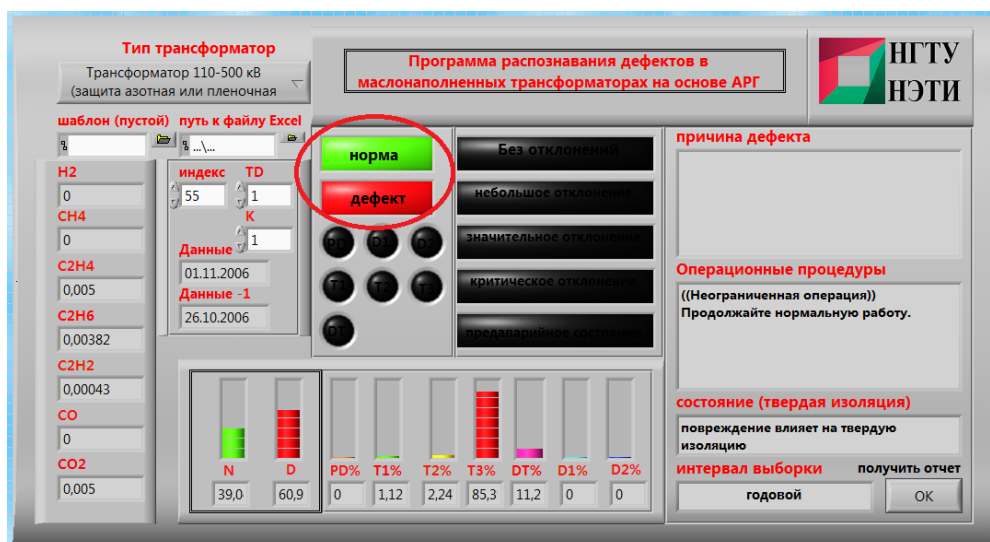


Рисунок 5.10 – Визуализация результатов второго этапа на главном интерфейсе

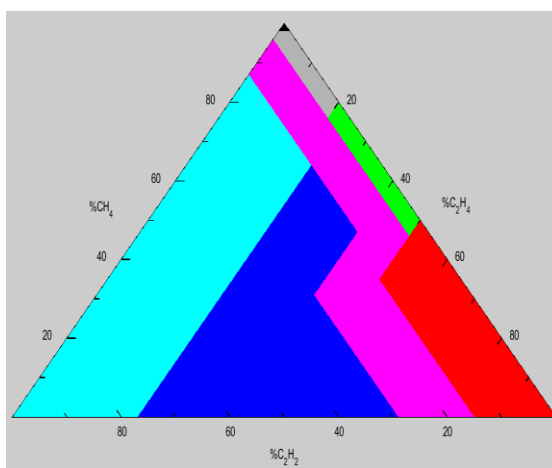


Рисунок 5.11 – Зоны дефектов треугольника Дюваля

Метод интерпретации результатов АРГ МНТО по треугольнику Дюваля был разработан Мишелем Дювалем и описан в стандарте IEC 60599 [115].

Концентрации (ppm) метана (CH₄), этилена (C₂H₄) и ацетилена (C₂H₂) выражаются в процентном соотношении от общего содержания (CH₄ + C₂H₄ + C₂H₂) и отмечаются точками (%CH₄, %C₂H₄, %C₂H₂) в треугольной системе

координат на диаграмме, разделенной на зоны дефектов. Зона дефекта, в которой находится точка, обозначает наиболее вероятный тип дефекта, получившийся в результате интерпретации.

Как и любой другой метод интерпретации результатов АРГ, метод треугольника Дюваля следует применять только в случае подозрений о наличии в МНТО дефектов, основанных на чрезмерном увеличении концентраций растворенных газов.

В программе была реализована модель треугольника Дюваля с использованием аппарата нечеткой логики, который будет объяснен позже.

Закон процентного содержания трех газов в разработанной программе применяется с помощью (Formula node). Затем результат (Formula node) умножается на 100%, чтобы получить процентное значение, а далее результат в % умножается на кодированное значение результата второго этапа вычислений, которое при отсутствии в МНТО неисправности равно нулю и равно единице при наличии неисправности в МНТО. Значение, полученное в результате этих вычислений, будет введено в модель нечеткой логики, которая загружается в программу с помощью (file path Fl). Модель нечеткой логики была создана с использованием Matlab (2018a), чтобы создать набор кодов, каждый из которых представляет собой конкретную неисправность (рисунок 5.12).

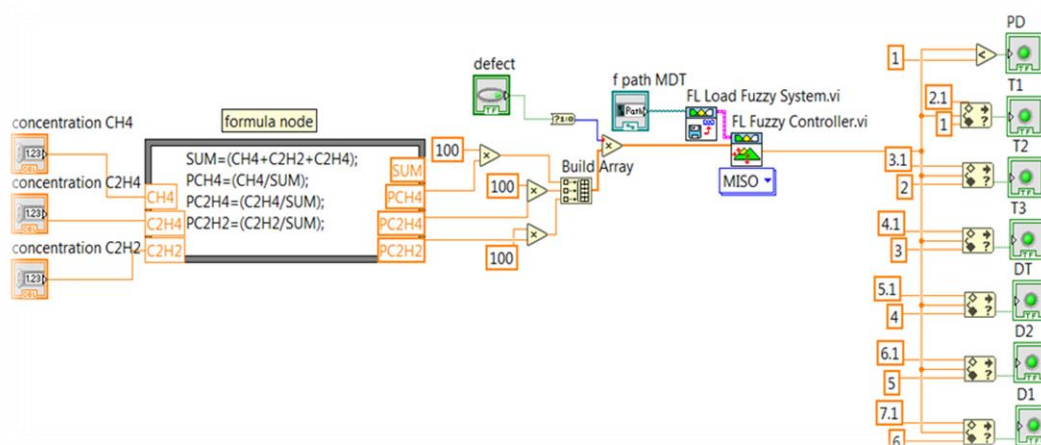


Рисунок 5.12 – Кодирование дефектов с применением модели нечеткой логики

В главном интерфейсе программы результаты отображаются в виде семи

цветные лампы, каждая лампа представляет конкретную неисправность, как показано на рисунке 5.13 и в таблице 5.2.

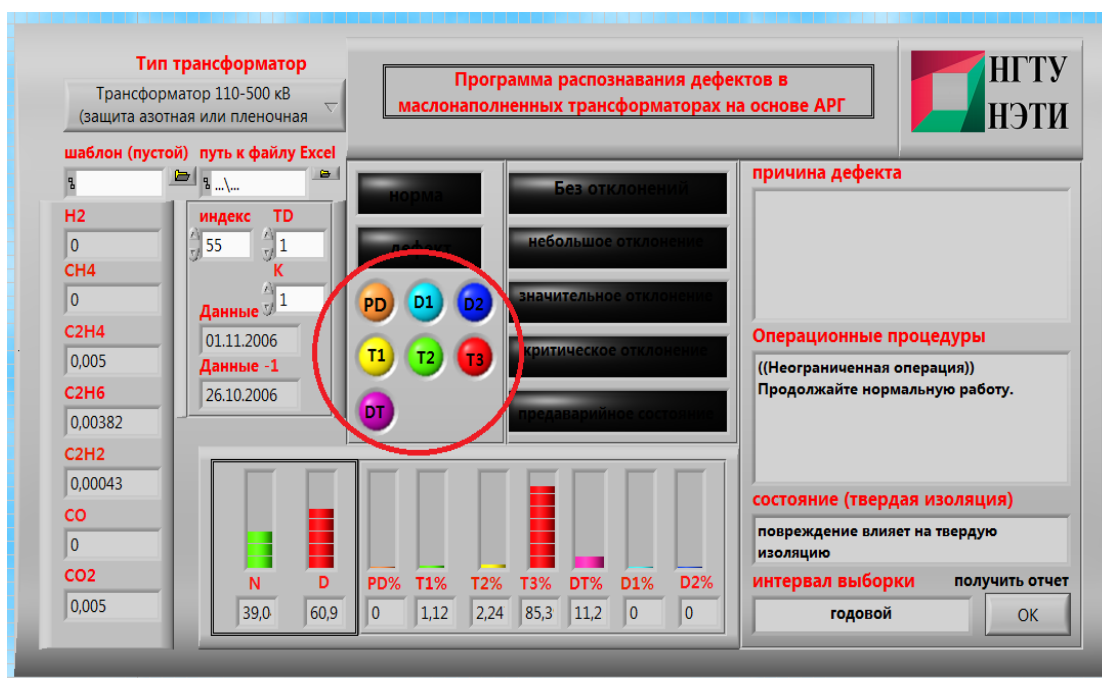


Рисунок 5.13 – Визуализация зон дефектов на главном интерфейсе программы

Таблица 5.2 – Зоны дефектов МНТО на треугольнике Дюваля

N	Символ	Неисправности
1	PD	Зона частичный разряд
2	T1	Зона термического дефекта с температурой менее 300 градусов
3	T2	Зона термического дефекта с температурой 300 - 700 градусов
4	T3	Зона термического дефекта с температурой свыше 700 градусов
5	DT	Зона разрядов и термического дефекта
6	D2	Зона частичных разрядов высокой энергии
7	D1	Зона частичных разрядов низкой энергии

Этап определения причин и характеристик неисправности

На этом этапе характеристики неисправности и причины ее развития определяются путем выдачи сообщения в главном интерфейсе программы, как показано на рисунке 5.14 и в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Причины и характеристики дефектов МНТО

N	Причина дефекта
1	((частичный разряд)) Разряды в заполненных газом полостях, образовавшихся вследствие неполной пропитки или влажности изоляции.
2	((Температурные неисправности <300 С)) Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки".
3	((Температурные неисправности 300 С - 700 С)) Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. но с дальнейшим повышением температуры «горячей точки».
4	((Термические неисправности > 700 С)) Горячая точка в сердечнике ; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке.
5	((Разряды и тепловые неисправности)) Разряды в заполненных газом полостях, образующиеся из-за неполной пропитки или влажности изоляции, но приводят к оставлению следов или повреждению твердой изоляции.
6	((Разряды большой мощности)) Дуговые разряды; искрение; пробой масла между обмотками или катушками или между катушками на землю.
7	((Разряды малой мощности)) Непрерывное искрение в масле между соединениями различных потенциалов или плавающего потенциала. Пробой масла между твердыми материалами .

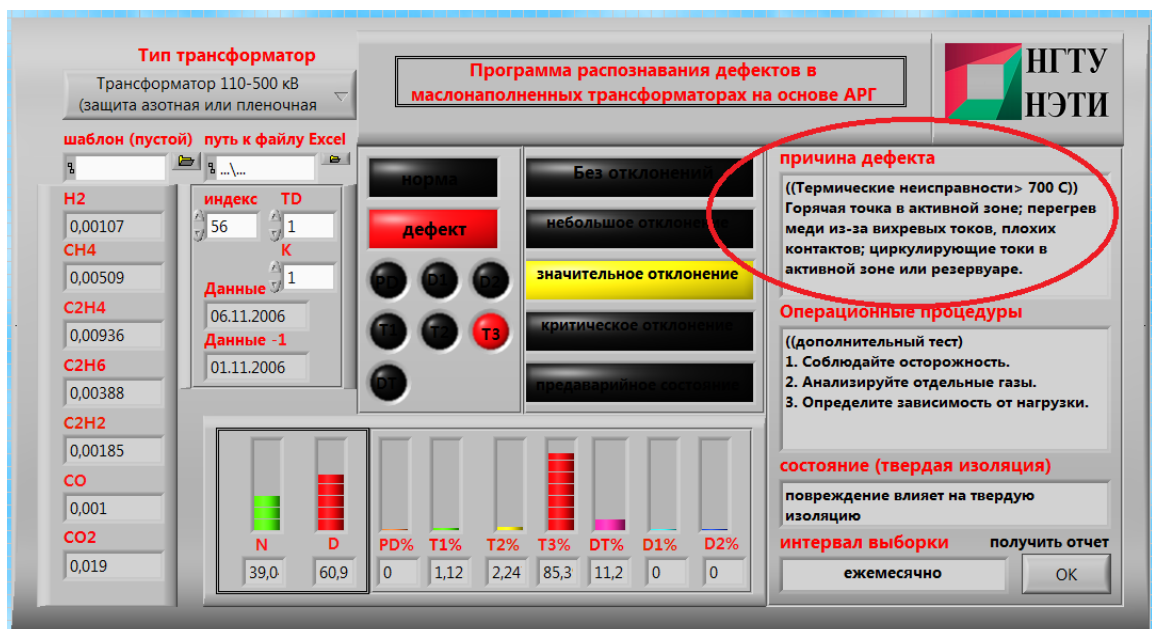


Рисунок 5.14 – Визуализация характеристик дефекта МНТО на главном интерфейсе программы

На предыдущем шаге, когда тип неисправности определяется поступлением сигнала (Boolean) к лампе и она загорается, этот сигнал также проходит через ветвь к блоку (Append True/False String), который содержит

сохраненное в этом блоке сообщение, позволяя ему пройти через блок и отобразиться в главном интерфейсе программы, как показано на рисунке 5.15.

Этап определения скорости развития неисправности

Критерий скорости нарастания газов, растворенных в масле МНТО, определяет степень опасности развивающегося дефекта для работающих трансформаторов, Изменение во времени концентрации отдельных газов в масле бездефектных трансформаторов может происходить под воздействием различных факторов (факторов электрического характера и термического характера), а также вследствие естественного старения изоляции, Наличие развивающегося дефекта в трансформаторе, накладываясь на эти факторы, приводит, как правило, к заметному росту концентрации одного или нескольких газов. Абсолютная скорость нарастания i -го газа определяется по формуле:

$$V_{абс_i} = \frac{Am_i - A(m-1)_i}{Td} (\% об./ мес.) \quad (5.6)$$

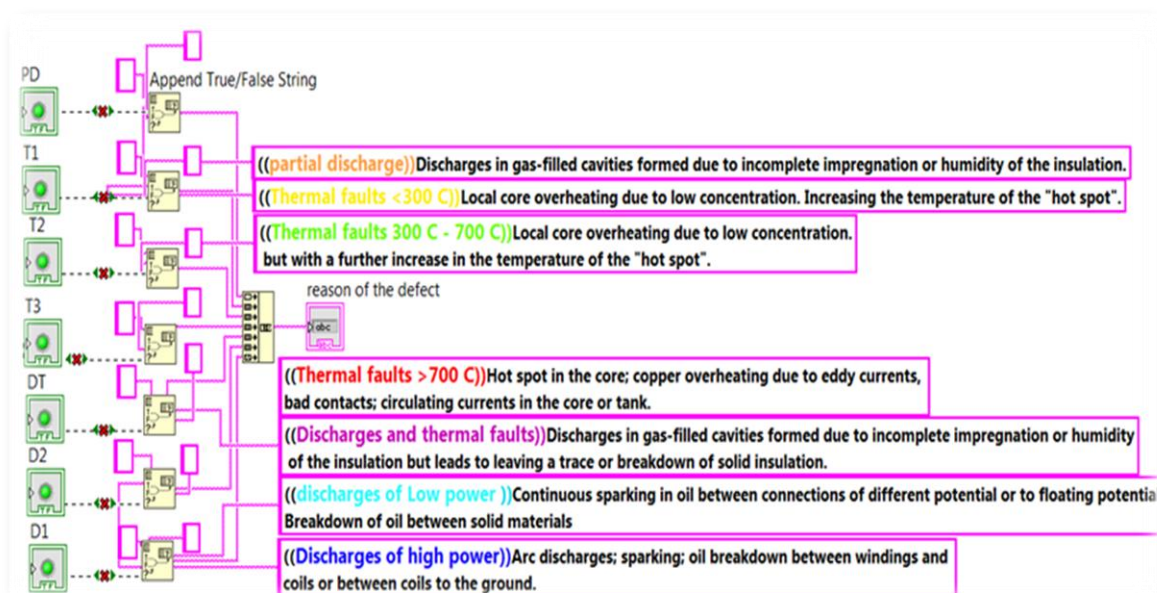


Рисунок 5.15 – Процедура формирования выходного сообщения о дефекте

Относительная скорость нарастания i -го газа определяется по формуле:

$$V_{OTHi} = \frac{V_{абсi}}{A(m-1)_i} * 100\% \quad (5.7)$$

Степень опасности развития дефекта устанавливается по относительной скорости нарастания газа/газов. Если относительная скорость нарастания газа/газов превышает 10% в месяц, то это указывает на наличие быстро развивающегося дефекта в трансформаторе [НЛ НА]. В случае выявления дефекта повторные отборы проб масла на АРГ следует произвести через короткие промежутки времени с целью подтверждения наличия дефекта и определения скорости нарастания газов.

В программе реализована процедура (Formula node), чтобы применить уравнения (5.6) и (5.7) для расчета относительной скорости нарастания газов в масле МНТО. На вход (Formula node) поступают концентрации текущего и предыдущего замеров АРГ для семи газов, а на выходе (Formula node) определяется относительная скорость нарастания для каждого из семи диагностических газов. После этого полученные значения поступают в (Array max) для определения максимального значения относительной скорости.

Затем используется блок моделирования (Simulation) со следующими параметрами (V_{OTHi} , $\Phi(A)$, $\Phi_{гр}^1$ и $\Phi_{гр}^2$), чтобы сформулировать правила принятия решения:

- если $\Phi \leq \Phi_{гр}^1$, то "норма" – ((эксплуатация без ограничений))
- если $\Phi_{гр}^1 < \Phi \leq \Phi_{гр}^2$ и $\max V_{OTHi} < 10\%$, то "незначительные отклонения";
- если $\Phi_{гр}^1 < \Phi \leq \Phi_{гр}^2$ и $\max V_{OTHi} > 10\%$ то "значительные отклонения";
- если $\Phi > \Phi_{гр}^2$ и $\max V_{OTHi} < 15\%$, " критические отклонения";
- если $\Phi > \Phi_{гр}^2$ и $\max V_{OTHi} > 15\%$, " предаварийное состояние".

Результаты выполнения пятого этапа отображаются в главном интерфейсе программы, как показано на рисунке 5.16, где результаты представлены с помощью цветных лампочек.

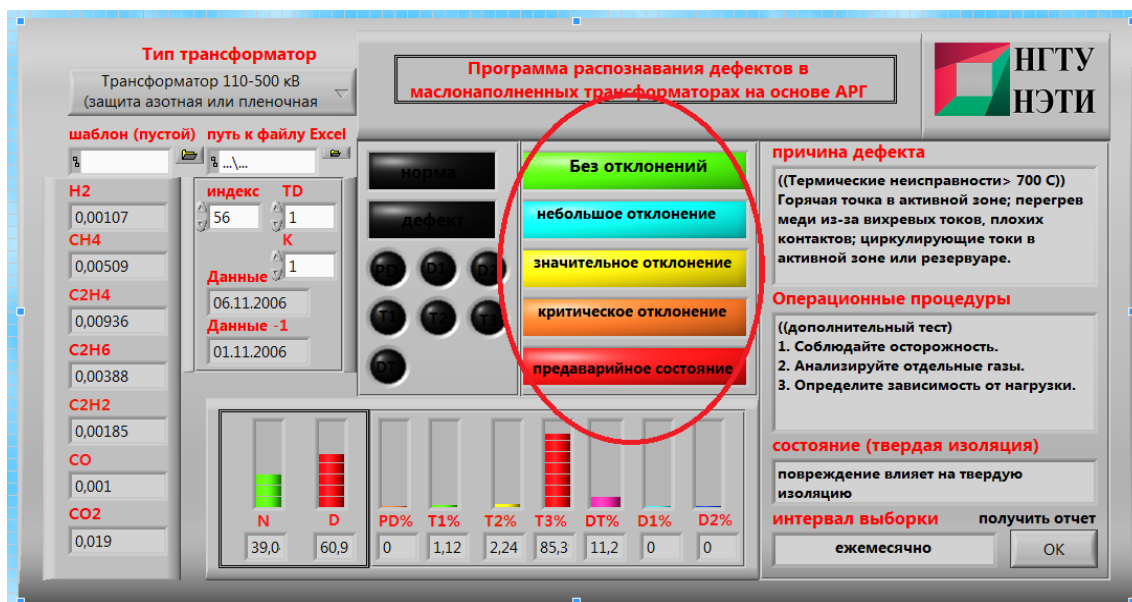


Рисунок 5.16 – Отображение результатов 5 этапа на главном интерфейсе

Этап формирования процедуры принятия решений

Сигнал (Boolean) передается от комбинации индикаторов 5-го этапа оценки скорости развития неисправностей к блоку (Append True/False String). В результате сообщение проходит через блок и отображается на главном интерфейсе программы, как показано на рисунке 5.17.

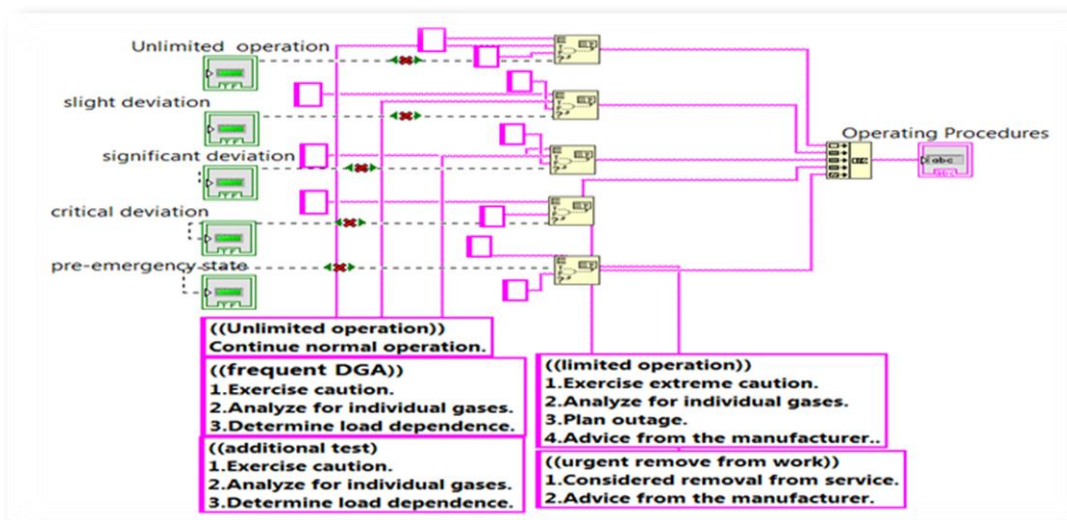


Рисунок 5.17 – Содержание процедуры принятия решений по эксплуатации СТ

Результаты 6-го этапа представлены на главном интерфейсе программы в виде специальных сообщений, которые содержат рекомендации для принятия решений, как показано в таблице 5.4 и на рисунке 5.18.

Таблица 5.4 – Варианты принятия решений по эксплуатации СТ

N	Условия принятия решения	Варианты принятия решений
1	Эксплуатация без ограничений	Эксплуатация без ограничений. Допустима нормальная работа СТ
2	Незначительные отклонения	Учащенные отборы проб масла на АРГ. 1. Соблюдение осторожности 2. Анализ отдельных газов. 3. Определение зависимости от нагрузки. СТ
3	Значительные отклонения и	Дополнительный диагностический тест 1. Соблюдение осторожности 2. Анализ отдельных газов 3. Определение зависимости от нагрузки
4	Критические отклонения	Ограниченная эксплуатация. 1. Соблюдение осторожности 2. Анализ отдельных газов 3. Планирование отключения 4. Консультация производителя
5	Предавварийное состояние	Срочный вывод из работы. 1. Планирование ремонта (замены) 2. Консультация производителя

Этап уточнения состояния твердой изоляции

Отношение CO_2/CO дополнительно уточняет характер дефектов, приведенных из метода треугольника Дюваля в части состояния твердой изоляции: А – если $5 \leq CO_2/CO \leq 13$, то повреждением не затронута твердая изоляция; В – если $CO_2/CO < 5$ или $CO_2/CO > 13$, то повреждением затронута твердая изоляция. Следует иметь в виду, что CO_2 и CO образуются в масле трансформаторов при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения изоляции. Условия А и В применяются на данном этапе с помощью моделирования, как показано на рисунке 5.19.

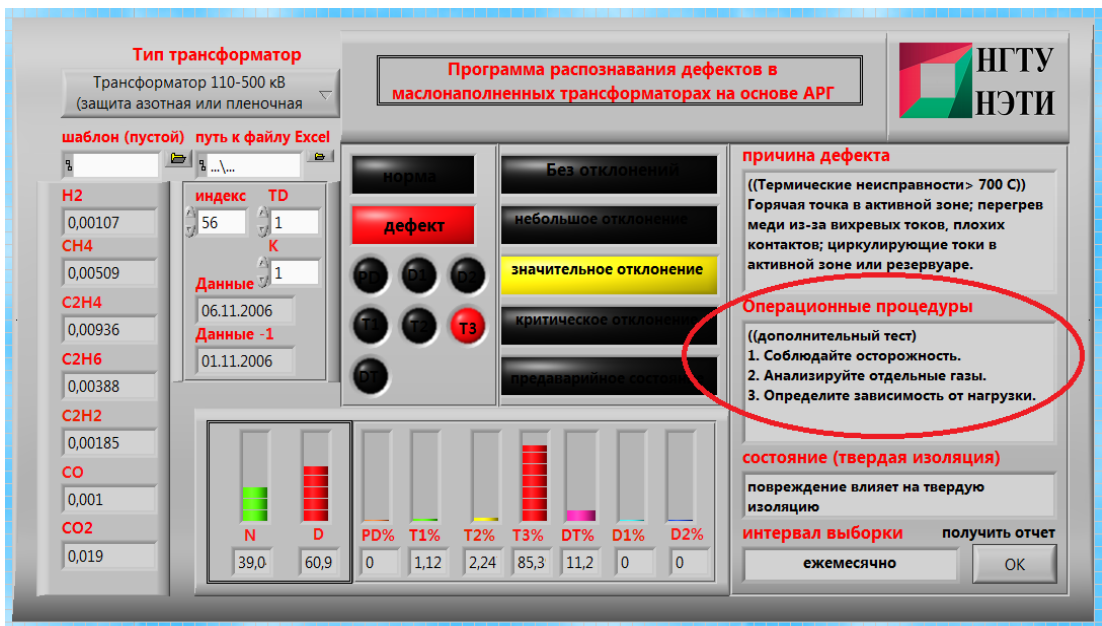


Рисунок 5.18 – Отображение варианта принятия решений на главном интерфейсе программы

Результаты уточнения состояния твердой изоляции представлены на главном интерфейсе программы в виде сообщения, как показано на рисунке 5.20.

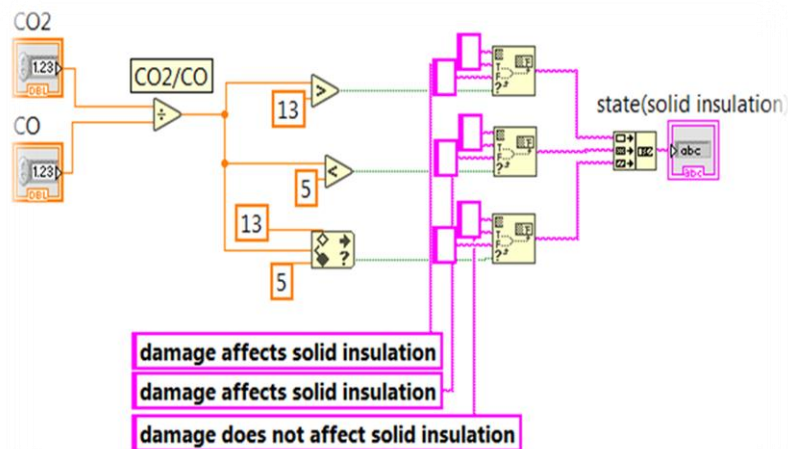


Рисунок 5.19 – Содержание процедуры определения периодичности отбора пробы масла СТ на АРГ

Этап определения периода повторного отбора проб масла на АРГ

Срок отбора проб масла определяется при соблюдении следующих условий:

1. Если состояние СТ «норма», то срок отбора проб масла по графику «один раз в полгода».

2. Если состояние СТ «незначительные отклонения», то срок отбора проб масла «один раз в квартал».

3. Если состояние СТ «значительные отклонения» и $V_{OTHi} < 15\%$, то срок отбора проб масла «один раз в месяц».

4. Если состояние СТ «значительные или критические отклонения» и $V_{OTHi} > 15\%$, то срок отбора проб масла «один раз в неделю».

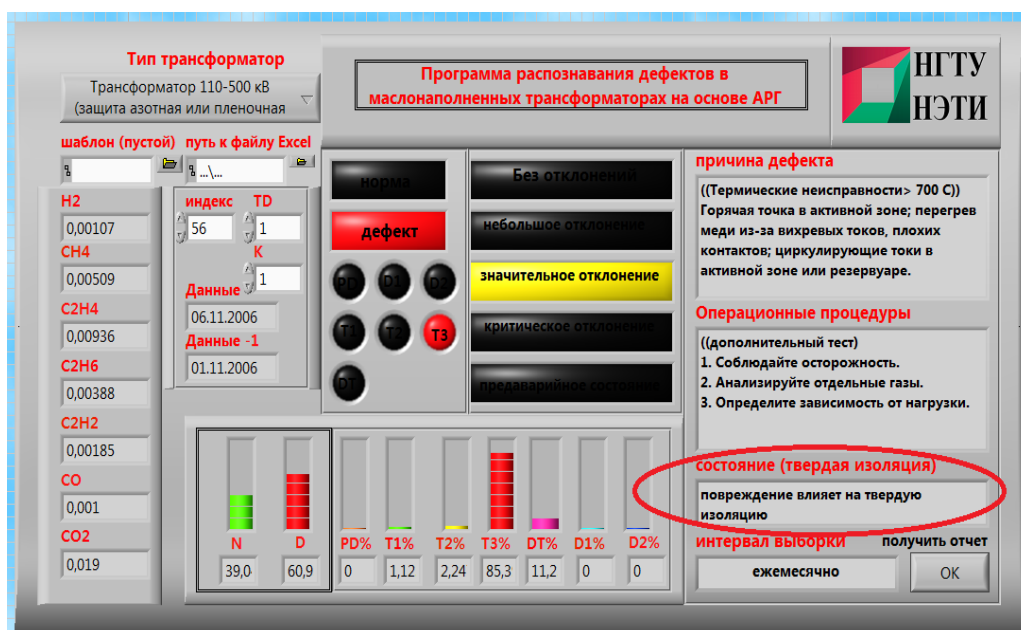


Рисунок 5.20 – Визуализация результатов 8-го этапа на главном интерфейсе

Условия для определения периода отбора проб масла были реализованы с использованием моделирования (simulation) для блоков, работающих с сигналами (Boolean) и (string), как показано на рисунке 5.21. Результаты 8-го этапа отображаются на главном интерфейсе программы в виде текстового сообщения, как показано на рисунке 4.22.

Этап формирования отчета

Мы можем получить исчерпывающую информацию в форме отчета обо всех математических операциях, которые реализованы в программе. Это достигается нажатием кнопки (get report), как показано на рисунке 5.23.

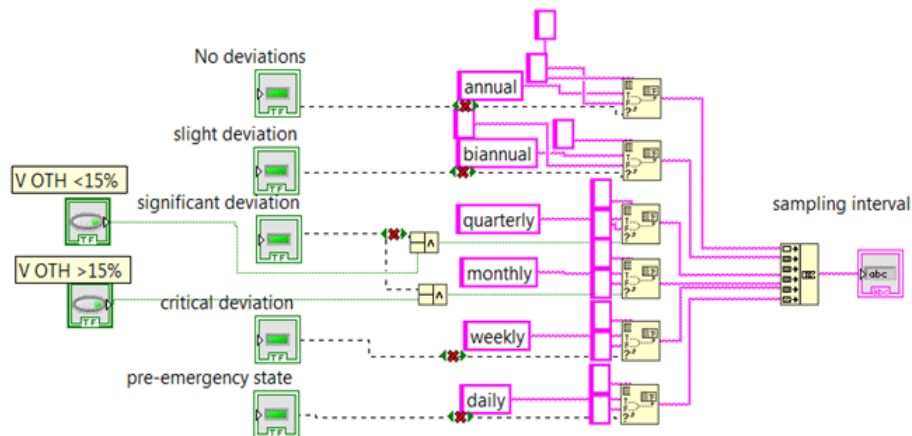


Рисунок 5.21 – Диаграмма прохождения сигналов при определении срока отбора пробы масла СТ на АРГ

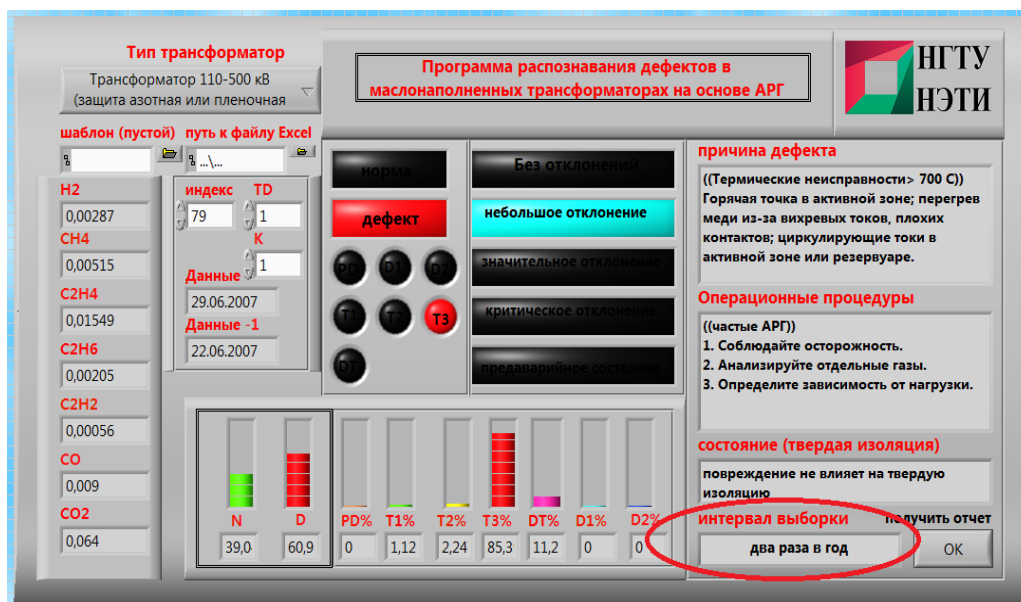


Рисунок 5.22 – Главный интерфейс программы с информацией о сроке отбора пробы масла СТ на АРГ

В течение нескольких секунд программа формирует отчет по шаблону, который был загружен на первом этапе, в формате (Excel). Отчет содержит количественные результаты, такие как стандартное отклонение, математическое ожидание, весовые коэффициенты, относительные концентрации газов, значения Φ для всех выборок, $\Phi_{гр}^1$, $\Phi_{гр}^2$, а также отображает графики изменения концентраций контролируемых газов, диаграммы,

показывающие процент неисправностей и их типы (рисунок 5.24 а, b, c).

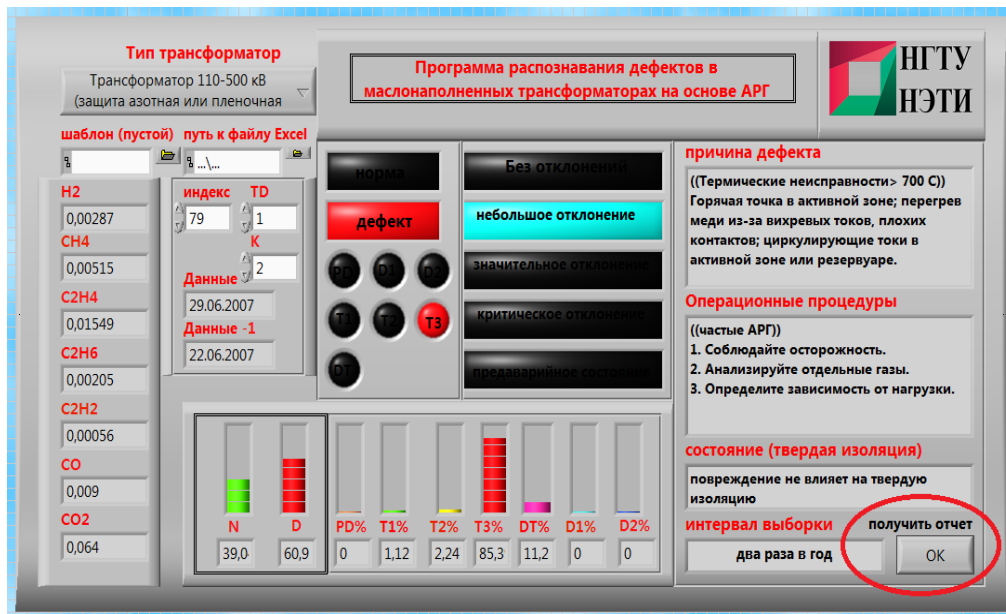


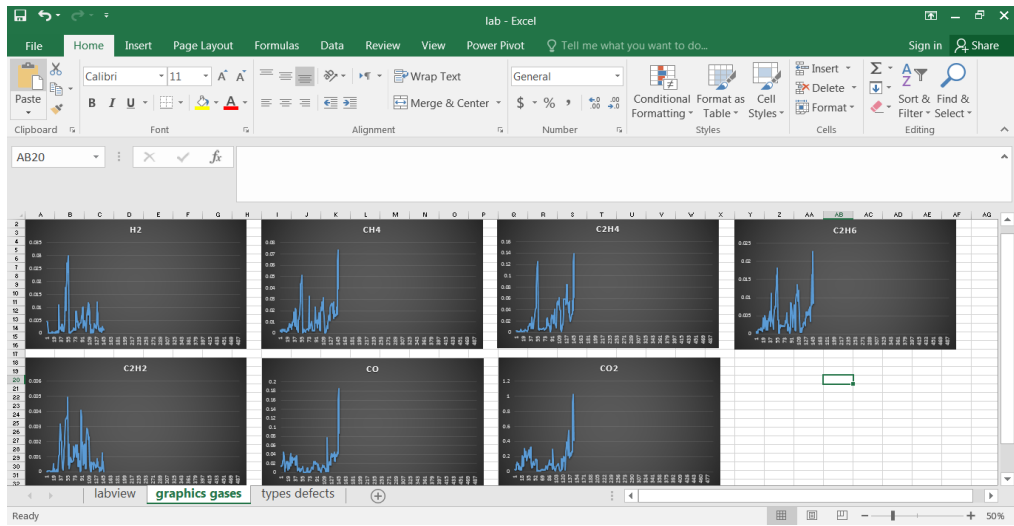
Рисунок 5.23 – Расположение кнопки «get report» на главном интерфейсе программы

На рисунке 4.25 представлена структура системы формирования отчетов с использованием функций и характеристик программ: Lab View 2018, case structure, блока загрузки шаблона и блоков записи и организации отчетов.

а)

Date	TD	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	CO2	sum	T1	C2H4	C2H6	C2H2	CO	CO2	H2	CH4	C2H4
10/26/1934	0.00472	0.00274	0.00285	0.00001	0	0.015	0.035	0.06	0.078	0.045	0.047	0	0	0.249	0.58	0.472	0.274	0.285
5/17/1935	0.00424	0.0015	0.00218	0.00057	0.00003	0.013	0.022	0.044	0.037	0.034	0.05	0.013	0.001	0.239	0.506	0.424	0.15	0.218
1/13/1935	0.00328	0.00126	0.00224	0.00061	0.00005	0.015	0.018	0.04	0.081	0.031	0.055	0.015	0.001	0.371	0.445	0.328	0.126	0.224
5/20/1936	0.00038	0.00104	0.00215	0.00003	0.00002	0.021	0.034	0.059	0.017	0.018	0.036	0.002	0	0.354	0.574	0.038	0.104	0.215
4/1/1937	0.00024	0.00319	0.00156	0.00016	0.00005	0.024	0.034	0.123	0.002	0.026	0.013	0.001	0	0.195	0.763	0.024	0.319	0.156
10/30/1937	0.00102	0.00246	0.00161	0.00036	0.00005	0.03	0.03	0.125	0.001	0.02	0.013	0.000	0	0.24	0.719	0.012	0.246	0.161
6/4/1938	0.0001	0.00376	0.0019	0.00123	0.00005	0.045	0.13	0.162	0.001	0.021	0.01	0.001	0	0.247	0.744	0.01	0.376	0.19
6/15/1938	0.00001	0.00373	0.00183	0.0013	0.00006	0.036	0.102	0.145	0	0.026	0.013	0.003	0	0.248	0.704	0.001	0.373	0.183
7/13/1938	0.00001	0.00373	0.00179	0.00128	0.00005	0.038	0.104	0.149	0	0.025	0.012	0.003	0	0.255	0.639	0.001	0.373	0.179
7/23/1938	0.00001	0.00177	0.00125	0.00103	0	0.002	0.027	0.033	0	0.053	0.038	0.033	0	0.06	0.815	0.001	0.177	0.125
12/28/1938	0.00001	0.00308	0.00427	0.001	0.00001	0.01	0.083	0.101	0	0.03	0.042	0.01	0	0.039	0.819	0.001	0.308	0.427
5/20/1939	0.00001	0.0032	0.00433	0.00166	0.00001	0.011	0.078	0.039	0	0.032	0.05	0.017	0	0.111	0.785	0.001	0.32	0.433
8/3/1939	0.00077	0.00232	0.00269	0.00105	0.00001	0.011	0.059	0.077	0.01	0.03	0.035	0.014	0	0.143	0.768	0.077	0.232	0.269
12/20/1939	0.00001	0.00172	0.00175	0.00122	0.00005	0.025	0.022	0.052	0	0.033	0.034	0.024	0.001	0.483	0.425	0.001	0.172	0.175
8/12/2000	0.00001	0.00162	0.00167	0.00059	0.00001	0.02	0.03	0.054	0	0.03	0.031	0.018	0	0.368	0.552	0.001	0.162	0.167

b)



c)

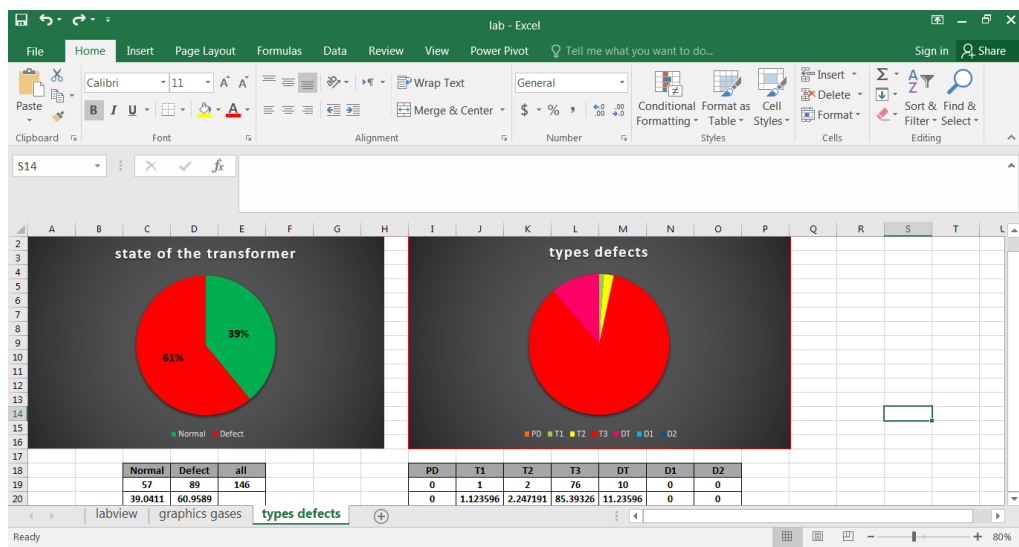


Рисунок 5.24 – Отчетные формы программы

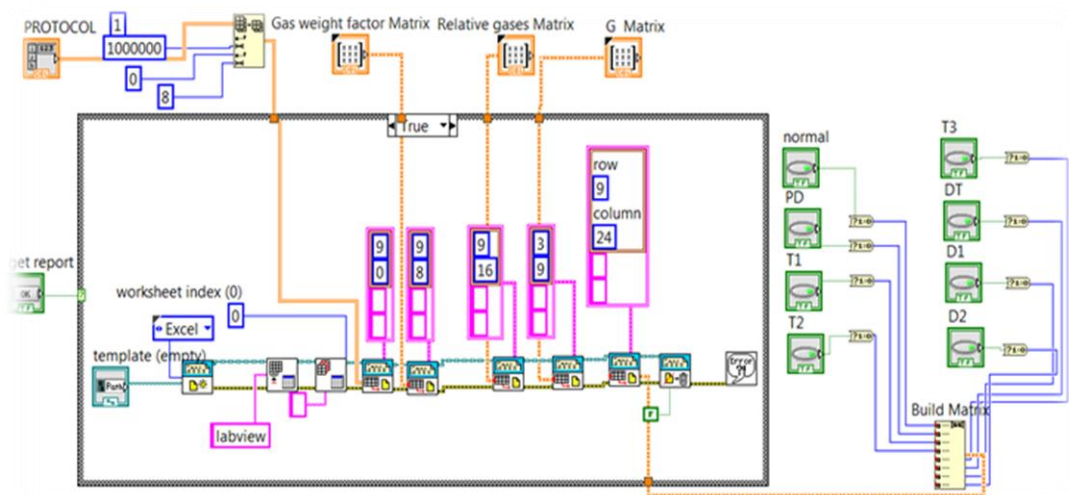
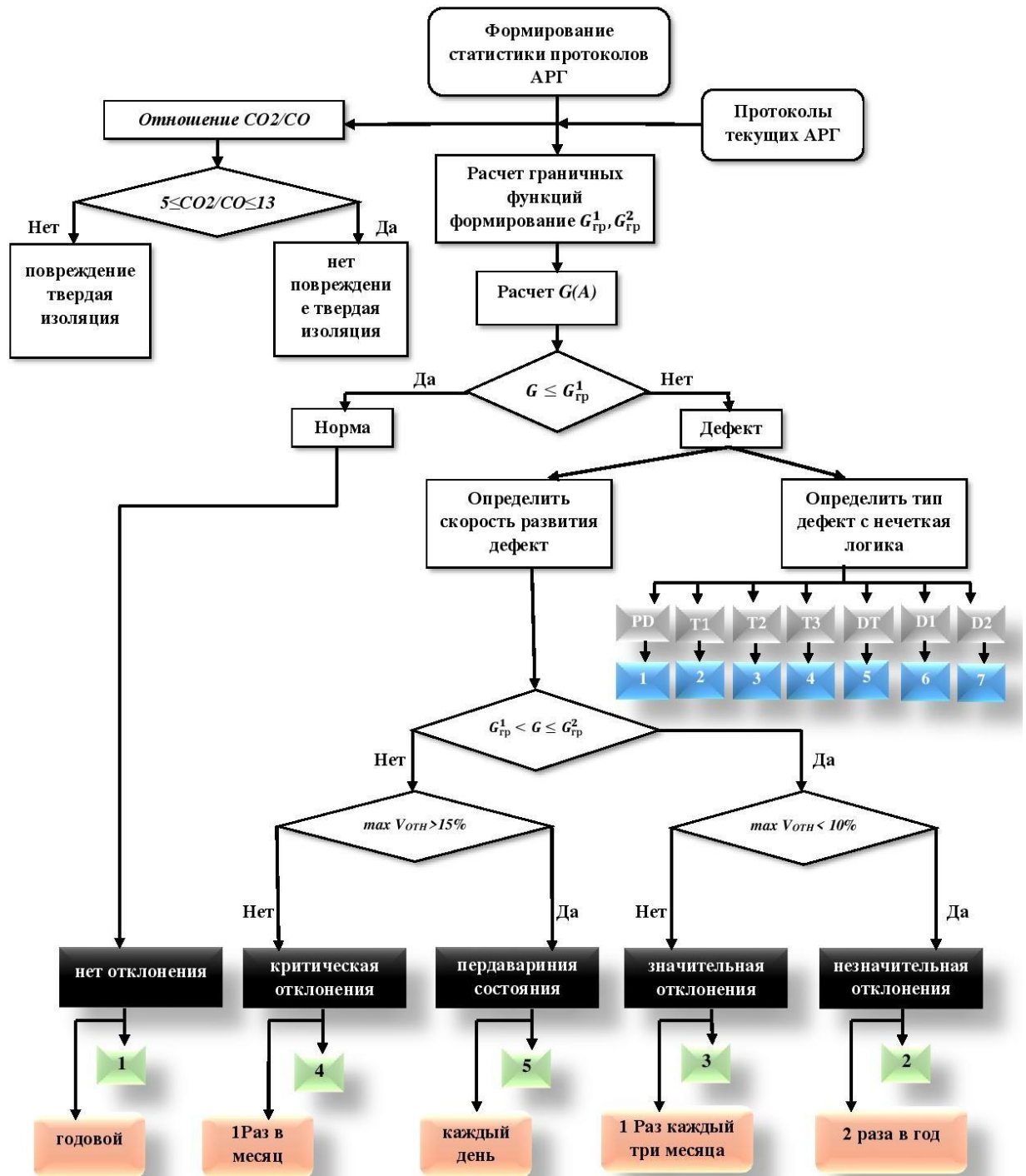


Рисунок 5.25 – Структура системы формирования отчетных форм

Алгоритм программы

На рисунке 5.26 показан общий алгоритм работы программы.



■ Таблица 5.3, ■ Таблица 5.4

Рисунок 5.26 – Общий алгоритм работы программы

5.2 Результаты верификации моделей и тестирования программы

Программа протестирована на данных из практики эксплуатации СТ типа ТДН-250000/220 энергоблока Новосибирской ТЭЦ-5, где были отобраны пробы масла за двадцатилетний срок службы и количество проб масла составило 146. Полученные результаты показали, что 39% образцов относятся к бездефектному состоянию («норма»), а 61% образцов к дефектному состоянию («отклонение от нормы»). Из них 89% образцов указывают на тепловой дефект, а 11% на разряды и тепловые неисправности. Таблица 5.5 содержит данные, полученные в результате тестирования программы. В качестве эталона при тестировании программы использованы экспертные заключения эксплуатации с применением протоколов диагностических испытаний и протоколов вскрытия СТ при ремонте. По всем 146 тестам АРГ разработанная программа показала полное совпадение с референсным мнением экспертов, что позволяет судить о надежности разработанных в программе математических моделей и алгоритмов.

Таблица 5.5 – Результаты тестирования программы

Дата	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	CO2	Сост- ояние	Тип деф
26.10.94	0,00472	0,00274	0,00285	0,00001	0,00000	0,015	0,035	н	-
13.11.95	0,00328	0,00126	0,00224	0,00061	0,00005	0,015	0,018	н	-
20.05.96	0,00098	0,00104	0,00215	0,00009	0,00002	0,021	0,034	н	-
01.04.97	0,00024	0,00319	0,00156	0,00018	0,00005	0,024	0,094	н	-
30.10.97	0,00012	0,00246	0,00161	0,00096	0,00005	0,030	0,090	н	-
04.06.98	0,00010	0,00376	0,00180	0,00129	0,00005	0,045	0,130	н	-
15.06.98	0,00001	0,00373	0,00183	0,00130	0,00006	0,036	0,102	н	-
13.07.98	0,00001	0,00373	0,00179	0,00128	0,00005	0,038	0,104	н	-
29.07.98	0,00001	0,00177	0,00125	0,00109	0,00000	0,002	0,027	н	-
28.12.98	0,00001	0,00306	0,00427	0,00100	0,00001	0,010	0,083	н	-
20.05.99	0,00001	0,00320	0,00493	0,00166	0,00001	0,011	0,078	н	-
09.08.99	0,00077	0,00232	0,00269	0,00105	0,00001	0,011	0,059	н	-
20.12.99	0,00001	0,00172	0,00175	0,00122	0,00005	0,025	0,022	н	-
08.2000	0,00001	0,00162	0,00167	0,00099	0,00001	0,020	0,030	н	-
12.2000	0,00009	0,00099	0,00132	0,00070	0,00001	0,021	0,049	н	-
08.01	0,00026	0,00199	0,00207	0,00093	0,00001	0,024	0,060	н	-
13.12.01	0,00043	0,00125	0,00156	0,00450	0,00056	0,005	0,025	н	-
18.03.02	0,00000	0,00458	0,00350	0,00300	0,00000	0,021	0,212	н	-
24.06.02	0,00003	0,00419	0,00244	0,00197	0,00001	0,020	0,096	н	-
28.11.02	0,00030	0,00248	0,00204	0,00149	0,00020	0,009	0,073	н	-
23.06.03	0,00017	0,00505	0,00238	0,00237	0,00001	0,010	0,078	н	-
18.11.03	0,00021	0,00835	0,00499	0,00513	0,00007	0,021	0,192	д	T1
18.12.03	0,00063	0,00768	0,00231	0,00426	0,00001	0,033	0,216	н	-

Продолжение таблицы 5.5

15.01.04	0,00022	0,00554	0,00325	0,00097	0,00001	0,042	0,305	Н	-
09.03.04	0,00096	0,00582	0,00242	0,00268	0,00016	0,015	0,190	Н	-
15.06.04	0,00026	0,00819	0,00338	0,00364	0,00010	0,033	0,252	Н	-
16.11.04	0,00027	0,00363	0,00174	0,00197	0,00001	0,021	0,209	Н	-
04.07.05	0,00016	0,00685	0,00316	0,00107	0,00001	0,034	0,271	Н	-
16.11.05	0,00043	0,00687	0,00495	0,00160	0,00024	0,027	0,143	Н	-
21.06.06	0,01110	0,01001	0,01006	0,00379	0,00106	0,029	0,195	Д	DT
26.06.06	0,00148	0,01004	0,01037	0,00422	0,00104	0,027	0,193	Д	DT
30.06.06	0,00180	0,01001	0,01116	0,00431	0,00119	0,029	0,229	Д	DT
06.07.06	0,00181	0,01347	0,01511	0,00466	0,00193	0,033	0,237	Д	DT
10.07.06	0,00222	0,01860	0,01545	0,00621	0,00316	0,033	0,285	Д	DT
12.07.06	0,00225	0,01332	0,01536	0,00368	0,00311	0,028	0,273	Д	DT
14.07.06	0,00191	0,00727	0,00915	0,00332	0,00247	0,017	0,191	Д	DT
18.07.06	0,00090	0,00604	0,00725	0,00210	0,00213	0,017	0,184	Д	DT
31.07.06	0,00336	0,02200	0,02642	0,01120	0,00196	0,036	0,315	Д	T3
03.08.06	0,00345	0,02080	0,02701	0,00564	0,00124	0,038	0,325	Д	T3
23.08.06	0,00115	0,00372	0,00875	0,00370	0,00027	0,004	0,113	Н	-
26.08.06	0,00066	0,00326	0,00620	0,00282	0,00010	0,007	0,048	Н	-
28.08.06	0,00069	0,00517	0,00697	0,00311	0,00029	0,007	0,053	Н	-
07.09.06	0,00095	0,00261	0,00680	0,00134	0,00093	0,005	0,056	Н	-
18.09.06	0,00366	0,00109	0,02158	0,00402	0,00144	0,007	0,107	Д	T3
19.09.06	0,00337	0,01156	0,02233	0,00593	0,00185	0,010	0,137	Д	T3
21.09.06	0,01758	0,01223	0,02851	0,00667	0,00235	0,007	0,119	Д	T3
25.09.06	0,01071	0,01395	0,03208	0,00709	0,00319	0,003	0,087	Д	T3
28.09.06	0,00885	0,01663	0,04092	0,00770	0,00341	0,003	0,089	Д	T3
05.10.06	0,01728	0,01907	0,04352	0,00737	0,00357	0,003	0,092	Д	T3
12.10.06	0,02035	0,02856	0,08278	0,01095	0,00352	0,005	0,161	Д	T3
16.10.06	0,02727	0,04393	0,11110	0,01356	0,00356	0,008	0,166	Д	T3
19.10.06	0,02358	0,04439	0,11400	0,01599	0,00362	0,008	0,166	Д	T3
23.10.06	0,02654	0,05077	0,12360	0,01649	0,00379	0,010	0,164	Д	T3
26.10.06	0,02998	0,05159	0,12570	0,01827	0,00496	0,014	0,159	Д	T3
01.11.06	0,00000	0,00000	0,00500	0,00382	0,00043	0,000	0,005	Н	-
06.11.06	0,00107	0,00509	0,00936	0,00388	0,00185	0,001	0,019	Д	T3
07.11.06	0,00000	0,00065	0,00359	0,00011	0,00021	0,000	0,011	Н	-
09.11.06	0,00011	0,00123	0,00567	0,00005	0,00054	0,000	0,008	Н	-
10.11.06	0,00027	0,00315	0,00617	0,00202	0,00097	0,000	0,008	Н	-
12.11.06	0,00019	0,00193	0,00482	0,00166	0,00071	0,000	0,012	Н	-
13.11.06	0,00060	0,00140	0,00586	0,00247	0,00091	0,001	0,010	Н	-
16.11.06	0,00076	0,00193	0,00564	0,00238	0,00079	0,001	0,013	Н	-
23.11.06	0,00071	0,00110	0,00510	0,00195	0,00064	0,001	0,011	Н	-
30.11.06	0,00085	0,00202	0,00605	0,00214	0,00066	0,001	0,019	Н	-
01.12.06	0,00100	0,00359	0,00620	0,00220	0,00068	0,010	0,020	Н	-
11.12.06	0,00129	0,00370	0,00633	0,00219	0,00070	0,010	0,027	Н	-
14.12.06	0,00133	0,00371	0,00627	0,00201	0,00067	0,001	0,022	Н	-
21.12.06	0,00199	0,00392	0,00729	0,00202	0,00078	0,002	0,035	Н	-
28.12.06	0,00174	0,00386	0,00735	0,00230	0,00168	0,002	0,029	Д	T3
08.01.07	0,00116	0,00206	0,00450	0,00196	0,00097	0,001	0,019	Н	-
25.01.07	0,00125	0,00322	0,00497	0,00205	0,00154	0,001	0,026	Д	DT
26.02.07	0,00129	0,03290	0,00499	0,00207	0,00151	0,001	0,024	Д	T1
02.04.07	0,00843	0,00390	0,00669	0,00330	0,00177	0,004	0,029	Д	T3
10.04.07	0,00842	0,00401	0,00754	0,00373	0,00171	0,005	0,028	Д	T3
24.04.07	0,00812	0,00395	0,00822	0,00310	0,00097	0,004	0,025	Н	-
13.06.07	0,00431	0,00812	0,02353	0,00348	0,00107	0,012	0,077	Д	T3
19.06.07	0,00471	0,00978	0,02570	0,00589	0,00178	0,012	0,072	Д	T3

Продолжение таблицы 5.5

22.06.07	0,00469	0,01027	0,02595	0,00535	0,00172	0,011	0,069	Д	T3
29.06.07	0,00287	0,00515	0,01549	0,00205	0,00056	0,009	0,064	Д	T3
09.07.07	0,00211	0,00242	0,01125	0,00087	0,00034	0,007	0,033	Д	T3
10.07.07	0,00319	0,00259	0,01570	0,00256	0,00121	0,024	0,084	Д	T3
12.07.07	0,00320	0,00222	0,01155	0,00158	0,00034	0,021	0,088	Д	T3
16.07.07	0,00352	0,00230	0,01201	0,00177	0,00055	0,021	0,093	Д	T3
13.09.07	0,00682	0,02117	0,02294	0,00867	0,00409	0,020	0,091	Д	DT
14.09.07	0,00567	0,02333	0,03116	0,00846	0,00365	0,020	0,090	Д	T3
17.09.07	0,00822	0,00947	0,02905	0,00789	0,00195	0,021	0,091	Д	T3
20.09.07	0,00980	0,01015	0,02471	0,00618	0,00197	0,015	0,109	Д	T3
28.09.07	0,01026	0,01084	0,02880	0,00546	0,00165	0,018	0,097	Д	T3
05.10.07	0,00201	0,00447	0,01542	0,00181	0,00046	0,005	0,027	Д	T3
12.10.07	0,00498	0,01176	0,02974	0,00464	0,00064	0,018	0,299	Д	T3
14.10.07	0,00287	0,01148	0,03016	0,00439	0,00057	0,009	0,153	Д	T3
17.10.07	0,00392	0,01137	0,02767	0,00482	0,00175	0,006	0,062	Д	T3
19.10.07	0,00473	0,01810	0,04150	0,00810	0,00186	0,010	0,066	Д	T3
24.10.07	0,00332	0,00880	0,01634	0,00489	0,00115	0,006	0,042	Д	T3
29.10.07	0,00302	0,00707	0,01269	0,00251	0,00044	0,006	0,037	Д	T3
04.12.07	0,00100	0,00296	0,00884	0,00110	0,00021	0,002	0,020	Н	-
29.12.07	0,00077	0,00242	0,00739	0,00091	0,00019	0,001	0,014	Н	-
13.02.08	0,00714	0,01783	0,04616	0,00939	0,00210	0,003	0,016	Д	T3
22.02.08	0,00918	0,02316	0,05130	0,01099	0,00290	0,010	0,069	Д	T3
26.02.08	0,00867	0,01988	0,05550	0,01053	0,00278	0,013	0,082	Д	T3
04.03.08	0,01177	0,02788	0,05278	0,01368	0,00281	0,017	0,078	Д	T3
06.03.08	0,00700	0,02521	0,05064	0,00946	0,00243	0,012	0,095	Д	T3
17.03.08	0,01120	0,02311	0,04922	0,00911	0,00211	0,013	0,102	Д	T3
10.04.08	0,01055	0,03139	0,06199	0,01192	0,00231	0,015	0,107	Д	T3
25.04.08	0,00815	0,02104	0,04867	0,00958	0,00186	0,013	0,102	Д	T3
01.09.08	0,00340	0,01479	0,03975	0,00559	0,00045	0,008	0,052	Д	T3
08.09.08	0,00339	0,01437	0,03916	0,00400	0,00042	0,010	0,041	Д	T3
10.09.08	0,00001	0,00043	0,00329	0,00040	0,00001	0,002	0,011	Н	-
19.09.08	0,00001	0,00001	0,00199	0,00036	0,00001	0,002	0,015	Н	-
22.09.08	0,00068	0,00245	0,00775	0,00148	0,00064	0,002	0,017	Н	-
30.09.08	0,00144	0,00377	0,01156	0,00158	0,00048	0,077	0,174	Д	T3
09.10.08	0,00001	0,00652	0,01549	0,00050	0,00056	0,004	0,043	Д	T3
30.10.08	0,00032	0,00449	0,01273	0,00159	0,00060	0,002	0,031	Д	T3
17.11.08	0,00036	0,00410	0,03269	0,00176	0,00016	0,002	0,077	Д	T3
17.12.08	0,00357	0,00913	0,05849	0,00288	0,00063	0,018	0,179	Д	T3
26.01.09	0,00383	0,01234	0,05882	0,00287	0,00059	0,016	0,132	Д	T3
24.02.09	0,00316	0,01480	0,05869	0,00314	0,00052	0,023	0,202	Д	T3
12.03.09	0,00300	0,01630	0,05949	0,00310	0,00050	0,024	0,193	Д	T3
20.04.09	0,00199	0,01528	0,05749	0,00312	0,00043	0,023	0,173	Д	T3
24.06.09	0,00242	0,01124	0,04909	0,00219	0,00027	0,016	0,018	Д	T3
26.08.09	0,00239	0,02239	0,07384	0,00400	0,00031	0,034	0,228	Д	T3
22.09.09	0,00173	0,02518	0,08389	0,00463	0,00030	0,042	0,266	Д	T3
19.11.09	0,01217	0,02520	0,08410	0,00594	0,00041	0,034	0,351	Д	T3
28.12.09	0,00885	0,02635	0,05312	0,00612	0,00089	0,038	0,390	Д	T3
29.01.10	0,00774	0,02477	0,04889	0,00549	0,00073	0,036	0,351	Д	T3
04.03.10	0,00335	0,02668	0,05200	0,00603	0,00062	0,040	0,391	Д	T3
01.04.10	0,00247	0,01762	0,03471	0,00495	0,00036	0,035	0,215	Д	T3
22.06.10	0,00153	0,02319	0,04668	0,00589	0,00031	0,036	0,431	Д	T3
16.08.10	0,00097	0,02774	0,05484	0,00675	0,00026	0,045	0,548	Д	T3
02.12.10	0,00081	0,01315	0,02899	0,00526	0,00000	0,026	0,187	Д	T3
11.03.11	0,00166	0,02008	0,01981	0,00540	0,00018	0,024	0,206	Д	T2

Продолжение таблицы 5.5

22.04.11	0,00206	0,01468	0,02398	0,00738	0,00031	0,032	0,200	Д	Т3
05.06.11	0,00159	0,01479	0,02571	0,00340	0,00014	0,037	0,243	Д	Т3
26.09.11	0,00040	0,01699	0,03166	0,00668	0,00008	0,040	0,254	Д	Т3
11.11.11	0,00085	0,01557	0,03172	0,00822	0,00012	0,036	0,214	Д	Т3
12.01.12	0,00091	0,01601	0,03200	0,00881	0,00017	0,041	0,249	Д	Т3
26.04.12	0,00267	0,02301	0,05626	0,01630	0,00127	0,046	0,274	Д	Т3
29.05.12	0,00147	0,01684	0,03800	0,00809	0,00022	0,042	0,260	Д	Т3
31.07.12	0,00176	0,06492	0,12528	0,01935	0,00070	0,163	0,926	Д	Т3
14.08.12	0,00145	0,07340	0,13987	0,02276	0,00058	0,186	1 030	Д	Т3
15.11.12	0,00126	0,03900	0,06202	0,00834	0,00000	0,087	0,412	Д	Т3

Следующие данные были взяты из результатов исследований, опубликованных в работах [114] и [77] и индексируемых в наукометрических базах Web of Science и Scopus. Сравнение оценок, полученных в [114] и по разработанной программе показало, что результаты соответствуют результатам исследования [114] на 100%, а исследования [77] на 98%. Это еще раз подчеркивает надежность программы и достоверность полученных результатов, как показано в таблицах 5.6 и 5.7.

Таблица 5.6 – Сравнение результатов программы и исследования [114]

N	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	Результаты исследования [114]	Результаты программы
1	1	27	4	49	1	53	T	T1
2	107	143	222	34	2	193	T	T3
3	305	100	161	33	541	44	D	D1
4	127	3450	1390	52	8	483	T	T2
5	32930	2397	0	157	0	313	PD	PD
6	194	602	579	204	1.8	75	T	T2
7	133	211	384	66	1.9	411	T	T3
8	7	0	0	0	6	104	D	D1
9	12	21	9	3	0	484	T	T2
10	42	65	12	105	0	515	T	T1

Таблица 5.7 – Сравнение результатов программы и исследования [77]

N	H2	C2H4	CH4	C2H2	C2H6	Результаты исследования [77]	Результаты программы
1	19.3	19	103	0.6	159	T1	T1
2	497	151	230	122	51	D2	D2
3	615	102	200	68	42	D2	D2
4	594	130	230	102	44	D2	D2
5	27	2.4	30	0.1	23	T1	T1
6	38	28	55	0.1	22	T2	T2
7	30	4.1	22	0.1	14	T1	T1
8	23	10	63	0.3	54	T1	T1

Продолжение таблицы 5.7.

9	2.9	0.3	2	0.1	1.5	DT	DT
10	4	4.2	99	0.1	82	T1	T1
11	56	928	286	7	96	T3	T3
12	78	353	161	10	86	T3	T3
13	21	47	34	62	5	D2	D2
14	50	305	100	9	51	T3	T3
15	120	23	17	4	32	D1	T3
16	172	812	335	37.8	171	T3	T3
17	181	28	262	0.1	41	T1	T1
18	27	63	90	0.2	42	T2	T2
19	160	96	130	0.1	33	T2	T2
20	180	50	175	4	75	T2	T2
21	<5	11	42	<0.5	38	T2	T2
22	8	12	42	<0.5	28	T2	T2
23	7	12	44	<0.5	28	T2	T2
24	9	11	46	<0.5	26	T1	T1
25	<5	2	3	<0.5	3	DT	DT
26	7	65	25	62	8	D2	D2
27	<5	7	5	<0.5	5	T3	T3
28	<5	13	6	<0.5	4	T3	T3
29	<5	13	11	<0.5	17	T3	T3
30	<5	30	11	<0.5	12	T3	T3
31	<5	25	51	<0.5	45	T2	T2
32	<5	10	50	<0.5	59	T1	T1
33	<5	13	5	<0.5	5	T3	T3
34	<6	15	65	<0.5	68	T1	T1
35	<5	11	51	<0.5	85	T1	T1
36	<5	12	52	<0.5	54	T1	T1
37	<5	8	6	<0.5	4	T3	T3
38	41	110	45	147	11	D2	D2
39	<5	7	10	<0.5	6	T2	T2
40	<5	9	7	<0.5	3	T3	T3
41	<5	8	11	<0.5	4	T2	T2
42	<5	7	8	<0.5	4	T2	T2
43	<5	7	4	<0.5	5	T3	T3
44	<5	11	<1	<0.5	10	T3	T3
45	<5	7	5	<0.5	5	T3	T3
46	505	817	256	881	82	D2	D2
47	5	10	87	<0.5	351	T1	T1
48	5	33	136	<0.5	1105	T1	T1
49	<5	21	113	<0.5	750	T1	T1
50	<5	12	18	<0.5	16	T2	T2

Процент совпадения с таблицей 5.7 составил 98%, разница в образце масла № 15. Результат, полученный по разработанной программе, указал на наличие в СТ теплового дефекта, а результат исследование [77] указал на дефект электрического характера. Для уточнения правильного результата в

диссертации был выполнен контрольный расчет по методике треугольника Дюваля вручную. Результат контрольного расчета показал правильность результата, полученного по разработанной программе. Как показано в ручном расчете и на рисунке 5.27 ($CH_4=17$, $C_2H_4=23$, $C_2H_2=4$; $SUM=44$; $CH_4\%=17/44=38.6\%$; $C_2H_4\%=23/44=52.3\%$; $C_2H_2\%=4/44=9.1\%$).

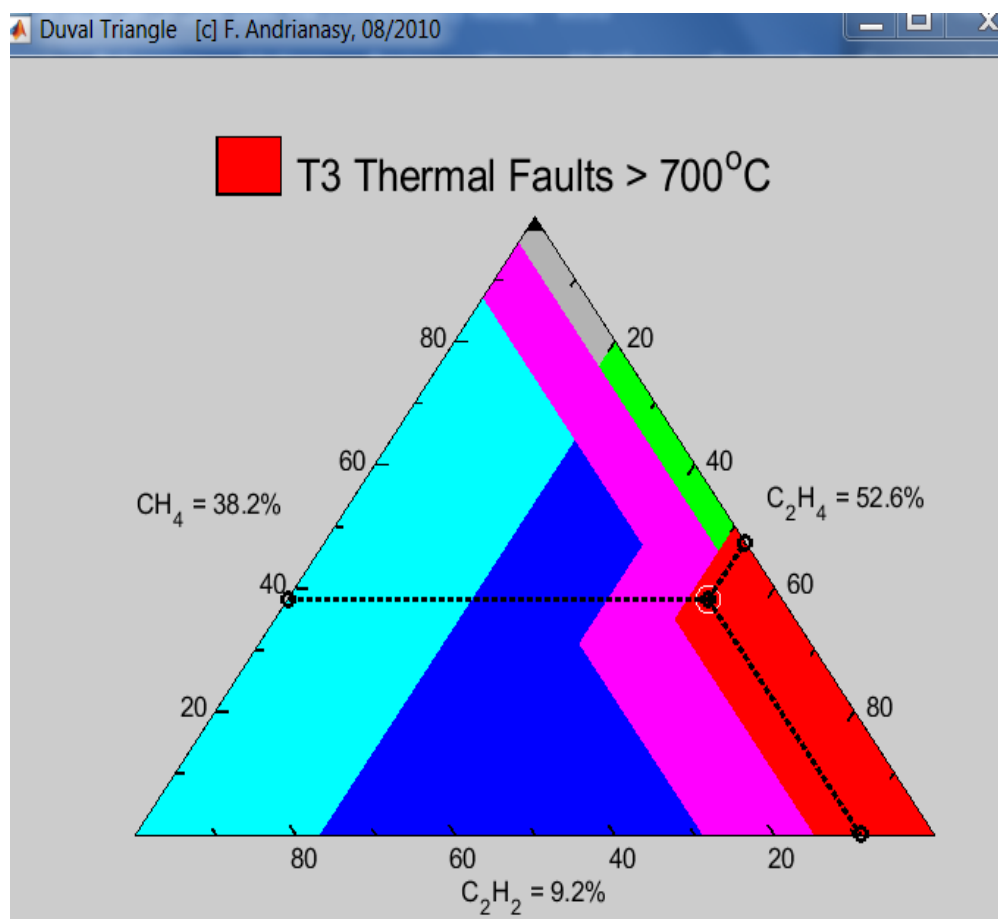


Рисунок 5.27 – Результаты контрольного расчета по МТД

Выводы по главе 5

1. Современные тренды в мировой и Российской электроэнергетике связаны с цифровой трансформацией отрасли и переходом объектов и процессов передачи и распределения электроэнергии к прогрессивным технологиям анализа больших данных, предиктивной аналитики и т.п. Это неизбежно стимулирует создание программно-аппаратных комплексов для диагностики и управления техническим состоянием электрооборудования на

основе процедур экспертной оценки и методов искусственного интеллекта. В данной главе автор представил разработанный в результате многолетних исследований прикладной программный продукт для распознавания дефектов в маслонаполненном трансформаторном оборудовании электрических станций и электросетевых подстанций на основе моделей Байесовской классификации и математического аппарата нечеткой логики в качестве экспертной системы для прогнозирования неисправностей.

2. Программа предназначена для автоматизации процесса оценки технического состояния маслонаполненных трансформаторов 110 кВ и выше. В качестве входной информации используется ретроспектива протоколов анализа растворенных газов в масле единичного трансформатора или группы однотипных трансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики (электростанциях, электросетевых подстанциях). В качестве выходной информации программа формирует отчет о текущем техническом состоянии каждого единичного трансформатора, а также рекомендации о необходимости (целесообразности) проведения оперативных либо плановых мероприятий для поддержания (восстановления) его надежной эксплуатации. Средой разработки программы и рабочих интерфейсов служит платформа LabVIEW для Microsoft Windows. Программные модули выполнены с применением графического языка «G», что обеспечивает блочную структуру программы и высокий уровень визуализации вычислительного процесса.

3. Тестирование разработанной программы, прежде всего, было произведено на базе оригинальных расчетов по обработке 146 протоколов АРГ блочного трансформатора 220 кВ Новосибирской ТЭЦ-5. Результаты оценок, полученные с помощью программы, полностью подтверждены экспертными заключениями специалистов по эксплуатации и протоколам испытаний (вскрытия) СТ. Это демонстрирует высокую точность программы интерпретации результатов АРГ трансформаторов при оценке и прогнозировании их технического состояния.

4. Тестирование программы и верификация заложенных в нее моделей и

алгоритмов также выполнялись путем сравнения по данным протоколов АРТ, взятым из публикаций [114], [77], индексируемых в наукометрических базах Web of Science и Scopus. Результаты сравнения показали безукоризненно высокий процент совпадения диагностических оценок. Так, например, 100% совпадение наблюдается в сравнении результатов программы с исследованием [114] и 98% совпадение с исследованием [77]. Для выяснения спорного результата по образцу № 15 в таблице 4.11 был выполнен дополнительный контрольный расчет по методике треугольника Дюваля вручную. Ручной расчет показал, что в исследовании [77], которое указывает на электрический дефект (D1) в СТ (образец №15), содержится ошибка. В то же время тестируемая программа указывает на наличие в СТ дефекта термического характера (ТЗ), что согласуется с результатом контрольного расчета. Это еще раз доказывает надежность программы и достоверность результатов при оценке технического состояния МНТО.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Современные задачи эффективной диагностики маслonaполненного трансформаторного оборудования не ограничиваются: выбором комплекса информативных контролируемых параметров, качественным их измерением в условиях эксплуатации и достоверной интерпретацией полученных результатов. Благодаря цифровой трансформации электроэнергетики эти задачи получают значительное расширение в направлении: рационального сочетания методов on-line и off-line мониторинга СТ энергообъектов, включая технологии удаленного мониторинга, интегральной оценки состояния и прогнозирования отказа и остаточного эксплуатационного ресурса СТ, формирования математических моделей предиктивной аналитики на основе методов искусственного интеллекта и машинного обучения, разработки систем принятия решений и выбора эффективных эксплуатационных воздействий.

2. Существующие объективные ограничения при формулировке и решении перечисленных задач, в частности, отсутствие технической возможности применения многокомпонентного диагностирования в режиме on-line мониторинга, с одной стороны затрудняют разработку моделей оперативной и предиктивной оценки технического состояния СТ и требует дополнительных исследований, а с другой, подчеркивают неочевидность подходов по созданию универсальных многокомпонентных моделей на единой аппаратно-алгоритмической платформе. Диссертационное исследование направлено на устранение указанного ограничения с помощью развития адаптационных свойств однокомпонентных диагностических моделей трансформаторного оборудования ЭЭС и их интеграции с моделями оценки их остаточного эксплуатационного ресурса.

3. На основе аналитического обзора открытых источников информации выполнен сравнительный анализ современных методов и моделей для оценки технического состояния и остаточного эксплуатационного ресурса маслonaполненного трансформаторного оборудования. В результате проведенного анализа обоснована целесообразность и сформулированы задачи

разработки и совершенствования однокомпонентных моделей локальной функциональной направленности. Так для задач оперативной оценки технического состояния СТ с возможностью адаптации к изменению значимых эксплуатационных факторов наиболее предпочтительны «медленные» модели статистической классификации и распознавания образов на основе Байесовских решений. Для предиктивной оценки остаточного эксплуатационного ресурса наиболее предпочтительны «быстрые» вычислительные модели на основе линейной либо полиномиальной аппроксимации.

4. Проведенное технико-экономическое обоснование подтверждает эффективность моделей предиктивной оценки технического состояния СТ на основе метода анализа растворенных в масле газов в составе системы удаленного мониторинга группы трансформаторов контролируемого района распределительной электрической сети. Предложенный автором индекс «диагностической ценности» методов контроля параметров состояния СТ служит количественной мерой для сравнения и ранжирования методов в составе системы удаленного мониторинга трансформаторов.

5. Разработаны цифровые модели и алгоритмы предиктивной аналитики типа развивающихся дефектов в СТ по АРГ, основанные на теории нечетких множеств, нечеткой логики и нечеткого логического вывода. Разработанные модели и алгоритмы реализуют возможность повышения достоверности диагностических оценок за счет вариативности наиболее прогрессивных методов интерпретации результатов АРГ (ИЕС, отношений Дорненбурга, треугольника Дюваля), а также их комплексного применения. Проведенные исследования по тестированию моделей на ряде контрольных примеров подтвердили высокую степень достоверности полученных диагностических оценок.

6. Выполнено совершенствование базовых моделей для управления состоянием СТ на основе метода статистической Байесовской классификации, которое затрагивает усиление свойств адаптивности и достоверности. Актуализированы этапы базовой методики формирования предиктивных

статистических моделей оценки состояния СТ. Подтверждена состоятельность и достаточность сформулированной комплексной методики формирования адаптивных статистических моделей оперативной оценки технического состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования на примере контрольной группы из 18 СТ 110 кВ района распределительной электрической сети. Проведенными исследованиями установлено, что статистические распределения признака в каждом из классов состояний являются двухпараметрическими и подчиняются одному из законов: нормальному, логарифмически-нормальному, гамма. Это открывает ряд возможностей для проявления существенных преимуществ Байесовского классификатора при формировании границы раздела дихотомии классов состояний СТ. Одним из неочевидных для повышения достоверности диагностических оценок достоинств статистического Байесовского классификатора, основанного на отношении правдоподобия, является возможность минимизации суммарной ошибки распознавания дефектов в ЭО. Сформированы практические требования к настройке моделей с использованием настроечных функций, обеспечивающих максимальную их достоверность в условиях изменения количества и состава контролируемых диагностических параметров.

7. Разработан прикладной программный продукт для распознавания дефектов в маслонаполненном трансформаторном оборудовании электрических станций и электросетевых подстанций на основе моделей Байесовской классификации и математического аппарата нечеткой логики в качестве экспертной системы для прогнозирования неисправностей. Программа предназначена для автоматизации процесса оценки технического состояния маслонаполненных трансформаторов 110 кВ и выше и составляет ядро разрабатываемой системы информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации СТ. Тестирование программы на ряде известных и альтернативных примеров продемонстрировало ее надежность и достоверность получаемых результатов при оценке технического состояния МНТО.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЭЭС – электроэнергетическая система

МНТО – маслонаполненное трансформаторное оборудование

СТ – силовой трансформатор

ФУ – функциональный узел

ИТС – индекс технического состояния

АРГ – анализ растворенных газов

ФХА – физико-химический анализ масла

ВВИ – высоковольтные испытания

ТВК – тепловизионный контроль

АЧХ – анализ частотной характеристики

ЧР – анализ частичных разрядов

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт

КР – капитальный ремонт

ТР – текущий ремонт

ТО – техническое обслуживание

ИИ – искусственный интеллект

ИНС – искусственные нейронные сети

ЭС – экспертные системы

СУМиД – система удаленного мониторинга и диагностики

ИАС – информационно-аналитическая система

СППР – система поддержки принятия решений

СДМ – система диагностического on-line мониторинга

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правиков, Д. И. Прогностика и предиктивная аналитика технических систем как элемент технологической безопасности. Новые подходы / Д. И. Правиков, О. О. Тихоненко, А. Ю. Щербаков. – Текст : непосредственный // Вестник современных цифровых технологий. – 2020. – № 3. – С. 22–30.
2. Липатов, М. Первый в России комплекс предиктивной аналитики для энергетического и промышленного оборудования / М. Липатов. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 3 (49). – С. 82–83.
3. Давиденко, И. В. Определение периодичности контроля параметров для надежной, эффективной оценки состояния силовых трансформаторов в эксплуатации / И. В. Давиденко, А. Н. Мойсейченков, К. В. Овчинников. – Текст : непосредственный // Энергоэксперт. – 2019. – № 4 (72). – С. 50–54.
4. Predictive Analytics Usage for Power Transformer Operating Costs Optimization / I. V. Davidenko, A. N. Moiseichenkov, I. V. Malygin, K. V. Ovchinnikov. – Текст : непосредственный // IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). – 2020. – P. 1198–1203.
5. Yahya, A. A. Support for decision-making to ensure reliable operation of transformers as part of a responsible power facility / A. A. Yahya, V. M. Levin. – Текст : электронный // International multi-conference on industrial engineering and modern technologies (FarEastCon) : [proc.], Vladivostok, 6–9 Oct. 2020. – Vladivostok : IEEE, 2020. – 6 p. – URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9271626>. – Title from screen – DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271626.
6. Обходский, А. В. Классификация неисправностей силового трансформатора при помощи нейронных сетей. в сборнике: молодежь и современные информационные технологии / А. В. Обходский, Е. В. Ефремов, А. С. Попов. – Текст : непосредственный // Молодежь и современные информационные технологии : сб. тр. XVII междунар. науч.-практ. конф.

студентов, аспирантов и молодых учёных, 17-20 февраля 2020 г., г. Томск. – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – С. 177–178.

7. Хальясмаа, А. И. Машинное обучение как инструмент повышения эффективности управления жизненным циклом высоковольтного электрооборудования / А. И. Хальясмаа. – Текст : непосредственный // Вестник Иркут. гос. техн. ун-та. – Иркутск, 2020. – Т. 24, № 5 (154). – С. 1093–1104.

8. Высогорец, С. П. Разработка новых методов и алгоритма оценки качества эксплуатационных масел силовых трансформаторов напряжением 35 - 110 кВ : специальность 05.14.12 «Техника высоких напряжений» : дис. на соискание ученой степени кандидата техн. наук / С. П. Высогорец ; Санкт-Петербургский гос. политехн. ун-т. – Санкт-Петербург, 2012. – 260 с. – Текст : непосредственный.

9. Высогорец, С. П. Прогнозирование остаточного ресурса масел силовых трансформаторов на основе анализа качества жидкого диэлектрика / С. П. Высогорец. – Текст : непосредственный // Надежность и безопасность энергетики. – 2016. – № 1 (32). – С. 50–54.

10. Давыдовский, А. Г. Математическое моделирование влияния космо-гелио-геофизических факторов на безопасность надежность энергетических инфраструктур / А. Г. Давыдовский. – Текст : непосредственный // European Journal of Technical and Natural Sciences. – Vienna, 2018. – № 2. – С. 47–51.

11. Незевак, В. Л. Совершенствование модели влияния параметров графика движения поездов на тяговое электропотребление на участках постоянного и переменного тока с i-м и ii-м типом профиля пути при помощи регрессионных моделей и нейронных сетей / В. Л. Незевак. – Текст : непосредственный // Вестник транспорта Поволжья. – 2017. – № 6 (66). – С. 34–44.

12. Продление ресурса масляных трансформаторов с длительным сроком эксплуатации / О. О. Кривоконева, Р. И. Кудояров, Е. Ю. Мавлекаев [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Южно-Уральского гос. ун-та. Серия: Энергетика. – 2017. – Т. 17, № 3. – С. 60–66.

13. Совершенствование хроматографического метода оценки технического состояния силовых масляных трансформаторов / М. Г. Баширов, А. С. Хисматуллин, Л. М. Салиева, И. Ф. Зайнакова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 10, Ч. 2. – С. 233–237.

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

15. Яхья, А. А. Байесовский классификатор как средство повышения эффективности распознавания дефектов в силовых трансформаторах / А. А. Яхья, В. М. Левин. – Текст : непосредственный // Изв. высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – Т. 21, № 6. – С. 11–18.

16. Хлыстиков, А. В. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов / А. В. Хлыстиков, И. В. Игнатъев. – Текст : непосредственный // Системы. Методы. Технологии. – 2013. – № 3 (19). – С. 117–120.

17. Баширов, М. Г. Повышение надежности и безопасности эксплуатации силовых маслонаполненных трансформаторов / М. Г. Баширов, А. С. Хисматуллин, И. В. Прахов. – Текст : непосредственный // Безопасность в техносфере. – 2018. – Т. 7, № 2. – С. 15–21.

18. Сартисон, А. А. Надёжность работы силовых трансформаторов предприятий агропромышленного комплекса и сельских потребителей / А. А. Сартисон, А. Х. Сартисон. – Текст : непосредственный // Изв. международной академии аграрного образования. – 2015. – № 21. – С. 32–36.

19. Василевский, В. В. Оценка расхода ресурса бумажной изоляции силового маслонаполненного трансформатора с помощью уточненной формулы интеграла старения / В. В. Василевский. – Текст : непосредственный // Электротехника и электромеханика. – 2015. – Вып. 1. – С. 23–28.

20. Тихомиров, П. М. Расчет трансформаторов : учеб. пособие для

студентов электротехн. и электромехан. специальностей вузов / П. М. Тихомиров. – 6-е изд., стер. – Москва : Альянс, 2009. – 526, [1] с. : ил., табл.; 21 см. – Текст : непосредственный.

21. Славинский, А. З. Российские высоковольтные вводы: более 80 лет истории / А. З. Славинский, К. Г. Сипилкин, Ю. В. Никитин. – Текст : непосредственный // Электрические станции. – 2015. – № 2 (1003). – С. 70–74.

22. Голоднов, Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю. М. Голоднов. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 88 с. – Текст : непосредственный.

23. . Развитие технологий устройств регулирования напряжения силового трансформатора / Ю. В. Коновалов, Л. А. Наумова, И. К. Присянников, В. Б. Баранов. – Текст : непосредственный // Современные технологии и научно-технический прогресс. – 2019. – № 1. – С. 234–235.

24. Лавров, А. Г. Анализ режимов регулирования вторичного напряжения трансформаторов с устройствами РПН / А. Г. Лавров, Е. Н. Попов. – Текст : непосредственный // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2017. – № 5. – С. 53–58.

25. Harlow, J. H. Electric power transformer engineering / J. H. Harlow. – Boca Raton : CRC press, 2003. – 496 p. – Текст : непосредственный.

26. Анализ современных методов и аппаратуры контроля качества трансформаторного масла / Я. М. Кашин, Г. А. Кириллов, А. В. Варенов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Адыгейского гос. ун-та. Серия 4: Естественно-математические и технические науки. – 2017. – №3 (206). – С. 109–121.

27. Бондаренко, В. Е. Анализ традиционной системы оценки состояния трансформаторных масел в баках трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 330 кВ / В. Е. Бондаренко, Н. В. Аулова. – Текст : непосредственный // Вестник НТУ «ХПИ» : сб. науч. тр. – 2010. – № 45. – С. 38–47.

28. International standard IEC60354: Loading guide for oil immersed power transformers. – Second edition 1991-09. – Geneva, Switzerland International

Electrotechnical Commission, 1991. – 11 p. –
URL: https://www.saiglobal.com/pdftemp/previews/osh/iec/iec60000/60300/iec60354%7Bed2.0%7Den_d.img.pdf (дата обращения: 12.11.2021). – Текст : электронный.

29. IEEE Std C57.91-1995(R2004) (Revision of IEEE Std C57.91-1981, IEEE Std C59.92-1981, and IEEE Std C57.115-1991) IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers: Approved 21 December 2004 American National Standards Institute – New York, USA, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2004. – 108 p. – Текст : непосредственный.

30. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС. – 2001. – 41 с. – Текст : непосредственный.

31. International standard IEC60599: Interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service. – Geneva, Switzerland, International Electrotechnical Commission Standard, 1978. – 25 p. – Текст : непосредственный.

32. IEEE Std. C57.104-1991: IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers: Recognized as an American National Standard (ANSI). – New York, USA The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1991. – 36 p. – Текст : непосредственный.

33. Ларин, В. С. Анализ частотных характеристик для локализации коротких замыканий в обмотках трансформаторов / В. С. Ларин. – Текст : непосредственный // Электричество. – 2018. – № 4. – С. 14–25.

34. Волков, А. Ю. Подходы к анализу частотных характеристик для оценки состояния силовых трансформаторов / А. Ю. Волков, В. С. Ларин. – Текст : непосредственный // Энергоэксперт. – 2019. – № 2 (70). – С. 34–38.

35. Мостовой, С. Е. Методика диагностирования силовых трансформаторов на основе оперативного контроля частичных разрядов : специальность 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» : автореф.

дис. на соискание ученой степени кандидата техн. наук / С. Е. Мостовой. – Магнитогорск, 2011. – 34 с. – Текст : непосредственный.

36. Об определении влагосодержания трансформаторного масла титрованием по Карлу Фишеру / А. П. Куликова, О. А. Туранова, В. К. Козлов, А. Н. Туранов. – Текст : непосредственный // Изв. высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – № 11-12. – С. 91–96.

37. Василевский, В. В. Модель динамики влажности в системе "Бумажная изоляция – Трансформаторное масло" в нестационарных тепловых режимах силового трансформатора / В. В. Василевский. – Текст : непосредственный // Електротехніка і електромеханіка. – 2016. – № 13 – С. 17–20.

38. Алексеев, Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б. А. Алексеев. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с. – Текст : непосредственный.

39. Arvind, D. Condition monitoring of power transformer: A review / D. Arvind, S. Khushdeer, K. Deepak. – Текст : непосредственный // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. – 2008. – P. 1–6.

40. H. de Faria Jr. A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis / H. de Faria Jr, J. G. S. Costa, J. L. M. Olivas. – Текст : непосредственный // Renew sustainable energy review. – 2015. – Vol. 46. – P. 201–209.

41. Bakar, N. A. A new method to detect dissolved gases in transformer oil using NIR-IR spectroscopy / N. A. Bakar, A. Abu-Siada. – Текст : непосредственный // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. – 2017. – Vol. 24, № 1. – P. 409–419.

42. Causes of transformer failures and diagnostic methods–A review / Aj. Christina, M. A. Salam, Q. M. Rahman [et al.]. – Текст : непосредственный // Renew sustainable energy review. – 2018. – Vol. 82. – P. 1442–1456.

43. Захаров, О. А. Цифровизация электросетевого комплекса: пути решения или система прогностики и мониторинга / О. А. Захаров. – Текст : электронный // РУМ. Руководящие материалы по проектированию и

эксплуатации электрических сетей. – 2019. – № 3 (587). – URL: <https://prana-system.com/novosti/novosti/cifrovizaciya-elektrosetevogo-kompleksa-puti-resheniya-ili-sistema-prognostiki-i-monitoringa> (дата обращения: 20.05.2021).

44. Смекалов, В. В. Создание программно-технического комплекса для принятия решения о воздействии на электросетевое оборудование с учётом его технического состояния и индекса важности на основе современных методов диагностики и обработки данных / В. В. Смекалов, А. А. Волошин, А. А. Гусарова. – Текст : электронный // РУМ. Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей. – 2019. – № 3 (587). – URL: <https://cis-ees.ru/RUM/eMagazine/Articles/Details/3109> (дата обращения: 17.06.2021).

45. Yahya, A. A. Assessment of the Efficiency of Transformers Technical Condition Monitoring Based on Dissolved Gas Analysis / A. A. Yahya, V. M. Levin. – Текст : непосредственный // J. Sib. Fed. Univ. Eng. Technol. – 2020. – Vol. 13, №. 4. – P. 438–448.

46. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования : справочник / А. И. Ящура. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с. – Текст : непосредственный.

47. Байдюк, А. М. Оценка технического состояния и надежности электрических машин / А. М. Байдюк, Г. В. Комарова. – Текст : непосредственный // Изв. СПбГЭТУ "ЛЭТИ". – 2019. – № 3. – С. 78–84.

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

49. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объемы и нормы испытаний электрооборудования. – Москва : Изд-во ПАО "Россети", 2017. – 262 с. – Текст : непосредственный.

50. Лизунова, С. Д. Силовые трансформаторы : справочная книга / А. К.

Лоханина. – Москва : Энергоиздат, 2004. – 616 с. – Текст : непосредственный.

51. Фукунага, К. Введение в статистическую теорию распознавания образов / К. Факунага. – Москва : Наука, 1979. – 368 с. – Текст : непосредственный.

52. Дуда, Р. Распознавание образов и анализ цен : пер. с англ. / Р. Дуда, П. Харт. – Москва : Мир, 1976. – 511 с. – Текст : непосредственный.

53. Применение методов искусственного интеллекта в задачах технической диагностики электрооборудования электрических систем / В. М. Левин, А. И. Хальясмаа, Дж. С. Ахъёев, В. З. Манусов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2020. – 446 с. – Текст : непосредственный.

54. Яхья, А. А. Совершенствование моделей оценки состояния трансформаторов ГЭС в режиме On-Line мониторинга / А. А. Яхья, К. И. Сагалакова, В. М. Левин. – Текст : непосредственный // Гидроэлектростанции в XXI веке : сб. материалов 5 всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск; Черемушки, 26-27 апр. 2018 г. – Саяногорск : Изд-во Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушен. фил., 2018. – С. 40–47.

55. Рассел, С. Искусственный интеллект: современный подход : пер. с англ. / С. Рассел, П. Норвиг. – 2-е изд. – Москва : Изд. дом "Вильяме", 2006. – 1408 с. – Текст : непосредственный.

56. Фу, К. Последовательные методы в распознавании и обучении машин / К. Фу. — Москва : Наука, 1971. – 256 с. – Текст : непосредственный.

57. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс : пер. с англ. / С. Хайкин. – 2-е изд. – Москва : Изд. дом "Вильяме", 2006. – 1104 с. – Текст : непосредственный.

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

59. Zeng, X. J. Approximation theory of fuzzy systems – MIMO case / X. J. Zeng, M. G. Singh. – Текст : непосредственный // IEEE Trans. Fuzzy Systems. –

1995. – Vol. 3, № 2. – P. 219–235.

60. Sugeno, M. Successive identification of a fuzzy model and its applications to prediction of complex system / M. Sugeno, K. Tanaka. – Текст : непосредственный // Fuzzy Sets and Systems. – 1991. – Vol. 42. – P. 315–334.

61. Борисов, В. В. Нечеткие модели и сети / В. В. Борисов, В. В. Круглов, А. С. Федулов. – 2-е изд., стереотип. – Москва : Горячая линия-Телеком, 2021. – 284 с. – Текст : непосредственный.

62. Леоненков, А. В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / А. В. Леоненков. – Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2003. – 736 с. – Текст : непосредственный.

63. Штовба, С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / С. Д. Штовба. – Москва : Горячая линия-Телеком, 2007. – 288 с. – Текст : непосредственный.

64. Рутковская, М. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / М. Рутковская, М. Пилиньковский, Л. Рутковский. – Москва : Горячая линия-Телеком, 2004. – 269 с. – Текст : непосредственный.

65. Wang, L. X. Generating fuzzy rules by learning from examples / L. X. Wang, J. M. Mendel. – Текст : непосредственный // IEEE Transaction on Systems, Man and Cybernetics. – 1992. – Vol. 22, № 6. – P. 1414–1427.

66. Круглов, В. В. Сравнение алгоритмов Мамдани и Сугэно в задаче аппроксимации функции / В. В. Круглов. – Текст : непосредственный // Нейрокомпьютеры : разработка, применение. – 2003. – № 5. – С. 34–38.

67. Branco, R. J. C. A fuzzy relational identification algorithm and its application to predict the behavior of a motor drive system / R. J. C. Branco, J. A. Dente. – Текст : непосредственный // Fuzzy Sets and Systems. – 2000. – Vol. 109. – P. 343–354.

68. Анализ достоверности распознавания типов дефектов трансформаторов при использовании отношений пар газов и графических образов объектов / О. В. Шутенко, Д. Н. Баклай, Т. А. Острикова, Н. Ю. Мельник. – Текст : непосредственный // Вісник Національного технічного

університету "ХПІ". Сер. : Енергетика: надійність та енергоефективність. – 2013. – № 17. – С. 180–189.

69. International Standard IEC 60567. Oil-filled electrical equipment-Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases-Guidance / Commission Electrotechnique Internationale XB International Electrotechnical Commission = Международная Электротехническая Комиссия. – Third edition. – 2005-06. – URL : https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec60567%7Bed3.0%7Den_d.pdf. – Текст : электронный.

70. Давиденко, И. В. Идентификация дефектов трансформаторов по анализу газов, растворенных в масле / И. В. Давиденко, К. В. Овчинников. – Текст : непосредственный // Электротехника. – 2019. – № 4. – С. 48–54.

71. Овчинников, К. В. Анализ точности методов идентификации вида дефекта трансформатора по результатам АРГ / К. В. Овчинников, И. В. Давиденко. – Текст : непосредственный // Тр. второй науч.-техн. конф. молодых ученых Урал. энергет. ин-та. – Екатеринбург : Изд-во УрФУ, 2017. – С. 273–276.

72. Fault Prediction of Transformer Using Machine Learning and DGA / D. Saravanan, A. Hasan, A. Singh [et al.]. – Текст : непосредственный // IEEE International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON), Galgotias University, Greater Noida, UP, India. Oct. 2-4, 2020. – Greater Noida, UP, India, 2020. – P. 1–5.

73. Poonnoy, N. Fuzzy Logic Approach to Dissolved Gas Analysis for Power Transformer Failure Index and Fault Identification / N. Poonnoy, C. Suwanasri, T. Suwanasri. – Текст : непосредственный // Energies. – 2020. – Vol. 14(1), № 36. – P. 1–17.

74. Irungu, G. K. Application of Dissolved Gas Analysis in Assessing Degree of Healthiness or Faultiness with Fault Identification in Oil-Immersed Equipment / G. K. Irungu, A. O. Akumu. – Текст : непосредственный // Energies. – 2020. – Vol. 13(18). – Article 4770. – P. 1–24.

75. Taha, I. B. M. Transformer fault types and severity class prediction based

on neural pattern-recognition techniques / I. B. M. Taha, S. S. Dessouky, S. S. M. Ghoneim. – Текст : непосредственный // Electric Power Systems Research. – 2021. – Vol. 191. – Article 106899. – P. 1–12.

76. IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers / Sponsor Transformers Committee of the IEEE Power & Energy Society. – New York, USA, 2009. – 45 p. – Текст : непосредственный.

77. Husain, Z. Fuzzy logic expert system for incipient fault diagnosis of power transformers / Z. Husain. – Текст : непосредственный // Int. J. Electr. Eng. Informatics. – 2018. – Vol. 10, № 2. – P. 300–317.

78. Sdood Abd Al-Gbar Hmood AL- Auqaili. A New Fuzzy Logic Approach to Identify Transformer Criticality using Dissolved Gas Analysis : thesis is presented for the Degree of aster of Philosophy / Sdood Abd Al-Gbar Hmood AL- Auqaili. – Department of Electrical and Computer Engineering, 2013. – 88p. – Текст : непосредственный.

79. Гатауллин, А. М. Система мониторинга и диагностирования высоковольтного оборудования на основе анализа статистических параметров ЧР / А. М. Гатауллин, В. Л. Матухин, Б. А. Наумов. – Текст : непосредственный // Изв. высших учебных заведений.. Проблемы энергетики. – 2013. – № 7-8. – С. 19–26.

80. Методы статистического моделирования случайных величин по эмпирическим распределениям / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, Т. К. Рафиева, У. К. Назирова. – Текст : непосредственный // Изв. высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2008. – № 9-10. – С. 112–120.

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

82. Завидей, В. И. Возможности применения тепловизионного контроля для диагностики технического состояния силовых трансформаторов / В. И.

Завидей, В. И. Печенкин, С. В. Каланчин. – Текст : непосредственный // Энергоэксперт. – 2011. – № 6. – С. 64–67.

83. Давиденко, И. В. Идентификация дефектов в трансформаторах 35–500 кВ на основе АРГ / И. В. Давиденко, В. И. Комаров. – Текст : электронный // energoboard. – URL: <http://www.energoboard.ru/articles/720-identifikatsiya-defektov-v-transformatorah-35-500kv-na-osnove-arg.html> (дата обращения: 02.04.2021).

84. Давиденко, И. В. Применение методов математической статистики для получения критериев оценки состояния силовых трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов / И. В. Давиденко, В. И. Комаров. – Текст : непосредственный // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2003. – №1. – С. 37–41.

85. Левин, В. М. Идентификатор состояний маслonaполненного трансформаторного оборудования на основе анализа растворенных газов / В. М. Левин. – Текст : непосредственный // Изв. высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2014. – № 5. – С. 22–26.

86. Давиденко, И. В. Методика получения допустимых и предельно допустимых значений контролируемых параметров маслonaполненного оборудования на основе массива наблюдаемых данных на примере анализа растворенных в масле газов / И. В. Давиденко. – Текст : непосредственный // Электричество. – 2009. – № 6. – С. 10–21.

87. Захаров, А. В. Корреляционные характеристики диагностических параметров газов, растворенных в масле, при нормальном режиме работы трансформатора / А. В. Захаров. – Текст : непосредственный // Новое в российской электроэнергетике. – 2002. – № 1. – С. 36–40.

88. Попов, Г. В. Об оценке состояния силовых трансформаторов по результатам хроматографического анализа / Г. В. Попов. – Текст : непосредственный // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2003. – №3. – С. 36–40.

89. Попов, Г. В. О совершенствовании технологий диагностирования маслonaполненного электротехнического оборудования / Г. В. Попов. – Текст : непосредственный // Новое в российской электроэнергетике. – 2001. – № 7. – С. 28–32.

90. Левин, В. М. Принципы статистической идентификации в задачах диагностирования и мониторинга маслonaполненного оборудования / В. М. Левин. – Текст : непосредственный // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы тр. XX Всероссийской науч.-техн. конф., Томский политехн. ун-т. – Томск : Изд-во Том. политехн.ун-та. – 2014. – Т. I. – С.98–103.

91. Яхья, А. А. Адаптивное управление техническим состоянием силовых трансформаторов / А. А. Яхья, В. М. Левин. – Текст : электронный // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 11. – С. 81–89. – URL: <http://http://www.energo-press.info> (дата обращения: 19.04.2021)

92. Гмурман, В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике / В. Е. Гмурман. – Москва : Высш. школа, 1979. – 400 с. – Текст : непосредственный.

93. Померанцев, А. Метод главных компонент (РСА) : пособие / А. Померанцев.– URL: <http://bourabai.ru/cm/pca.htm> (дата обращения: 5.05.2021). – Текст : электронный.

94. Смоляк, С. А. Устойчивые методы оценивания: (Статистическая обработка неоднородных совокупностей) / С. А. Смоляк, Б. П. Титаренко. – Москва : Статистика, 1980. – 208 с. – Текст : непосредственный.

95. Вапник, В. Н. Теория распознавания образов (Статистические проблемы обучения) / В. Н. Вапник, Ф. Я. Червоненкис. – Москва : Наука, 1974. – 416 с. – Текст : непосредственный.

96. Yahya, A. A. Adaptive management of technical condition of power transformers / V. M. Levin, A. A. Yahya. – Текст : электронный // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2020. – Vol. 10, Is. 4. – P. 3862–3868. – URL: <https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=57215422508> (дата обращения: 16.03.2021). – DOI: 10.11591/ijece.v10i4.pp3862-3868.

97. Мерков, А. Б. Распознавание образов. Введение в методы статистического обучения / А. Б. Мерков. – Москва : URSS, 2019. – 256 с. – Текст : непосредственный.

98. Биргер, И. А. Техническая диагностика / И. А. Биргер. – Москва : Машиностроение, 1978. – 240 с. – Текст : непосредственный.

99. Савчук, В. П. Байесовские методы статистического оценивания: Надежность технических объектов / В. П. Савчук. – Москва : Наука, 1989. – 328 с. – Текст : непосредственный.

100. Методы и средства повышения достоверности ультрафиолетовой диагностики изоляции контактной сети / Ф. Д. Железнов, В. А. Акулов, Ю. И. Плотников [и др.]. – Текст : электронный // ПАНАТЕСТ [сайт]. – URL: www.panatest.ru/static?al=ultrafioletovaja-diagnostika-izoljicii-contaktnoj-seti (дата обращения: 28.08.2020).

101. Повышение достоверности оценки измеряемых параметров технического состояния / М. С. Чернопазов, И. С. Миронов, С. А. Постаногов [и др.]. – Текст : непосредственный // CETERIS PARIBUS : науч. переод. изд. – 2015. – № 3. – С. 24–29.

102. Кузнецова, М. И. Повышение достоверности диагностирования технического состояния газотурбинных установок / М. И. Кузнецова, С. В. Китаев. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – №3. – С. 25–28.

103. Агарков, С. А. Система тепловизионной диагностики электро- и теплоэнергетического оборудования на судах и объектах береговой инфраструктуры / С. А. Агарков, А. Б. Власов, Ю. И. Юдин. – Текст : непосредственный // Вестник Астрах. гос. техн. ун-та. Серия: Морская техника и технология. – 2016. – №3. – С. 66–74.

104. On-line transformer condition monitoring through diagnostics and anomaly detection / V. M. Catterson, S. E. Rudd, S. D. J. McArthur, G. Moss. – Текст : непосредственный // IEEE International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems (ISAP), 8-12 Nov. 2009. – Curitiba, Brazil, 2009. – P.

27–35.

105. Dončuk, J. Condition assessment of power transformer using gas detection methods / J. Dončuk, V. Mentlik, J. Velek. – Текст : электронный // Przegląd Elektrotechniczny. – 2013. – R. 89 NR 1a/2013. – S.164–168. – URL: <http://pe.org.pl/articles/2013/1a/42.pdf> (дата обращения: 20.08.2020)

106. Mirowski, P. Statistical Machine Learning and Dissolved Gas Analysis: a Review / P. Mirowski, Ya. LeCun. – Текст : непосредственный // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2012. – Vol. 27, Is. 4. – P. 1791–1799.

107. Transformer fault diagnosis using continuous sparse auto encoder / L. Wang, X. Zhao, J. Pei, X. Zhao. – Текст : непосредственный // Springer Plus. – 2016. – Vol. 5(1). – Article 448. – P. 1–13.

108. Коваленко, Д. А. Применение корреляционного анализа при активно-тепловой диагностике внутреннего состояния силовых трансформаторов / Д. А. Коваленко, В. И. Завидей, В. И. Печенкин. – Текст : непосредственный // В мире научных публикаций. – 2015. – № 2 (62). – С. 449–464.

109. Прикладная статистика. Классификация и снижение размерности / С. А. Айвазян, В. М. Бухштабер, И. С. Енюков, Л. Д. Мешалкин. – Москва : Финансы и статистика, 1989. – 607 с. – Текст : непосредственный.

110. Puza, V. Bayesian methods for statistical analysis / V. Puza. – Canberra : Australian National University, 2015. – 677 p. – Текст : непосредственный.

111. Методика статистического приемочного контроля на основе байесовского подхода (гипергеометрическое распределение) / С. В. Юдин, В. Б. Протасьев, Р. Ю. Подкопаев, А. С. Юдин. – Текст : непосредственный // Современные наукоемкие технологии. – 2018. – № 10. – С. 161–165.

112. Левин, В. М. Статистическая идентификация дефектов - инструмент интеллектуальной диагностики оборудования / В. М. Левин, А. А. Яхья. – Текст : непосредственный // Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности : материалы всероссийской молодежной науч.-практ. конф. с междунар. участием. 2018. – Омск : Изд-во ОмГУПС. – С. 16–18.

113. Левин, В. М. Идентификация параметров бездефектного состояния маслonaполненных трансформаторов / В. М. Левин, Н. Н. Керимкулов. – Текст : непосредственный // Научный вестник НГТУ. – 2016. – № 4 (65). – С. 194–206.

114. Танфильева, Д. В. Разработка моделей диагностики и оценки состояния силовых маслonaполненных трансформаторов: специальность 05.14.02 «Электростанции и электроэнергетические системы» : дис. на соискание ученой степени кандидата техн. наук / Д. В. Танфильева. – Новосибирск, 2012. – 192 с. – Текст : непосредственный.

115. Duval, M. Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases / M. Duval, A. DePabla. – Текст : непосредственный // IEEE Electr. Insul. Mag. – 2001. – Vol. 17, № 2. – P. 31–41.

116. Горбаченко, В. И. Интеллектуальные системы: нечеткие системы и сети : учебное пособие для вузов / В. И. Горбаченко, Б. С. Ахметов, О. Ю. Кузнецова. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : Юрайт, 2020. – 105 с. – (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-08359-0. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт. – URL: <https://urait.ru/bcode/453629> (дата обращения: 17.06.2021).

117. Нечеткая логика: алгебраические основы и приложения : монография / С. Л. Блюмин, И. А. Шуйкова, П. В. Сараев, И. В. Черпаков. – Липецк : Изд-во ЛЭГИ. 2002. – 113 с. – Текст : непосредственный.

118. Integrated power transformer diagnosis using hybrid fuzzy dissolved gas analysis / С. Н. Liu, Т. Bin Lin, L. Yao, S. Y. Wang. – Текст : непосредственный // IEEEJ Trans. Electr. Electron. Eng. – 2015. – Vol. 10, № 6. – P. 689–698.

119. Газоанализатор для непрерывного контроля концентрации газов в трансформаторном масле : описание // Пергам [сайт] – URL: https://www.pergam.ru/catalog/electrical_equipment/monitoring_transformers/hydran-201ti.htm (дата обращения: 17.10.2021). – Текст : электронный.

120. ГОСТ Р 56862–2016 Система управления жизненным циклом. Разработка концепции изделия и технологий. Термины и определения. –

Москва : Стандартинформ, 2018. – 8 с. – Текст : непосредственный.

121. Андреев, Д. А. Управление жизненным циклом электроустановок при эксплуатации по техническому состоянию / Д. А. Андреев, А. Н. Назарычев. – Текст : непосредственный // Надежность и безопасность энергетики. – 2013. – № 3(22). – С. 32–36.

122. Оперативная экспертная оценка технического состояния мощных силовых трансформаторов. «Димрус». Общее описание диагностических и экспертных алгоритмов программного обеспечения INVA системы TDM для мониторинга мощных силовых трансформаторов. – 23 с. – (DiMRUS. Диагностические решения в энергетике). – URL: https://dimrus.ru/manuals/tdm_diag1.pdf (дата обращения: 12.11.2021). – Текст : электронный.

123. Sparling, B. D. Power transformer life extension through better monitoring / B. D. Sparling, J. Aubin. – URL: http://site.geenergy.com/prod_serv/plants_td/en/downloads/powergrid_europe07.pdf (дата обращения: 12.11.2021). – Текст : электронный.

124. Crossey, J. Next generation on-line monitoring and diagnostics for power transformers / J. Crossey, E. A. Mackenzie. – URL: <http://www.cigregecc.org/wpcontent/uploads/2012/10/paper-501.pdf> (дата обращения: 12.11.2021). – Текст : электронный.

125. Хальясмаа, А. И. Разработка системы оценки технического состояния электросетевого оборудования на основе нейро-нечеткого логического вывода : специальность 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» : автореф. дис. на соискании степени кандидата техн. наук / А. И. Хальясмаа. – Екатеринбург. – 2015. – 23 с. – Текст : непосредственный.

126. Левин, В. М. Система информационно-аналитической поддержки принятия решений по эксплуатации силовых трансформаторов = System of information and analytical support for decision-making on operation of power transformers / В. М. Левин, А. Яхья. – Текст : непосредственный // Главный

энергетик. – 2019. – № 9. – С. 52–62.

127. Левин, В. М. Принципы статистической идентификации в задачах мониторинга и диагностирования маслonaполненного оборудования / В. М. Левин. – Текст : непосредственный // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы тр. 20 всероссийской науч.-техн. конф., Томск, 2–4 дек. 2014 г. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 1. – С. 98–103.

128. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети». – Москва : ПАО «Россети», 2017. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734154.pdf> (дата обращения : 17.09.21). – Текст : электронный.

129. Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей : утв. Приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456088008?marker=6500IL> (дата обращения: 17.09.21). – Текст : электронный.

130. Dissolved gas analysis equipment for online monitoring of transformer oil / S. Bustamante, M. Manana, A. Arroyo [et al.]. – Текст : электронный // Sensors. – 2019. – Vol. 19(19). – URL: <https://www.mdpi.com/1424-8220/19/19/4057> (дата обращения: 17.11.21)

131. Validity Evaluation of Transformer DGA Online Monitoring Data in Grid Edge Systems / J. Jia, F. Tao , G. Zhang [et al.]. – Текст : непосредственный // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 60759–60768.

132. Power transformer condition assessment based on the online monitor with SOFC chromatographic detector / J. Fan, F. Chenyang, Y. Hao [et al.]. – Текст : непосредственный // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2020. – Vol. 118. – Article105805.

133. Short Term Trend Forecast of On-Line Monitoring Data of Dissolved Gas in Power Transformer / P. Zhang , B. Qi, Q. Chen [et al.]. – Текст : электронный // IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), San Antonio, 17-20

June 2018. – San Antonio, TX, USA, 2018. – P. 240–243. – URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8481132> (дата обращения: 11.07.2021).

134. Saad, M. On-line gas monitoring for increased transformer protection / Mickel Saad, Ed teNyenhuis. – Текст : электронный // IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Saskatoon, SK, Canada, 22-25 Oct. 2017. – IEEE, 2017. – P. 1–4. – URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8286169> (дата обращения: 17.07.2021)

135. Novel engineering techniques to overcoming traditional challenges in online condition monitoring systems for power transformer / J. Chow, R. Lee, E. Wonget [al. al.]– Текст : электронный // HKIE Transactions. – 2018. – Vol. 25, №4. – P. 248–254. – URL: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/1023697X.2018.1539348> (дата обращения: 4.08.2021).

136. Online Fault Gas Monitoring System for Hermetically Sealed Power Transformers / M. Akbari Azirani; M. Kuhnke; P. Werle; W. Sorgatz. – Текст : электронный // Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Perth, WA, Australia, 23-26 Sept. 2018. – Perth : IEEE, 2018. – P. 1–5. – URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8535777> (дата обращения: 18.09.2021). – DOI: 10.1109/CMD.2018.8535777.

137. McDiarmid, C. Online Conditioning Monitoring of Electricity Assets—a Literature Review / C. McDiarmid, A. Miller. – Текст : непосредственный // EEA Conference & Exhibition, University of Canterbury. – Wellington, 2017. – P. 21–23.

138. An online monitoring system for oil-immersed power transformer based on SnO₂ GC detector with a new quantification approach / Jingmin Fan, Feng Wang, Qiuqin Sun [et al.]. – Текст : непосредственный // IEEE Sensors Journal. – 2017. – Vol. 17 (20). – P. 6662–6671.

139. Basuki, A. Integration of Online Transformer Condition Monitoring into SCADA Systems / Arief Basuki, Suwarno. – Текст : непосредственный // 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, UK, 4-7 Sept. 2018. – Glasgow : IEEE, 2018. – P. 1–6.

140. McGrail T. Condition monitoring: Dissolved Gas Analysis for transformer health management / T. McGrail. – Текст : непосредственный // Transformers Magazine. – 2018. – Vol. 5, (3). – P. 68–73.

141. Velásquez, R. M. A. Principal components analysis and adaptive decision system based on fuzzy logic for power transformer / R. M. A. Velásquez, J. V. M. Lara. – Текст : непосредственный // Fuzzy Information and Engineering. – 2017. – Vol. 9, (4). – P. 493–514.

142. Wu, X. Deep Parallel Diagnostic Method for Transformer Dissolved Gas Analysis / X. Wu, Y. He, J. Duan. – Текст : непосредственный // Applied Sciences. – 2020. – Vol. 10, (4). – Article 1329.

143. Левин, В. М. О проблемах в эксплуатации оборудования иностранного производства на объектах отечественной энергетики / В. М. Левин, К. И. Сагалакова, А. Яхья. – Текст : непосредственный // Научный вестник Новосиб. гос. техн. ун-та. – 2019. – № 4 (77). – С. 147–160.

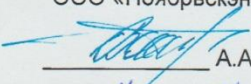
144. Интеллектуальная система контроля, тип ТЕС : техн. рук. – 2008. – URL: <https://docplayer.com/34626164-1zsc-abg-ru-intellektualnaya-sistema-kontrolya-tip-tec-tehnicheskoe-rukovodstvo.html> (дата обращения: 20.10. 21). – Текст : электронный.

145. Реле «ТИМ-3» - мониторинг и диагностика технического состояния изоляции трансформаторов. – URL: <https://www.electronpribor.ru/files/products/1-2.pdf> (дата обращения: 23.11.21). – Текст : электронный.

146. Система непрерывного контроля трансформаторного масла HYDRAN M2 // ООО "ЗЭО" [сайт]. – URL: http://zeo-sar.ru/rus/equipment/measuring_devices/hydran-m2.html (дата обращения: 11.12.2021). – Текст : электронный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А (Акты и справки о внедрении результатов научных исследований)

Первый заместитель
управляющего директора
– главный инженер
ООО «Ноябрьскэнергонефть»


А.А. Вакулenco
« 14 » 11 2020 г.

СПРАВКА

о практическом применении результатов диссертационной работы А.А. Яхья

В настоящее время ООО «Ноябрьскэнергонефть» завершает многоэтапный процесс создания уникальной автоматизированной системы управления производственными активами энергетического блока ПАО «Газпром нефть». Одним из ключевых этапов этого процесса явилась разработка совместно с НГТУ современной базы нормативно-методической документации.

В разработанных нормативно-методических документах: М-01.08.01.01-01 «Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ПАО «Газпром нефть» по техническому состоянию на основании риск-ориентированного подхода» и М-01.08.01.01-03 «Методы неразрушающего контроля и технической диагностики» нашли практическое применение результаты научных исследований аспиранта кафедры АЭЭС А.А. Яхья.

Полученные А.А. Яхья результаты исследований в виде оригинальных вычислительных моделей и алгоритмов обладают элементами научной новизны и используются в расчетах по оценке текущих значений индекса технического состояния единиц основного энергетического оборудования подстанций разных типов и классов напряжения (силовых трансформаторов, асинхронных двигателей, др.), а также значений их остаточного ресурса. Это позволяет при оптимизации планирования ТОиР энергооборудования учитывать его фактическое техническое состояние и повышает обоснованность принятия решений по объемам и периодичности технических воздействий.

Заместитель управляющего директора
по развитию новых проектов АУР



Д.В. Топильский

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебной работе

С.С. Чернов

2021 г.



АКТ

внедрения научных результатов диссертационной работы Аммара А. Яхья в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета

Результаты научных исследований Аммара Абдулазиза Яхья внедрены в учебный процесс кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем при подготовке магистров по направлению 13.04.02, профиль – «Электроэнергетические системы и сети».

Разработанные автором математические модели идентификации дефектов в высоковольтном трансформаторном оборудовании, алгоритмы поддержки принятия решений по дальнейшей эксплуатации и программное обеспечение для оперативной и прогнозной оценки технического состояния трансформаторов используются студентами при выполнении расчетно-графических, практических и лабораторных заданий по дисциплине «Эксплуатация электрических сетей», а также в процессе подготовки выпускных квалификационных работ по направлению.

Заведующий кафедрой АЭЭС,
д.т.н., доцент

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'В.М. Левин', is written over the text of the signatory.

В.М. Левин



Филиал ПАО «РусГидро»-
«Новосибирская ГЭС»

Заведующему кафедрой
АЭЭС НГТУ
В.М. Левину
email: levin@pover.nstu.ru

ул. Новоморская, д. 4, г. Новосибирск,
Новосибирская область, Российская Федерация, 630056

т.: 8 (800) 333 8000 / +7 (495) 122 0555
т.: +7 (383) 345 0630
ф.: +7 (383) 345 3527

novges@rushydro.ru
www.rushydro.ru

от 09.06.2020 № 93-18.1- 693
на № _____ от _____

О практическом применении научных
результатов диссертационной работы

СПРАВКА

о практическом применении научных результатов диссертационной работы
аспиранта кафедры АЭЭС НГТУ А.А. Яхья

В настоящее время в филиале ПАО "РусГидро" – "Новосибирская ГЭС" завершается масштабная модернизация основного энергетического оборудования, целью которого является улучшение технико-экономических показателей станции, повышение ее энергетического потенциала, надежности и безопасности производства. К составу основного оборудования относятся и силовые трансформаторы, от надежности которых напрямую зависит надежность и безопасность функционирования станции.

Разработанные А.А. Яхья адаптивные модели предиктивной диагностики и оперативной оценки технического состояния силовых трансформаторов, а также методика их формирования и алгоритм принятия решений по управлению техническим состоянием представляют собой эффективное специализированное дополнение к существующей системе мониторинга трансформаторного оборудования. Перечисленные результаты исследований автора целевым образом ориентированы на проблематику и получены по заданию Новосибирской ГЭС. Они обладают научным содержанием и новизной, имеют практическую полезность для обеспечения надежной эксплуатации силовых маслонаполненных трансформаторов, повышения эффективности мониторинга их технического состояния, оперативного выявления опасных развивающихся дефектов и предотвращения сбоев в работе станции.

Первый заместитель директора-
главный инженер

В.Д. Смирнов

Исп. Шилова Е.Н.
Тел. (383) 379-07-87

**ПРИЛОЖЕНИЕ В (Свидетельство о регистрации прикладного
программного продукта)**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021612127

**Программа распознавания дефектов в
маслонаполненных трансформаторах на основе
анализа растворенных газов**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Яхья Аммар Абдулазиз (IQ), Левин Владимир
Михайлович (RU)**

Заявка № **2021610733**

Дата поступления **28 января 2021 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **11 февраля 2021 г.**



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x02A5CFB5C00B1ACFS9A40A2F08092E9A118
Владелец: **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021616719

**Программа интегральной оценки текущего
технического состояния силового трансформатора**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Яхья Аммар Абдулазиз (IQ), Левин Владимир
Михайлович (RU)**

Заявка № 2021615987

Дата поступления 26 апреля 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 26 апреля 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x0248CFB5C0B1A5CF05A4AD2F0802E9A118
Владелец **Иванов Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Иванов