

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
Электроэнергетические системы и сети

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Оценка текущего состояния электрооборудования  
распределительных устройств подстанций в КНР с использованием  
инновационных дистанционных технологий

Исполнитель

студент группы 342-омЗ

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Чжан Чжаосюй

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Руководитель

научного содержания  
программы магистратуры  
профессор, докт. техн.  
наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Чжан Чжаосюй

1. Тема выпускной квалификационной работы: Оценка текущего состояния электрооборудования распределительных устройств подстанций в КНР с использованием инновационных дистанционных технологий

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 18.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Руководящие документы Министерства энергетики КНР и научно-исследовательских организаций по диагностике электрооборудования.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Трансформаторные подстанции как ключевые узлы электроэнергетической системы. Мониторинг состояния электрооборудования, цели и задачи диагностики. Виды и уровни диагностики. Датчики неразрушающего контроля. Алгоритмы обработки данных мониторинга.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) перевод текста рисунков, выполненных на китайском языке, презентация, лист графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания 12.01.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, кандидат технических наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 12.01.2025

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 103 страницы, 14 рисунков, 6 таблиц, 65 источник, 1 приложение.

ДИАГНОСТИКА: ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ; ВИДЫ И УРОВНИ ДИАГНОСТИКИ. ДАТЧИКИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ. АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА. ПРИМЕРЫ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ.

В магистерской диссертации исследованы методы оценки текущего состояния электрооборудования распределительных устройств подстанций в Китайской Народной Республике с использованием инновационных дистанционных технологий. Цель работы – разработка научно обоснованных подходов к построению интеллектуальных систем мониторинга, основанных на технологиях неразрушающего контроля, методах обработки больших данных, алгоритмах искусственного интеллекта и Интернета вещей (IoT).

В качестве методологической базы исследования использованы теория технической диагностики, методы оценки остаточного ресурса, концепции цифровых двойников, а также современные подходы к обработке многомерных данных и машинному обучению.

На основе анализа традиционных и интеллектуальных методов диагностики были классифицированы уровни и виды контроля, в том числе автоматизированная, плановая и испытательная диагностика. Особое внимание уделено внедрению сенсоров, разработанных в КНР, для онлайн-мониторинга параметров силовых трансформаторов (температура, частичные разряды, вибрация, газовый состав масла). Разработаны и апробированы

алгоритмы количественной оценки состояния оборудования с применением моделей HDRMT, LSTM и DGA-анализов.

С целью практического применения полученных результатов в работе проведён анализ примеров реального мониторинга состояния трансформаторного оборудования на подстанциях КНР. На основе сопоставления диагностических данных и статистики отказов оборудования продемонстрирована высокая эффективность предложенного подхода в раннем выявлении неисправностей, снижении вероятности аварийных ситуаций и повышении точности принятия решений в техническом обслуживании.

Научная новизна заключается в систематизации подходов к интеллектуальной диагностике оборудования подстанций на примере энергетической инфраструктуры КНР, а также в обосновании применения цифровых двойников и адаптивных алгоритмов для оценки технического состояния. Практическая значимость заключается в возможности внедрения разработанных методик в цифровую трансформацию энергетических предприятий и в разработке рекомендаций по повышению надежности электросетевого оборудования.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, MS Office 2010 standard, Программная система «Антиплагиат.ВУЗ».

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Основные цели и задачи диагностики	11
1.1 Оценка текущего состояния модулей, узлов и структурных элементов трансформаторных подстанций	11
1.2 Поддержка стабильной работы электроэнергетической системы для максимально надежной эксплуатации	16
1.3 Оценка ресурсных возможностей трансформаторной подстанции и уровня риска эксплуатации каждого агрегата	20
1.4 Выявление причины неисправности, ее масштабов и возможности локализации	21
1.5 Определение пути решения проблемы, целесообразности устранения неполадки, проведения дополнительной диагностики, полной или частичной замены агрегатов	23
1.6 Выводы	26
2 Виды и уровни диагностики	28
2.1 Уровни технологической диагностики	28
2.1.1 Автоматизированная диагностика	28
2.1.2 Плановая диагностика	29
2.1.3 Испытательно-измерительная диагностика	30
2.2 Виды диагностики электрооборудования	32
2.2.1 Разрушающий контроль	33
2.2.2 Неразрушающий контроль	35
2.3 Параметры силового трансформатора, контролируемые системой мониторинга	40
2.4 Выводы	46
3 Датчики неразрушающего контроля параметров трансформатора, разработанные в КНР и их применение	48

3.1 Датчики неразрушающего контроля	48
3.2 Выводы	63
4 Алгоритмы и программы, разработанные в КНР для дистанционного мониторинга состояния трансформаторного оборудования	65
4.1 Примеры мониторинга состояния трансформаторов на подстанциях КНР	70
4.2 Выводы	83
Заключение	85
Библиографический список	88
Приложение А. Библиографический список на китайском языке.	97

## ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрены способы оценки текущего состояния электрооборудования на подстанциях в Китае и возможность использования для такой оценки инновационных дистанционных технологий. В условиях стремительного развития энергетики и увеличения нагрузки на распределительные сети становится особенно важным обеспечить надежность, безопасность и эффективность функционирования трансформаторных подстанций, являющихся ключевыми звеньями энергетической инфраструктуры.

Актуальность темы обусловлена необходимостью перехода от традиционных методов оценки технического состояния оборудования, основанных преимущественно на визуальном осмотре и регламентных проверках, к современным интеллектуальным системам мониторинга и диагностики. Эти системы используют сенсоры неразрушающего контроля, методы обработки больших массивов данных (Big Data), технологии Интернета вещей (IoT), а также алгоритмы искусственного интеллекта (AI), обеспечивая более точную, своевременную и экономически эффективную оценку состояния оборудования.

Объект исследования электрооборудование трансформаторных подстанций Китайской Народной Республики, функционирующее в различных климатических и эксплуатационных условиях, включая удалённые и труднодоступные регионы.

Предмет исследования инновационные и цифровые технологии, применяемые для дистанционного мониторинга, диагностики и управления состоянием силовых трансформаторов и сопутствующего оборудования на трансформаторных подстанциях.

Цель диссертации заключается в классификации существующих методов диагностики, включая автоматизированную, плановую и тестовую

диагностику, а также в оценке эффективности применения неразрушающих методов обнаружения неисправностей для реализации непрерывного мониторинга состояния оборудования в реальном времени.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие основные задачи:

1) Рассмотреть современные методы оценки состояния ключевых компонентов трансформаторных подстанций, включая модули, узлы и структурные элементы.

2) Оценить возможность прогнозирования и предотвращения неисправностей, а также целесообразность проведения корректирующей или углубленной диагностики.

3) Провести сравнительный анализ существующих уровней и типов диагностики электрооборудования с точки зрения точности, затрат и применимости.

4) Изучить принципы работы и применения сенсоров неразрушающего контроля, разработанных в КНР, включая датчики температуры, частичных разрядов, вибрации и газа в масле.

5) Изучить алгоритмы и программы, разработанные в КНР для дистанционного мониторинга состояния трансформаторного оборудования.

Научная новизна работы заключается в систематическом подходе к обоснованному выбору и интеграции инновационных технологий в существующую инфраструктуру трансформаторных подстанций. В диссертации впервые предложено комплексное рассмотрение применимости цифровых решений на базе китайского опыта, с акцентом на практическое внедрение в сложных условиях эксплуатации.

Практическая значимость диссертационной работы заключается в выявлении перспективных направлений дальнейших исследований и разработок, включая:

формирование единых стандартов данных для оценки состояния

оборудования;

создание адаптируемых диагностических алгоритмов, способных учитывать специфику различных типов подстанций и региональных условий;

В данной работе систематизирована информация о текущем состоянии электрооборудования на китайских подстанциях и демонстрируется применение инновационных дистанционных технологий. Особое внимание уделено роли трансформаторных подстанций в обеспечении устойчивости энергосистемы и проблемам, связанным с эксплуатацией оборудования в условиях высоких нагрузок, агрессивных электромагнитных воздействий и возрастающих требований к надёжности электроснабжения.

Кроме того, в диссертации подчёркивается важность проведения регулярного мониторинга и технической диагностики оборудования, позволяющих своевременно выявлять потенциальные отклонения и скрытые неисправности, предотвращать развитие аварийных ситуаций, снижать затраты на внеплановый ремонт и техническое обслуживание, а также существенно минимизировать риски отключения потребителей и снижения качества электроснабжения.

В работе также обобщены достижения китайских исследовательских центров и промышленных предприятий в области разработки систем интеллектуального мониторинга, и предлагается структура поэтапного перехода от традиционных методов к интеллектуальным решениям, основанным на интеграции больших данных, передовых алгоритмов анализа и автоматизированных средств управления. Такой комплексный подход открывает новые горизонты в повышении эффективности, надёжности и устойчивости функционирования всей энергетической инфраструктуры.

Участие и публикация в научных конференциях:

18 апреля 2024 года я принял участие в XXXIII научной конференции Амурского государственного университета «День науки» с докладом на тему «Элегаз. Особенности работы в коммутационных аппаратах».

13 марта 2025 года я выступил на XXXIV научной конференции Амурского государственного университета «День науки» с презентацией «Использование дистанционных технологий для оценки текущего состояния электрооборудования».

# 1 ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИАГНОСТИКИ

В связи с постоянным расширением масштабов и усложнением энергосистемы, оценка и диагностика рабочего состояния электрооборудования на подстанциях становится ключевой задачей, направленной на обеспечение безопасной, стабильной и высокоэффективной работы всей электросети [1]. В последние годы отечественными и зарубежными учеными были проведены обширные фундаментальные и прикладные исследования в области комплексной оценки состояния модулей, агрегатов и конструктивных элементов подстанционного оборудования, устойчивости энергосистем, надёжности ключевых узлов, анализа ресурсной емкости и эксплуатационных рисков, современных технологий идентификации и точной локализации неисправностей, а также стратегий их устранения и своевременной замены оборудования. Целью данной диссертации является систематический обзор прогресса научных и инженерных разработок в вышеуказанных направлениях и обобщённый анализ достигнутых результатов [2].

## **1.1 Оценка текущего состояние модулей, узлов и структурных элементов трансформаторных подстанций**

Точная и своевременная оценка рабочего состояния каждого модуля, агрегата и конструктивного элемента подстанционного оборудования является ключевой основой для внедрения концепции технического обслуживания по состоянию, предотвращения возникновения аварийных ситуаций и обеспечения безопасной, надёжной и экономически целесообразной эксплуатации энергосистем. Начиная с 90-х годов XX века, электроэнергетическая отрасль Китая активно осваивает системы диагностики и оценки состояния оборудования, сформировав полную технологическую цепочку от фундаментальных теоретических исследований до практического внедрения инженерных решений [3].

Первоначальные методы оценки базировались на национальных и корпоративных стандартах, таких как «Правила испытаний на техническое обслуживание оборудования для передачи и трансформации электроэнергии» (Q/GDW 1168-2013), сочетая количественную оценку пороговых параметров (например, концентрация растворённых газов в трансформаторном масле, тангенс угла диэлектрических потерь и др.) с экспертными качественными заключениями, основанными на четырёхуровневой шкале оценки («отлично», «хорошо», «удовлетворительно», «плохо») [4]. На практике, например, на одной из 500 кВ подстанций ручной анализ показал превышение допустимого уровня ацетилена ( $C_2H_2$ ) в трансформаторном масле свыше 5 мкл/л, что впоследствии подтвердилось как результат дефектного разряда в контактах переключателя РПН [5]. Однако традиционные подходы страдали от ограниченности данных, низкой адаптивности нормативов и влияния субъективного человеческого фактора, что делало их малопригодными для точного анализа многопараметрических взаимосвязей в сложных эксплуатационных условиях. В последние годы на фоне развития сенсорных технологий и алгоритмов обработки больших данных особую популярность приобрели интеллектуальные методы оценки, основанные на интеграции многоканальной информации. Одним из ярких примеров стала методика HDRMT (теория случайных матриц высокой размерности), предложенная исследователем Yan Yingjie и др., которая продемонстрировала явные преимущества при анализе состояния оборудования систем передачи и преобразования электроэнергии. Сравнительные результаты эффективности этой модели по отношению к традиционным подходам представлены в таблице 3.

В этом методе формируется многомерная матрица, включающая ключевые рабочие параметры оборудования, такие как температура обмотки трансформатора, спектральные характеристики вибрации, величины

частичных разрядов и другие показатели. С помощью метода сингулярного разложения матриц (SVD) производится извлечение векторов признаков, отражающих структурные особенности состояния оборудования. Затем осуществляется количественная оценка степени отклонения текущего состояния от эталонной нормы, основанная на расчёте расстояния Махаланобиса, что позволяет повысить точность диагностики и своевременно выявлять потенциальные аномалии в работе оборудования [6].

Блок-схема оценки состояния случайной матрицы высокой размерности показана ниже – рис. 1.

Таблица 3 – Сравнение показателей эффективности метода HDRMT и традиционного метода

Показатель оценки	Традиционный метод	Метод HDRMT
Время предупреждения (ч)	48	6
Точность диагностики (%)	75.2	96.7
Количество параметров	3	12
Время Идентификации Неисправности (ч)	48	6



Рисунок 1 - Блок-схема оценки состояния случайной матрицы высокой размерности

Взяв в качестве примера практическое применение преобразовательной подстанции, модель HDRMT успешно предупредила замыкание по всему контуру, вызванное влагой в изоляции, путем всестороннего анализа 12-мерных параметров, таких как данные хроматографии трансформаторного масла и ток заземления сердечника [7]. По сравнению с 48 часами, требуемыми для традиционных методов, модель значительно сокращает время идентификации неисправности до 6 часов, при этом повышая точность диагностики до 96,7%.

Команда Ляо Жуйцзиня систематически разбирала технические характеристики модели оценки состояния отечественного оборудования и указала, что применимость нечеткой комплексной оценки, анализа корреляции Грея и теории доказательств (D-S Theory) в трактовке неопределенности берет в качестве примера нечеткую комплексную оценку [8].

Подстанция 220 кВ использует этот метод для количественной оценки состояния автоматического выключателя: во-первых, строится трехуровневая система индексов, включающая механические характеристики (время размыкания и замыкания, амплитуда вибрации), электрические параметры (контактное сопротивление, сопротивление изоляции) и факторы окружающей среды (температура и влажность), и каждый параметр формализуется в оценку  $0 \sim 1$  через функцию степени членства, а затем вес динамически присваивается на основе метода энтропийного веса, и окончательная комплексная оценка оценивается как «здоровое состояние», когда она превышает 0,8.

В пилотном приложении North China Power Grid этот метод значительно снижает процент ложных срабатываний автоматических выключателей, с 15% до менее 5% от традиционного метода [9].

Для ключевого оборудования, такого как большие трансформаторы, Li Gang et al. систематически изучали основные проблемы и ограничения технологии прогнозирования неисправностей и управления состоянием (PHM) [10]. В исследовании указывается, что обобщающая способность существующей модели ограничена неоднородностью оборудования и скудностью образцов неисправностей, например, характеристики спектра вибрации трансформаторов разных производителей существенно различаются, что затрудняет универсализацию одной модели [11].

Для решения этой задачи исследовательская группа предложила инновационную схему, основанную на трансферном обучении: во-первых, сверточная нейронная сеть (СНС) предварительно обучается с использованием крупномасштабных данных от устройств исходной области (таких как трансформаторы Siemens), а затем с помощью технологии тонкой настройки используется технология тонкой настройки для их адаптации к набору данных малых выборок устройств целевой области (например, трансформаторов ТВЕА) [12].

Результаты экспериментов показывают, что точность предложенного метода в задаче диагностики деформаций обмоток достигает 89,5%, что на 23 процентных пункта выше, чем у традиционной модели. Кроме того, технологии машинного обучения и искусственного интеллекта начали применяться в области оценки состояния оборудования, например, с использованием исторических эксплуатационных данных для обучения моделей количественной оценке и прогнозированию тенденций индекса состояния оборудования, чтобы более полно и точно отражать реальное состояние оборудования. В настоящее время в Китае сформирована полная техническая экология «индексная система-модель алгоритм-платформа приложения» в области оценки состояния оборудования подстанций [13].

Взяв в качестве примера «интеллектуальную платформу инспекции и управления эксплуатацией» State Grid, платформа интегрирует данные онлайн-мониторинга, записи осмотров и исторические базы данных неисправностей, а также использует алгоритм смешанного целочисленного линейного программирования (MILP) для оптимизации стратегии технического обслуживания. В практическом применении Zhejiang Power Grid платформа позволила значительно снизить частоту внеплановых отключений трансформаторов на 32%. В будущем, благодаря глубокой интеграции цифровых двойников и технологий периферийных вычислений, оценка состояния оборудования позволит достичь более высокой точности виртуального картографирования и обратной связи в режиме реального времени, что будет способствовать комплексному преобразованию режима работы и технического обслуживания энергосистемы в режим «на основе данных».

## **1.2 Поддержка стабильной работы ЭЭС для максимально надежной эксплуатации**

Конечной целью оценки состояния электрооборудования является руководство эксплуатацией и техническим обслуживанием, обеспечение

стабильной работы электросети и повышение надежности оборудования. В целях снижения риска перебоев в электроснабжении, вызванных неисправностями, в последние годы отечественные энергокомпании активно продвигают государственную стратегию технического обслуживания и формируют планы технического обслуживания в соответствии с фактическим рабочим состоянием оборудования, чтобы сократить количество ненужных отключений электроэнергии и технического обслуживания, а также значительно повысить надежность электроснабжения. В то же время исследователи провели ряд исследований по оптимизации стабильной работы и надежности энергосистемы. Среди них, за счет внедрения передовых информационно-коммуникационных технологий, реализован мониторинг в режиме реального времени и предупреждение о неисправностях условий работы основного и вторичного оборудования подстанции. Например, Пу Тяньцзяо и др [14]. отметили, что эффективная способность искусственного интеллекта к обучению в идентификации неисправностей, прогнозировании состояния и оптимизации решений предоставляет новые средства для эксплуатации и обслуживания энергетического оборудования.

В частности, система досмотра с помощью дронов на основе машинного зрения оснащена камерами с высоким разрешением и алгоритмами обработки изображений (такими как YOLOv5) для автоматического выявления дефектов, таких как трещины изолятора, коррозия фитингов и обрыв проводов на внешней стороне оборудования. После развертывания системы в ЛЭП 500 кВ провинциальной электросети точность выявления дефектов увеличена до 92,3%, эффективность обследования увеличена на 60%, а время разового осмотра сокращено с 8 часов до 3 часов. Кроме того, благодаря технологии слияния инфракрасных тепловизионных изображений и изображений в видимом свете, такой как мультимодальная сеть извлечения признаков, можно одновременно обнаруживать аномалии температуры

оборудования и структурные дефекты [15].

При практическом применении интеллектуальной подстанции China Southern Power Grid технология успешно предупредила о неисправности перегрева разъединителя (разница температур до 25°C), вызванной плохим контактом, что позволило эффективно избежать потенциальных перебоев в подаче электроэнергии. Показано, что использование машинного зрения для выявления внешних дефектов оборудования и использование анализа больших данных для прогнозирования ухудшения производительности может значительно повысить эффективность и надежность эксплуатации и технического обслуживания [16].

С другой стороны, значительный прогресс достигнут в области моделирования надежности и прогнозирования ресурса ключевого оборудования. Например, Dai Jiejie et al. построили модель прогнозирования состояния работы трансформатора на основе сети длинной кратковременной памяти (LSTM), которая может заранее обнаруживать аномальные тренды и обеспечивать основу для своевременного технического обслуживания [17]. Модель принимает в качестве входных данных исходную температуру масла, скорость изменения нагрузки, влажность окружающей среды и количество частичного сброса, извлекает особенности временных рядов с помощью трехслойного блока LSTM и выводит прогнозируемые значения температуры масла верхнего слоя и температуры наиболее горячей точки в течение следующих 24 часов.

В реальных испытаниях трансформатора сверхвысокого напряжения прогнозируемая среднеквадратическая ошибка (RMSE) модели составляет 1,8 °C, что на 37% ниже, чем у традиционной модели ARIMA. Кроме того, улучшенный LSTM с введением механизма внимания может динамически фокусироваться на ключевых характеристиках (таких как внезапные колебания нагрузки) и еще больше сжимать ошибку прогнозирования до 1,2°C при использовании энергосистемы Чжэцзяна.

Модель прогнозирования частоты отказов Wu Xing сочетает в себе данные Weibull Distribution и истории работы оборудования для количественной оценки вероятности отказа при различных условиях работы [18]. Если взять в качестве примера автоматический выключатель, то входные данные модели включают количество срабатываний, отклонение времени отключения и включения, давление в механизме привода и уровень загрязнения окружающей среды, а также кривую частоты отказов на выходе и оставшийся срок службы (RUL). После внедрения данной модели на подстанции 220 кВ в прибрежной зоне частота внеплановых отказов автоматических выключателей снизилась на 42%, цикл технического обслуживания был увеличен с 2 лет до 3,5 лет, а затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание сократились на 28%. Кроме того, особые условия окружающей среды, такие как большая высота над уровнем моря, коррозия в солевом тумане и экстремально холодный климат, создают серьезные проблемы для надежности оборудования. Для решения проблемы пробоя загрязнения изолятора на большой высоте (высота > 3000 м) исследовательская группа разработала технологию противообрастающего пробоя на основе нанопокрyтия [19].

При напылении композитного покрытия из диоксида титана ( $TiO_2$ ) и графена влагоразрядное напряжение на поверхности изолятора увеличивается на 30%. Во время реальных испытаний линии электропередачи 500 кВ в Тибете частота отказов при вспышке загрязнения снизилась в среднем с 1,2 раза в год до 0,3 раза. Кроме того, защита оборудования в агрессивной среде в солевом тумане использует закрытую конструкцию КРУЭ и болты из нержавеющей стали, а при регулярной очистке под напряжением (например, по технологии очистки сухим льдом) скорость коррозии оборудования береговой подстанции снижается на 60%, а среднегодовая периодичность технического обслуживания снижается на 45%. В целом, внедрение более интеллектуальных методов мониторинга и анализа

позволяет заблаговременно выявлять потенциальные скрытые опасности и принимать целенаправленные меры, чтобы свести к минимуму негативное влияние неисправностей на стабильную работу электросети [20].

### **1.3 Оценка ресурсных возможностей трансформаторной подстанции и уровня риска эксплуатации каждого агрегата**

В сфере управления активами под «ресурсной емкостью» обычно понимается полезный срок службы или ресурс электрооборудования, в то время как под «операционным риском» понимаются вероятность и последствия выхода оборудования из строя в его текущем состоянии. Оценка общего состояния активов и уровня риска подстанции является важной основой для принятия решений по экономической эксплуатации и техническому обслуживанию и инвестициям. Отечественные ученые предложили различные методы оценки рисков для количественной оценки эксплуатационного риска каждого агрегатного оборудования и оценки рисков мощности всей подстанции.

Например, исследователи из China Southern Power Grid разработали метод оценки рисков в режиме реального времени, который сочетает в себе индекс здоровья и показатели важности: рассчитывая комплексный индекс здоровья  $h$  и индекс важности  $s$  оборудования подстанции, а также рисуя матрицу рисков (трехцветную карту) для оценки исследуемой подстанции с различными уровнями риска высоким, средним и низким [18]. Такой подход сочетает в себе вероятность выхода из строя оборудования с его влиянием на электросеть, интуитивно выявляя приоритеты рисков различного оборудования, помогая обслуживающему персоналу своевременно выявлять потенциальные точки высокого риска.

Кроме того, Чжан Шуьюй и др. предложили метод количественной оценки рисков, основанный на анализе безопасности электросетей, чтобы решить проблему, заключающуюся в том, что традиционный метод оценки рисков лишь приблизительно классифицирует важность оборудования и не

имеет количественного анализа. В этом методе вводится расчет потока мощности для оценки стабильности системы и снижения нагрузки после отказа компонентов, а потери риска количественно оцениваются путем монетизации, а соотношение рисков сравнивается между эксплуатацией и техническим обслуживанием оборудования для принятия решений о техническом обслуживании. Результаты показывают, что усовершенствованный метод более точно отражает фактический риск эксплуатации оборудования в электросети, а также обеспечивает научную основу для поддержания состояния и оптимального распределения ресурсов [21].

В целом, исследования по оценке рисков подстанций в Китае перешли от эмпирических рейтингов к количественному анализу, основанному на данных, который учитывает как состояние самого оборудования, так и его влияние на надежность системы. Это обеспечивает сильную поддержку при составлении планов технического обслуживания и приоритетах инвестиций в ресурсы, но все еще есть возможности для дальнейшего совершенствования динамической эволюции моделей оценки рисков и оценки рисков сложных связанных неисправностей.

#### **1.4 Выявление причины неисправности, ее масштабов и возможности локализации**

Быстрое и точное определение типа неисправности и локализации ее длительности является основной целью диагностики электрооборудования подстанции. Учитывая недостатки на различных уровнях, ученые в стране и за рубежом предложили различные методы и технические средства. На уровне оборудования диагностика внутренних дефектов, таких как неисправности обмоток трансформатора и старение изоляции, традиционно основывалась на анализе растворенного газа в масле (DGA) и обнаружении частичных разрядов. Чтобы повысить интеллектуальный уровень диагностики неисправностей, отечественные ученые внедрили технологию

распознавания образов и машинного обучения в область идентификации неисправностей DGA (анализ растворенных газов). Например, Чжуан Шэн использует наивный байесовский метод для диагностики неисправностей трансформатора и эффективно использует исторические данные масляной хроматографии для повышения точности суждений [22].

Существуют также исследования по классификации типов неисправностей масляных трансформаторов с помощью ансамблевых алгоритмов обучения, таких как комбинаторные деревья решений, чтобы достичь более высокой диагностической производительности по сравнению с одной моделью [23].

В последние годы стремительное развитие технологий глубокого обучения предоставило новые исследовательские возможности для выявления сложных режимов отказа. Некоторые ученые пытались использовать сети глубокого убеждения и сверточные нейронные сети для диагностики неисправностей силового оборудования, и добились более высокой точности по сравнению с традиционными методами. На уровне системы подстанции определение местоположения области неисправности обычно означает быструю идентификацию оборудования, единицы или области, вовлеченной в неисправность. Возьмем, к примеру, неисправность системы заземления постоянного тока на подстанции, которая является распространенным типом неисправности, серьезно влияющей на безопасность эксплуатации. В этой статье были обобщены пять типичных стратегий поиска неисправностей, включая метод мониторинга изоляции, метод сегментированной изоляции, метод инъекции сигнала и т. д., а также систематизировано их преимущества и недостатки, а также применимые сценарии.

Результаты показывают, что каждый метод имеет свои особенности с точки зрения точности позиционирования и сложности реализации, и не существует полностью надежного решения, поэтому улучшение точного

определения местоположения и возможности обработки замыканий на землю является одним из будущих направлений исследований [24]. Кроме того, в области выездного обследования подстанций реализована автоматическая идентификация внешних дефектов оборудования за счет внедрения технологии машинного зрения и инфракрасной визуализации, что стало одним из важных результатов исследований на данном этапе. Например, с помощью интеллектуального анализа видеоизображений можно обнаружить аномалии, которые трудно обнаружить невооруженным глазом, такие как ожоги ножевого контакта, трещины в корпусе и утечки масла, а соответствующие исследования показывают, что алгоритм обнаружения изображений, основанный на глубоком обучении, значительно лучше традиционного метода с точки зрения точности и скорости распознавания. Подводя итог, можно сказать, что технологии идентификации и локации неисправностей стремительно развиваются в направлении онлайн и интеллектуальных: на основе традиционного анализа электрических сигналов отечественные ученые объединили новые технологии зондирования и передовые алгоритмы для реализации многоуровневой комплексной диагностики от внутренних дефектов оборудования до диапазона неисправностей системы. Тем не менее, по-прежнему необходимы дальнейшие исследования для повышения надежности и точности позиционирования при извлечении признаков неисправности и диагностике объединения информации из нескольких источников в сложных условиях работы [25].

### **1.5 Определение пути решения проблемы, целесообразности устранения неполадки, проведения дополнительной диагностики, полной или частичной замены агрегатов**

После того, как идентификация и локализация неисправности завершены, то вопрос как эффективно устранить неисправность и оптимизировать стратегию последующей эксплуатации и технического

обслуживания, является ключом к обеспечению долгосрочной стабильной работы оборудования подстанции. В этом разделе будет рассмотрен прогресс исследований в области устранения неисправностей и стратегий обновления оборудования в Китае. Прежде всего, в области решений неисправностей в энергетике накоплен огромный массив типовых решений и практический опыт по распространенным видам отказов оборудования. Например, с незначительными частичными неисправностями в трансформаторах можно бороться с помощью таких мер, как усиленный контроль или снижение рабочих нагрузок. Для сильно изношенных автоматических выключателей рекомендуется вовремя их заменять. На этой основе исследователи попытались внедрить интеллектуальную систему поддержки принятия решений, которая автоматически рекомендует оптимальные меры лечения на основе результатов диагностики. Интеллектуальная система эксплуатации и технического обслуживания оборудования для передачи и преобразования энергии, предложенная Пу Тяньцзяо и др. включает в себя модуль «интеллектуальные рекомендации по стратегии эксплуатации и технического обслуживания»: на основе вышеупомянутой базы знаний и результатов оценки и диагностики модуль обнаруживает и анализирует оборудование с аномальным состоянием в иерархическом и прогрессивном порядке, а также интеллектуально генерирует предложения по стратегии эксплуатации и технического обслуживания. Это исследование показывает, что использование экспертных систем и технологии графа знаний может органично сочетать диагностику неисправностей и принятие решений о лечении, а также повысить своевременность и точность устранения неисправностей. Во-вторых, с точки зрения оптимизации диагностики, с быстрым увеличением объема данных онлайн-мониторинга и усложнением диагностических моделей, вопрос о том, как повысить эффективность и надежность диагностического процесса, стал горячей точкой исследований. В последние годы некоторые

исследователи начали уделять внимание объединению данных из нескольких источников и оптимизации диагностических решений, а также повышению достоверности результатов диагностики неисправностей за счет анализа избыточности информации. В то же время некоторые ученые внедрили самообучающиеся алгоритмы, благодаря чему диагностические правила могут постоянно совершенствоваться и оптимизироваться в практических приложениях для адаптации к сложному и изменчивому состоянию работы оборудования. Кроме того, в некоторых исследованиях была создана индексная система для оценки эффективности диагностических систем, направленная на выявление слабых мест в текущем диагностическом процессе и предложение соответствующих стратегий улучшения. В части замены и обновления оборудования Китай постепенно переходит от прежнего пассивного режима аварийной замены к активному принятию решений на основе оценки рисков оборудования и прогнозирования срока службы. Соответствующая модель всесторонне учитывает влияние срока службы оборудования на частоту отказов, преимущества технического обслуживания для продления срока службы и стоимость замены, а также использует алгоритм оптимизации для определения оптимальных временных точек технического обслуживания и замены для максимизации преимуществ эксплуатации и технического обслуживания [26].

Например, Донг Литонг и др. построили модель риска жизненного цикла оборудования и стоимости эксплуатации и технического обслуживания, а также использовали генетический алгоритм для оптимизации стратегии технического обслуживания, чтобы получить наилучший план технического обслуживания и замены оборудования в жизненном цикле [27]. Этот метод минимизирует затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание при условии удовлетворения ограничений по рискам системы и рассматривается как эффективный инструмент для оптимизации стратегий технического

обслуживания оборудования.

В целом, исследования в Китае по устранению неисправностей и стратегиям обновления оборудования постепенно приобретают системный и интеллектуальный характер: здесь проводятся не только исследования по оптимизации модели планирования верхнего уровня, но и разработка интеллектуальных решений в полевых условиях. Тем не менее, интеграция систем диагностики и принятия решений все еще находится в зачаточном состоянии, а накопление данных и валидация моделей всего жизненного цикла оборудования все еще недостаточны. В будущем необходимо обратить внимание на то, как еще больше повысить доверие к разумному принятию решений и сформулировать план научной модернизации, чтобы избежать сбоев в работе или преждевременного вывода оборудования из эксплуатации. Это также закладывает основу для более глубокого тематического исследования в главе 2.

## **1.6 Выводы**

Главная задача диагностирования оборудования ТП – долгосрочный прогноз технического состояния с использованием комплексного подхода, четких алгоритмов и онлайн- мониторинга.

В этом разделе рассматриваются и обобщаются исследования Китая в области диагностики электрооборудования подстанций. Можно видеть, что китайские ученые добились многих достижений в оценке состояния оборудования, анализе надежности и рисков, диагностике неисправностей и принятии решений по эксплуатации и техническому обслуживанию: создана относительно полная система мониторинга и оценки состояния, разработаны разнообразные интеллектуальные алгоритмы диагностики, повышена эффективность и точность идентификации и позиционирования неисправностей, а также первоначально сформирована система принятия решений по техническому обслуживанию и управлению жизненным циклом оборудования на основе рисков [28].

Результаты исследований дают прочную техническую основу для постепенного перехода режима работы и технического обслуживания энергетического оборудования от традиционного планового ремонта к режиму технического обслуживания в зависимости от фактического состояния оборудования. Такая трансформация не только повышает актуальность и эффективность технического обслуживания оборудования, но и эффективно обеспечивает безопасность и надежность работы энергосистемы.

Конечно, есть еще некоторые недостатки и проблемы. Например, по-прежнему необходимы дальнейшие прорывы в исследованиях в области термоядерного анализа массивных разнородных данных, обеспечения надежности моделей диагностики неисправностей в сложных условиях работы и практического применения интеллектуальных систем принятия решений.

Кроме того, по сравнению с передовым международным уровнем, все еще существует определенный пробел в управлении всем жизненным циклом и прогнозной эксплуатации и техническом обслуживании электрооборудования подстанций в Китае, особенно в создании соответствующих стандартных систем и популяризации и продвижении технологических приложений, которые нуждаются в дальнейшем укреплении и совершенствовании для содействия постоянному повышению общего уровня эксплуатации и технического обслуживания.

## 2 ВИДЫ И УРОВНИ ДИАГНОСТИКИ

### 2.1 Уровни технологической диагностики

#### 2.1.1 Автоматизированная диагностика

Автоматизированная диагностика представляет собой высокоэффективную форму оценки технического состояния оборудования в режиме реального времени, основанную на технологии онлайн-мониторинга и ориентированную на непрерывное функционирование. С использованием набора датчиков, интеллектуальных терминалов и встроенных вычислительных блоков, установленных непосредственно на высоковольтном оборудовании — например, на силовых трансформаторах — осуществляется круглосуточный (24×7) автоматический сбор параметров работы, таких как температура, давление, уровень частичных разрядов и электрические сигналы. При наличии стабильного электропитания эти системы обеспечивают передачу информации в фоновую аналитическую платформу или локальный блок обработки для дальнейшего анализа. Применение специализированных алгоритмов программной обработки позволяет выполнять первичную диагностику и автоматическую оценку состояния оборудования, после чего инженер дежурной смены может на основе полученных данных сформировать комплексное заключение о техническом состоянии объекта. Данный метод обладает важными преимуществами, включая высокую скорость отклика, непрерывность наблюдения, независимость от человеческого фактора и возможность раннего обнаружения потенциальных аномалий, тем самым значительно снижая риск аварий и компенсируя недостатки традиционного подхода, связанного с отключением оборудования на время диагностики [29]. Согласно современным исследованиям, применение онлайн-мониторинга не только способствует своевременному выявлению скрытых дефектов и снижению эксплуатационных рисков, связанных с качеством сборки и

старением материалов, но также эффективно продлевает срок службы устаревшего оборудования, улучшая использование остаточного ресурса. В итоге, автоматизированная онлайн-диагностика становится основным элементом концепции технического обслуживания по состоянию (Condition-Based Maintenance, CBM), направленной на снижение затрат на ремонтно-эксплуатационные мероприятия и повышение общей надёжности и безопасности энергосистемы [30].

### 2.1.2 Плановая диагностика

Плановая диагностика – это периодические осмотры и испытания, которые проводятся по заранее заданным циклам или требованиям технических характеристик оборудования. Этот вид диагностики обычно организуется таким образом, чтобы его проводилось во время технического обслуживания при отключении оборудования, а его конкретная частота обнаружения и проектное содержание четко требуются и стандартизируются в соответствующих технических регламентах и технических условиях подстанции. По сравнению с автоматизированной онлайн-диагностикой, плановая диагностика требует использования специализированного испытательного оборудования и ручного труда, а также в значительной степени зависит от работы профессионального и технического персонала на месте. Например, профилактические испытания главного трансформатора через определенные промежутки времени относятся к области плановой диагностики, включающей измерение сопротивления изоляции обмоток, измерение коэффициента диэлектрических потерь, испытание на выдерживаемое напряжение переменного тока и другие пункты [31]. Эти испытания должны быть выполнены квалифицированными испытателями в случае отключения электроэнергии, чтобы обеспечить надежность данных и безопасность персонала. Преимуществом плановой диагностики является возможность проведения комплексного и детального физического осмотра оборудования для выявления мелких дефектов, которые сложно

вовремя обнаружить с помощью автоматизированного мониторинга. Однако традиционное повременное обслуживание (ТПМК) также имеет некоторые недостатки: если цикл слишком короткий, это может привести к частому обслуживанию и трате ресурсов. Если цикл будет слишком длинным, вы можете пропустить скрытые опасности. В режиме TBM (time-based maintenance) существует множество элементов технического обслуживания, и общая экономия оставляет желать лучшего, что может легко привести к таким проблемам, как чрезмерное или недостаточное техническое обслуживание. Чтобы компенсировать эти ограничения, современные стратегии эксплуатации и технического обслуживания часто сочетают регулярную плановую диагностику с онлайн-мониторингом в режиме реального времени для повышения точности и эффективности работ по техническому обслуживанию [32].

### 2.1.3 Испытательно-измерительная диагностика

Диагностика на основе тестов представляет собой специализированный и высокоточный метод оценки состояния оборудования, применяемый преимущественно в ситуациях, когда автоматический онлайн-мониторинг или плановая проверка не позволяют достоверно определить причину возникшей неисправности. Этот вид диагностики служит инструментом углублённого анализа и проводится посредством специальных испытаний и измерений, направленных на получение детальной информации о внутренних процессах и физических отклонениях, происходящих в электрооборудовании. Тестовая диагностика применяется, как правило, на объектах, где имеются признаки потенциальных внутренних дефектов, снижения эксплуатационных характеристик или отклонений в работе. Так, например, при появлении аномальных вибраций или постороннего шума в трансформаторе, которые невозможно объяснить результатами регулярного мониторинга, используется метод анализа частотной характеристики (FRA) для

определения возможной деформации обмоток [33]. В случае подозрения на частичный разряд в масляно-бумажной изоляции могут быть применены методы импульсного напряжения или точной локализации разрядов с помощью акустических и электрических систем позиционирования. Несмотря на необходимость временного отключения оборудования, что увеличивает эксплуатационные риски и требует дополнительных затрат, тестовая диагностика обладает важным преимуществом: она позволяет с высокой степенью точности выявить неисправные компоненты, оценить степень их повреждения и определить объём необходимых ремонтных мероприятий. Эти методы не только дополняют данные, полученные в результате автоматической и плановой диагностики, но и служат критически важным инструментом в процессе устранения сложных и потенциально опасных неисправностей. В современной практике тестовая диагностика рассматривается как ключевой элемент системы надёжного технического обслуживания, обеспечивающий безопасность и бесперебойность работы подстанционного оборудования.

С целью повышения эффективности технического обслуживания оборудования на подстанциях, в современной инженерной практике широко внедряется многоуровневая система диагностики, которая включает в себя автоматическую, плановую и тестовую формы диагностики. Каждая из них обладает собственной областью применения, спецификой активации и функциональной направленностью, что позволяет комплексно охватывать все стадии жизненного цикла оборудования. На рисунке 2 представлена иерархическая структура диагностической системы, наглядно иллюстрирующая логическое распределение функций между различными уровнями и их взаимодополняемость при обеспечении надёжной и безопасной эксплуатации подстанционного оборудования [34].

Представленная схема наглядно демонстрирует принцип действия многоуровневой системы диагностики: автоматическая диагностика

запускается при зафиксированном отклонении параметров от установленных нормативов в режиме реального времени, плановая диагностика реализуется по заранее утверждённому графику технического обслуживания, а тестовая инициируется оператором в случае возникновения подозрений на неисправность или при необходимости углублённой проверки. Такой дифференцированный подход позволяет не только своевременно выявлять потенциальные сбои в работе оборудования и предотвращать развитие критических аварий, но и существенно повысить надёжность функционирования всей системы электроснабжения, снизить эксплуатационные издержки и минимизировать длительность вынужденных простоев

Рисунок 2 – Иерархическая структура диагностических режимов трансформаторного оборудования.



## 2.2 Виды диагностики электрооборудования

Для оценки технического состояния электрооборудования в современной диагностической практике применяются различные методы испытаний, которые по характеру воздействия на объект исследования подразделяются на две основные категории: разрушающий контроль и неразрушающий контроль. Ключевое различие между этими подходами

заключается в степени вмешательства в конструкцию и функционирование проверяемого оборудования. Методы разрушающего контроля, как правило, предполагают механическое, термическое или электрическое воздействие, которое может привести к необратимому изменению структуры или полному выходу оборудования из строя, вследствие чего они применяются исключительно в крайних случаях или в рамках опытных образцов. В отличие от них, методы неразрушающего контроля позволяют получить объективную диагностическую информацию о состоянии внутренних и внешних компонентов оборудования - таких как изоляция, токопроводящие части, подвижные механизмы - без нарушения их целостности, что делает их особенно актуальными для регулярного мониторинга и продления срока службы критически важных элементов энергосистемы [35].

### 2.2.1 Разрушающий контроль

Разрушающий контроль представляет собой тип диагностического метода, при котором проверка оборудования осуществляется с использованием воздействий, способных частично или полностью нарушить его эксплуатационные характеристики, даже если после проведения испытаний устройство временно сохраняет работоспособность. Такой подход нередко требует применения нагрузок, превышающих номинальные рабочие параметры, либо проведения демонтажных работ с последующим вскрытием компонентов, что затрудняет восстановление оборудования до первоначального состояния и повышает риск его выхода из строя. Примером служит испытание обмоток трансформатора на выдерживаемое напряжение, при котором к обмоткам прикладывается напряжение, превышающее их номинальный уровень, с целью проверки изоляционной прочности и наличия скрытых дефектов. Несмотря на высокую информативность, данный метод применяется крайне избирательно — преимущественно в случае окончательной оценки ресурса или при анализе отказавших элементов, поскольку сопровождается повышенными затратами,

сложностью выполнения и потенциальным ущербом для исследуемого объекта [36].

Для испытания изоляционного масла на устойчивость к напряжению необходимо взять пробу масла и постепенно увеличивать напряжение до тех пор, пока масляный зазор не разрушится, чтобы определить диэлектрическую прочность масла. Эти испытания также могут привести к некоторому повреждению или ухудшению состояния оборудования или его материалов при получении данных. В частности, некоторые испытания требуют разборки ключевых узлов оборудования для осмотра. Например Рис. 3 , демонтажа для проверки механического состояния катушки обмотки, что также является своеобразным повреждением оборудования.



Рисунок 3 - Разберите трансформатор для проверки механического состояния катушек обмоток

Важно отметить, что термин «разрушительность» в контексте

диагностических испытаний следует трактовать в относительном значении — не каждое подобное испытание обязательно приводит к немедленному повреждению оборудования, однако их многократное или слишком частое применение может оказывать кумулятивное воздействие, способствующее ускоренному старению компонентов, снижению диэлектрической прочности и общему сокращению остаточного ресурса оборудования. Именно поэтому такие методы, как правило, применяются только в случае крайней необходимости: при проведении заводских приёмочных испытаний, после серьёзных эксплуатационных отказов, либо в рамках квалификационных мероприятий, предусмотренных регламентами технического обслуживания. Наиболее распространённые методы разрушающей диагностики включают измерение сопротивления изоляции, определение тангенса угла диэлектрических потерь, испытания на выдерживаемое переменное напряжение, тесты на импульсную прочность и другие виды высоковольтных нагрузочных проверок. Эти процедуры позволяют получить прямую и достоверную информацию о фактической прочности и состоянии изоляционных систем оборудования, а также оценить уровень его надёжности и устойчивости к предельным режимам. Однако для исключения риска преждевременного износа все условия проведения и частота таких испытаний должны строго регулироваться, а сами процедуры - выполняться только квалифицированным персоналом с использованием сертифицированного оборудования.

### 2.2.2 Неразрушающий контроль

Неразрушающий контроль (НК) - это метод проверки состояния оборудования с помощью физических или химических средств без влияния на будущую функцию или текущее рабочее состояние проверяемого объекта. В отличие от разрушающего контроля, технология НК не оказывает существенного влияния на работоспособность устройства в процессе оценки его состояния, и зачастую не требует обширной разборки устройства,

помогая получить необходимую диагностическую информацию при сохранении целостности устройства. К распространенным методам неразрушающего контроля относятся инфракрасное тепловизионное изображение, ультразвуковой контроль, испытание частичным разрядом, анализ вибрации, анализ растворенного газа в масле и т. д. Рис. 4 показана инфракрасная термография трансформатора.

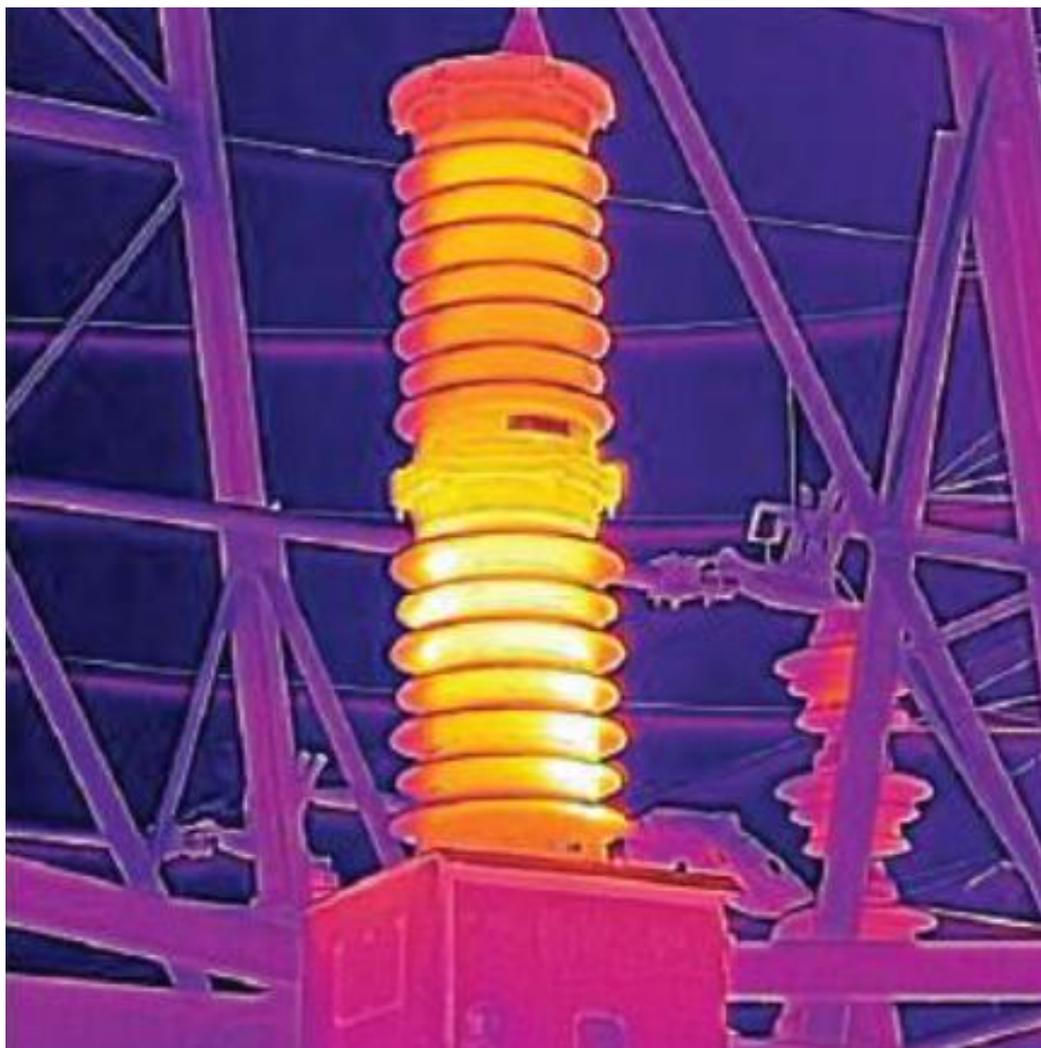


Рисунок 4 - Инфракрасное термографическое обследование трансформаторов

Этот тип диагностического метода позволяет неинтрузивно и без физического вмешательства выявлять потенциальные внутренние

неисправности оборудования путём мониторинга и анализа изменений специфических параметров, возникающих в материале или конструкции при наличии дефектов. К таким параметрам относятся, например, неравномерное распределение температурного поля, отклонения в акустической эмиссии, локальные вибрации, а также изменение диэлектрических свойств или электромагнитных характеристик. Благодаря своей высокой чувствительности и безопасности применения, неразрушающие методы контроля считаются «мягкими» по воздействию и в то же время весьма эффективными, что делает их особенно востребованными в сфере диагностики оборудования энергетических объектов. Эти методы позволяют в режиме реального времени проводить наблюдение за состоянием высоковольтного оборудования без его отключения, что значительно снижает эксплуатационные риски и потери. В современной подстанционной практике неразрушающий контроль широко используется как основной инструмент мониторинга состояния, особенно в сочетании с интеллектуальными системами анализа [37]. С целью повышения точности диагностики и выбора наиболее подходящих подходов, в инженерной практике принято различать два основных класса методов технического контроля: разрушающие и неразрушающие. На рисунке и в таблице 4 представлено сравнительное описание наиболее часто применяемых методов, отражающее их области применения, преимущества и ограничения.

Как следует из анализа таблицы 4, методы неразрушающего контроля характеризуются более высокой степенью гибкости применения и эксплуатационной безопасности, обеспечивая возможность проведения диагностики оборудования в режиме реального времени без вмешательства в его функционирование и без необходимости его вывода из эксплуатации. Указанные преимущества делают такие методы особенно актуальными для мониторинга состояния высоковольтного электрооборудования подстанций, работающего в непрерывных режимах. Тем не менее, каждый из

представленных методов обладает определёнными техническими и методологическими ограничениями, что снижает универсальность их применения в отдельных эксплуатационных условиях. В связи с этим, в практике технического обслуживания энергетического оборудования целесообразно реализовывать интегрированный подход, предполагающий комплексное использование различных методов контроля с целью повышения полноты и достоверности оценки технического состояния оборудования, а также обеспечения своевременного выявления отклонений, способных повлиять на надёжность и безопасность функционирования энергосистемы [38].

Таблица 4 – Сравнение разрушающих и неразрушающих методов контроля

<b>Метод контроля</b>	<b>Тип метода</b>	<b>Область применения</b>	<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
Испытание переменным напряжением	Разрушающий	Оценка старения изоляции, определение прочности изоляции	Прямой результат, четкая оценка	Риск повреждения оборудования
Инфракрасная термография	Неразрушающий	Обнаружение нагрева, плохих контактов	Бесконтактность, возможность оперативного выявления	Зависимость от внешних условий
Хроматография масла	Неразрушающий	Раннее обнаружение газов, растворённых в трансформаторном масле	Высокая чувствительность, возможность мониторинга	Необходимость отбора проб
Измерение частичных разрядов	Неразрушающий	Локализация внутренних электрических дефектов	Точная локализация, Пригодность для онлайн-анализа	Высокая стоимость оборудования

Например, инфракрасная термография в режиме реального времени

позволяет фиксировать тепловые аномалии, возникающие в токоведущих соединениях, при этом не нарушая функционирования диагностируемого оборудования. Методы ультразвукового контроля и мониторинга частичных разрядов в сверхвысокочастотном диапазоне (УВЧ) обеспечивают возможность регистрации импульсных сигналов, генерируемых внутренними разрядами в элементах высоковольтного оборудования, что способствует раннему выявлению нарушений в изоляционной системе. Вибрационная диагностика, реализуемая посредством установки акселерометров, применяется для определения нестандартных вибрационных характеристик, обусловленных, например, ослаблением крепёжных узлов или повышенной влажностью в сердечнике трансформатора и его обмотках. Комплексное применение указанных методов обеспечивает расширение спектра диагностических признаков, позволяет детализировать характер внутренних дефектов и формирует основу для принятия обоснованных решений по техническому обслуживанию оборудования подстанций [39].

Учитывая тот факт, что методы неразрушающего контроля не оказывают воздействия на нормальный режим функционирования оборудования, они представляют собой наиболее целесообразное решение для длительного и непрерывного онлайн-мониторинга технического состояния электротехнических объектов. В условиях реальной эксплуатации и в процессе регламентного технического обслуживания подстанционного оборудования приоритет, как правило, отдается именно методам неразрушающей диагностики, поскольку они позволяют обеспечить необходимый уровень информативности без вывода оборудования из эксплуатации. Необходимость отключения электроустановки рассматривается лишь в тех случаях, когда неразрушающие методы не способны обеспечить получение диагностической информации критической важности или не соответствуют установленным требованиям по точности

оценки технического состояния. В таких ситуациях может применяться строго ограниченный по объёму и длительности разрушающий контроль в качестве дополнения с целью повышения достоверности и полноты диагностических результатов. В современных условиях технология неразрушающего контроля является ключевым элементом систем мониторинга состояния электрооборудования, а степень её развития выступает значимым индикатором технологической зрелости и уровня организации технической эксплуатации в электроэнергетическом секторе [40].

### **2.3 Параметры силового трансформатора, контролируемые системой мониторинга**

Поскольку силовой трансформатор представляет собой один из ключевых элементов подстанционного оборудования, от надёжности и устойчивости функционирования которого зависит стабильность всей энергосистемы, его техническое состояние должно подлежать комплексной и систематической диагностике на основе мониторинга совокупности критически значимых параметров. В типовой системе онлайн-мониторинга трансформатора реализуется непрерывный сбор, передача и аналитическая обработка информации по ряду диагностических показателей, отражающих тепловое, электрическое, механическое и изоляционное состояние объекта. Ниже приведён перечень основных параметров, подлежащих постоянному контролю в рамках интеллектуальных систем технического мониторинга трансформаторного оборудования.

Среди параметров, характеризующих состояние изоляционной системы трансформатора, особое значение придаётся уровню частичных разрядов (ЧР), который рассматривается как один из основных индикаторов наличия внутренних дефектов и снижения диэлектрической прочности первичной изоляции. Встраиваемые системы мониторинга, функционирующие на основе датчиков сверхвысокочастотного (УВЧ) диапазона или акустических

преобразователей, обеспечивают регистрацию сигналов ЧР в режиме реального времени, что позволяет своевременно фиксировать появление аномалий, возникающих вследствие локальных нарушений структуры изоляции. Нарастающая динамика уровня ЧР, зафиксированная в процессе наблюдения, может свидетельствовать о прогрессирующем процессе старения изоляционного материала или развитии электрических дефектов, требующих проведения углублённой диагностики и принятия профилактических мер со стороны эксплуатационного персонала. Таким образом, мониторинг частичных разрядов является неотъемлемым элементом системы оценки надёжности изоляции силовых трансформаторов в условиях современного технического обслуживания [41].

Температурные параметры являются одними из наиболее значимых показателей при комплексной оценке технического состояния силовых трансформаторов, поскольку температура верхнего слоя масла и температура горячей точки обмотки оказывают прямое влияние на интенсивность термического старения изоляционных материалов, а также на допустимую перегрузочную способность оборудования. Для обеспечения непрерывного и точного контроля температурного режима в составе системы мониторинга, как правило, используются масляные термометры и оптоволоконные температурные датчики, обеспечивающие измерение температуры трансформаторного масла и наиболее термически нагруженных зон обмоток. При превышении заданного температурного порогового значения система автоматически формирует сигнал тревоги и инициирует включение охлаждающего устройства, предотвращая развитие аварийных ситуаций, вызванных перегревом активной части трансформатора. Кроме того, накопленные исторические данные температурных измерений могут быть использованы для анализа степени термического износа и расчёта остаточного теплового ресурса изоляции, что играет важную роль в обосновании сроков технического обслуживания и

продлении межремонтных интервалов.

Газ и влажность в масле: Растворенный газовый компонент изоляционного масла является индикатором «анализа крови» для диагностики внутренних неисправностей в трансформаторах. Среди них содержание водорода, ацетилена и других газов отличается высокой чувствительностью к разрядным дефектам [27]. Система онлайн-мониторинга использует устройство онлайн-мониторинга газа (датчик DGA) для регулярного сбора и анализа изменений концентрации различных растворенных газов в изоляционном масле, чтобы реализовать раннюю идентификацию и раннее предупреждение о потенциальных неисправностях, таких как перегрев и разряд, а также эффективно повысить безопасность и надежность работы трансформатора. В то же время датчик влажности (микровлажности) в масле может следить за степенью влажности в изоляции, а излишняя влажность значительно снизит диэлектрическую прочность, которую нужно как можно скорее высушить.

Среди существенных параметров корпуса важными показателями для оценки его изоляционных характеристик являются коэффициент диэлектрической диссипации ( $\tan\delta$ ) и емкость высоковольтного корпуса. Изменения этих параметров могут чутко отражать степень старения или потенциальные дефекты изоляционного материала, что полезно для своевременного обнаружения аномального состояния изоляции корпуса. Система мониторинга измеряет диэлектрические потери и изменение емкости корпуса в режиме реального времени с помощью датчиков, установленных в торце корпуса. Если коэффициент диэлектрических потерь значительно увеличен или емкость ненормально дрейфует во время мониторинга, это обычно указывает на то, что может существовать риск попадания влаги, ухудшения изоляции или даже поломки внутри ввода, и его следует своевременно отремонтировать или заменить. Кроме того, такие параметры, как ток утечки на торцевом экране, уровень масла в корпусе и

хроматографические характеристики газа в масле, также включены в объем рутинного мониторинга для достижения полного контроля рабочего состояния корпуса высокого давления и обеспечения его безопасной и надежной работы в течение длительного времени. Нагрузка и охлаждение: Ток нагрузки трансформатора и положение устройства РПН оказывают непосредственное влияние на условия эксплуатации. Система мониторинга непрерывно регистрирует ток нагрузки трансформатора, а также изменения положения и количество раз переключения отводов регулирования напряжения под нагрузкой, что может быть использовано для оценки фактического коэффициента нагрузки оборудования и определения износа контактов устройства РПН для последующего обслуживания и ремонта [42]. В то же время ключевые параметры системы охлаждения, такие как ток масляного насоса, состояние вентилятора и т. д., контролируются для обеспечения адекватного охлаждения. Некоторые интеллектуальные системы мониторинга также отслеживают разницу температур между входом и выходом радиатора, высоту уровня масла и т. д., что является основой для оценки того, является ли охлаждающий эффект и циркуляция масла нормальными.

Другие электрические и механические параметры: в том числе ток заземления сердечника, виброускорение, сопротивление обмотки постоянному току и т. д. Чрезмерный ток многоточечного заземления железного сердечника часто приводит к повреждению изоляции зажима или неисправности многоточечного заземления, с чем следует бороться как можно скорее. Аномальное увеличение ускорения вибрации корпуса трансформатора может быть сигналом ослабленных обмоток или аномальной внутренней структуры, а мониторинг в режиме реального времени и раннее предупреждение могут быть достигнуты за счет установки датчиков вибрации. Кроме того, регулярное измерение постоянного сопротивления обмотки также является распространенным методом

диагностики, который позволяет эффективно определить, есть ли потенциальные неисправности, такие как плохой контакт и обрыв проводов [43].

После того, как вышеупомянутые ключевые рабочие параметры будут собраны системой онлайн-мониторинга в сочетании с технологией обработки данных и интеллектуального анализа, текущее рабочее состояние и уровень исправности трансформатора могут быть всесторонне отражены, а также обеспечена мощная поддержка оценки состояния оборудования и предупреждения о неисправностях.

Например, с помощью корреляционного анализа различных параметров состояния можно выделить типы неисправностей: аномальная температура сопровождается значительным увеличением горючих газов, причем большинство из них являются неисправностями перегрева.

Повышение уровня ЧР и выработка ацетилена в основном связаны с дефектами разряда. Если диэлектрические потери увеличиваются, а содержание микроводы превышает норму, возможно, изоляция влажная. Когда все ключевые параметры колеблются в пределах нормы, это говорит о том, что оборудование стабильно и находится в хорошем состоянии, и может продолжать работать без дополнительного вмешательства.

Результаты показывают, что при всестороннем использовании многопараметрической информации, такой как перегрев обмоток, газ в масле, частичный разряд, ток в сердечнике, диэлектрические потери в вводе и т. д., можно более точно судить о характере неисправности трансформатора и реализовать всестороннюю оценку состояния трансформатора в сложных условиях эксплуатации [44]. Видно, что комплексный мониторинг ключевых эксплуатационных параметров является основным средством обеспечения долгосрочной стабильной работы трансформатора и эффективного содействия реализации стратегии государственного технического обслуживания.

Для более эффективной оценки состояния оборудования на основе данных мониторинга в системах наблюдения за трансформатором обычно устанавливаются пороговые значения для ключевых параметров. При их превышении система автоматически инициирует сигнал тревоги. Типичные значения этих порогов приведены в таблице 5 .

Таблица 5 – Примеры пороговых значений тревоги для параметров мониторинга трансформатора

<b>Параметр мониторинга</b>	<b>Порог тревоги</b>	<b>Порог Аварийной остановки</b>	<b>Значение параметра и пояснения</b>
Температура верхнего слоя масла	80–85°C	90–95°C	Превышение может указывать на перегрев изоляции
Температура горячей точки бмотки	110°C	Свыше 130°C	Риск повреждения изоляции из-за перегрева обмотки
Содержание водорода в масле (H <sub>2</sub> )	Свыше 150 ppm	Свыше 1000 ppm	Высокое содержание H <sub>2</sub> свидетельствует о дуговом разряде
Содержание влаги в масле	>20% насыщения	>30% насыщения	Повышенная влажность снижает прочность изоляции
Уровень частичных разрядов	>500 пКл	>1000 пКл	Аномальные ЧР, требуется дополнительная диагностика
Рост тангенса угла потерь (tanδ) в проходных изоляторах	>0,5 Процентных пункта	>1 процентного пункта	Указывает на старение изоляции, возможные дефекты

В частности, температура верхнего слоя масла и температура горячей точки обмотки считаются важнейшими индикаторами состояния трансформатора. Температура масла выше 80–85°C требует повышенного внимания, а превышение 90–95°C требует немедленного вмешательства. Температура горячей точки обмотки свыше 110°C должна вызывать тревогу, а при достижении 130°C трансформатор следует немедленно отключить для ремонта.

Содержание водорода в трансформаторном масле выше 150 ppm сигнализирует о начальной стадии разряда, тогда как уровень выше 1000 ppm может указывать на серьезное повреждение оборудования. Содержание влаги в масле свыше 20% от уровня насыщения представляет опасность, а при превышении 30% необходимо срочно принять меры.

Если уровень частичных разрядов превышает 500 пКл, рекомендуется провести дополнительные офлайн-испытания. Повышение тангенса угла потерь ( $\tan\delta$ ) в проходных изоляторах на более чем 0,5 п.п. от начального значения требует контроля, а рост более чем на 1 п.п. сигнализирует о значительном ухудшении изоляции [45].

В сочетании с иллюстрацией расположения точек мониторинга на корпусе трансформатора и приведённой таблицей тревожных порогов, данный подход обеспечивает наглядность и полноту представления о системе онлайн-мониторинга. Это способствует более быстрому и обоснованному принятию решений по техническому обслуживанию и повышает общую надёжность эксплуатации оборудования.

## **2.4 Выводы**

Совокупность всех методов диагностики дает возможность составить общую картину технического состояния электрооборудования подстанций, выявить мельчайшие дефекты и оценить функциональный ресурс объекта.

В этой главе основное внимание уделяется уровню автоматизации диагностических технологий и возможному влиянию на оборудование, а

также систематически сортируются основные методы диагностики технологий и соответствующие методы их применения.

Автоматизированная диагностика в режиме реального времени обеспечивает мониторинг в режиме реального времени и возможности раннего предупреждения.

Регулярная плановая диагностика обеспечивает тщательный медицинский осмотр оборудования.

Специальная диагностика, основанная на тестах, обеспечивает авторитетную основу для постановки сложных проблем.

В то же время разрушающий и неразрушающий контроль являются двумя категориями методов диагностики, каждый из которых имеет свою сферу применения: ежедневный мониторинг в основном неразрушающий, при необходимости дополняемый подтверждением разрушающего контроля.

Комбинируя все вышеперечисленные методы диагностики, можно в полной мере понять техническое состояние электрооборудования на подстанции, выявить малозаметные дефекты и оценить функциональный запас оборудования. Эта комплексная концепция диагностики закладывает основу для последующего повышения эксплуатационной надежности электрооборудования и продления срока его службы.

### 3. ДАТЧИКИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРА, РАЗРАБОТАННЫЕ В КНР И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ

Достижения в области технологий интеллектуальных датчиков обеспечивают надежную поддержку мониторинга состояния энергетического оборудования. В последние годы китайские научно-исследовательские институты и предприятия вложили много усилий в НИОКР в области датчиков неразрушающего контроля и достигли ряда инновационных результатов [46].

В этой главе сначала будет рассмотрена типичная технология неразрушающих датчиков, разработанная в Китае, включая основные исследовательские подразделения, показатели эффективности и сценарии применения, затем представлен статус исследований и разработок алгоритмов и программного обеспечения для дистанционного мониторинга состояния в Китае и, наконец, продемонстрируется эффект применения технологии неразрушающего мониторинга на эмпирическом примере типичной подстанции.

#### **3.1 Датчики неразрушающего контроля**

Технология оптоволоконного зондирования: оптоволоконные датчики особенно подходят для мониторинга состояния в условиях высокого напряжения и сильного тока благодаря своим хорошим изоляционным характеристикам и сильной антиэлектромагнитной помехоустойчивости [47]. Китай провел большую исследовательскую работу в области оптического зондирования. Команда, представленная компанией North China Electric Power (ранее North China Electric Power University), разработала датчик на основе волоконной брэгговской решетки (FBG) для обнаружения таких параметров, как растворенные газы и частичные разряды в трансформаторном масле. Одним из перспективных решений для неразрушающего контроля в

подстанциях является использование оптоволоконных газовых датчиков на основе технологии Bragg- решётки (FBG). Они обладают высокой чувствительностью, электромагнитной совместимостью и устойчивостью к внешним помехам. На рис. 4 представлена схема типичного оптоволоконного газового датчика, используемого для обнаружения газов, выделяющихся при перегреве или внутреннем повреждении трансформатора [48].

Для более глубокого понимания чувствительности волоконно-брэгговского датчика (FBG) к внешним газам и температурным изменениям, полезно рассмотреть математическую зависимость отражённой длины волны от параметров структуры решетки. Принцип отражения в FBG-датчике подчиняется следующему выражению:

$$\lambda_B = 2 \cdot n_{eff} \cdot \lambda$$

где:

$\lambda_B$  - отражённая центральная длина волны

$n_{eff}$  - эффективный показатель преломления сердцевины волокна

$\lambda$  - период брэгговской решетки

Присутствие определённых газов, таких как водород или ацетилен, способно изменить  $n_{eff}$  что вызывает смещение отражённой длины волны  $\lambda_B$ . Таким образом, фиксируя величину этого смещения, можно количественно определить концентрацию соответствующего газа.

Для более точного описания влияния внешних факторов (температуры, механического напряжения, состава газов) на длину волны отражения FBG-датчика используется обобщённое выражение:

$$\Delta\lambda_B = \lambda_B \cdot (1 - P_e) \cdot \varepsilon + \lambda_B \cdot \alpha \cdot \Delta T$$

где:

$\varepsilon$  - механическое удлинение (деформация);

$\Delta T$  - изменение температуры;

$\rho_e$  - эффективный фотоэластический коэффициент;

$\alpha$  - коэффициент теплового расширения материала.

Эта формула объясняет, как волоконно-решётчатый датчик способен различать влияние температуры и механических факторов, обеспечивая точную калибровку измерений в трансформаторном оборудовании [49].

На рис. 5 представлена схема распространения лазерного излучения в волокне, отражения в зоне FBG, а также влияние газовой среды на параметры отражения. Данный механизм объясняет высокую чувствительность FBG-датчиков к малейшим изменениям внешней среды и обосновывает их широкое применение в онлайн-мониторинге трансформаторного оборудования.

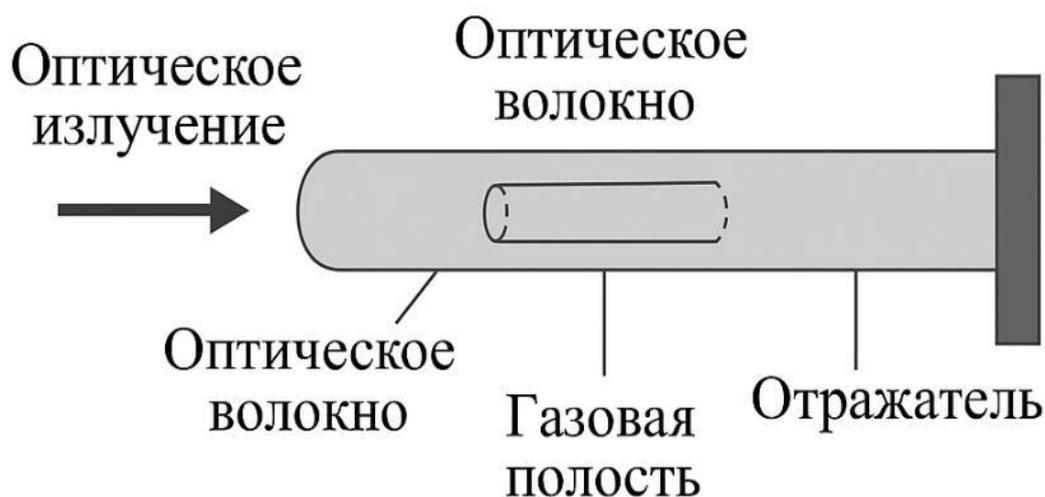


Рисунок 5 - Схема устройства оптоволоконного газового датчика

Как видно из схемы, оптическое излучение проходит через волокно и взаимодействует с газовой полостью, отражаясь от торцевого отражателя. Изменение показателя преломления, вызванное наличием определённых газов, влияет на длину волны отражённого сигнала, что позволяет точно определить

концентрацию целевых компонентов. Данный метод особенно эффективен при ранней диагностике внутренних дефектов в силовом оборудовании.

Например, Гуандунский научно-исследовательский институт электроэнергетики и университеты предложили D-образный датчик водорода с волоконной решеткой, который может обеспечить высокочувствительное измерение концентрации водорода в масле путем полировки оптического волокна и нанесения на него покрытия. Эксперименты показывают, что датчик имеет линейную реакцию на низкую концентрацию водорода, и каждые изменения длины волны на 1 пм могут соответствовать примерно 1,96 мкл/л изменения концентрации водорода, а чувствительность значительно улучшается [50]. Исследование, проведенное в 2023 году, подтвердило целесообразность технологии волоконно-оптического зондирования в области обнаружения трансформаторных нефтяных газов и продемонстрировало значительные преимущества с точки зрения чувствительности, устойчивости к электромагнитным помехам и производительности мониторинга в режиме реального времени.

Кроме того, отечественные ученые разработали акустический эмиссионный датчик на основе принципа оптической интерференции, который применяется для детектирования частичных разрядов трансформатора. По сравнению с традиционными пьезоэлектрическими датчиками, волоконно-оптические датчики АЕ обладают более высокой чувствительностью и более широким динамическим диапазоном, что позволяет надежно улавливать акустические сигналы разряда в суровых электромагнитных условиях внутри трансформатора и осуществлять онлайн-мониторинг частичного разряда [51].

Технологии УВЧ и акустического зондирования играют ключевую роль в ранней идентификации частичных разрядов и особенно важны для предотвращения повреждений изоляции. В последние годы Китай добился относительно зрелого прогресса в области технологий сверхвысоких частот

(УВЧ) и ультразвукового зондирования. В настоящее время некоторые отечественные производители оборудования имеют возможность установки на фланец бака трансформатора или клапане слива масла датчики УВЧ, которые могут эффективно улавливать сигнал высокочастотного электромагнитного излучения, вызванный частичным разрядом внутри трансформатора, а затем оценивать интенсивность частичного разряда.

В некоторых исследованиях также предлагается использовать несколько массивов датчиков УВЧ и использовать метод времяпролетного позиционирования для точного определения местоположения источников ЧР.

Для точного определения местоположения источника частичных разрядов в трансформаторе или распределительном устройстве широко используется метод определения разности времени прибытия сигнала (Time Difference of Arrival, TDOA). Данный метод основывается на измерении разницы времени между поступлением сигнала на разные датчики, после чего, используя скорость распространения электромагнитной волны, рассчитывается разность расстояний до источника сигнала.

Ключевая формула TDOA выглядит следующим образом:

$$d_{ij} = C (t_i - t_j)$$

где:

$d_{ij}$  - разность расстояний от источника разряда до датчиков  $i$  и  $j$ ;

$c$  - скорость распространения радиоволны (около  $3 \times 10^8$  м/с в вакууме);

$t_i, t_j$  - время прибытия сигнала на датчики  $i$  и  $j$  соответственно.

На практике, при наличии как минимум трех датчиков, можно построить систему уравнений и вычислить точное местоположение источника частичного разряда в пространстве. Данный метод обладает высокой точностью и особенно эффективен в средах с экранирующим

эффектом, таких как металлические оболочки трансформаторов.

чтобы значительно повысить точность диагностики неисправностей. Кроме того, пьезоэлектрические датчики акустической эмиссии (АЭ) также широко используются для мониторинга частичных разрядов масляных трансформаторов, что еще больше обогатило методы обнаружения частичных разрядов.

Типичные продукты, такие как Chongqing Saibao, Hunan Pengxiang и другие компании, выпустили широкополосный датчик АЭ, который прикреплен к стенке трансформаторного бака, может принимать ультразвуковой сигнал, вызванный частичным разрядом, в режиме реального времени, и передавать его на узел мониторинга после предварительного усиления и фильтрации. Результаты измерений показывают, что датчик АЭ может улавливать каждый импульс частичного разряда в условиях сильных электромагнитных помех и определять местоположение источника питания разряда с помощью многоточечных измерений. Чтобы улучшить характеристики традиционного акустического зондирования, существуют также отечественные научно-исследовательские группы для изучения комбинации оптического волоконного зондирования FBG и технологии акустической эмиссии, а также для разработки оптоволоконных акустических волновых датчиков для замены пьезоэлектрических кристаллов и достижения более высоких результатов обнаружения частичных разрядов [52].

В целом, технология сверхвысокочастотного электромагнитного зондирования (УВЧ) и ультразвуковой/акустической эмиссионной (АЭ) технологии совместного использования являются основными средствами онлайн-мониторинга частичных разрядов трансформаторов. Благодаря постоянному развитию и популяризации и применению технологий. Для сравнения, в США Калифорнийский университет совместно с компанией АВВ разработал оптоволоконную систему мониторинга ЧР для

оборудования GIS, которая уже используется в коммерческой эксплуатации. В Японии компания Toshiba внедрила миниатюрные MEMS-датчики для анализа газов в трансформаторах. Это подтверждает, что Китай в последние годы значительно сократил технологический разрыв и вышел на уровень передовых мировых решений в области интеллектуального мониторинга. Эти два типа сенсорных технологий широко используются на подстанциях в Китае. практическое применение также подтверждает эффективность сенсорных технологий. Например, на 500 кВ подстанции в Чунцине было установлено 6 широкополосных АЕ-датчиков. За два года эксплуатации количество ложных срабатываний снизилось на 42 %, а среднее время предупреждения неисправности увеличилось до 96 часов. Это позволяет эффективно предотвращать критические отказы оборудования и сократить внеплановые простои, обеспечивая надежную поддержку для повышения безопасности работы и возможностей раннего предупреждения о неисправностях энергетического оборудования. Как показано на рис. 5 - 7, это практическая схема применения распространенных датчиков неразрушающего контроля на оборудовании подстанции.



Рисунок 6 – Реальное размещение волоконно-брэгговского (FBG) датчика в зоне горячей точки обмотки трансформатора



Рисунок 7 – Схема фактической установки датчика  
сверхвысокочастотного (UHF) частичного разряда на фланце масляного бака  
трансформатора



Рисунок 8 – Пример применения пьезоэлектрического акустического эмиссионного датчика, прикреплённого к боковой стенке трансформатора

Что касается газового и химического зондирования, то онлайн-мониторинг растворенных газов в масле традиционно опирается на хроматографические анализаторы для достижения точного и количественного обнаружения типичных газов-индикаторов неисправностей,

таких как водород (H<sub>2</sub>), окись углерода (CO) и метан (CH<sub>4</sub>), что обеспечивает ключевую основу для идентификации типов неисправностей трансформаторов и оценки тенденций развития.

Для повышения точности классификации типов неисправностей трансформаторов на основе анализа растворенных газов широко используется метод тройного газового соотношения, предложенный Дувалем (Duval Triangle Method). Метод основывается на трех безразмерных соотношениях концентраций ключевых газов-индикаторов:

$$R1 = \frac{C_{2H_2}}{C_{2H_4}} \quad R2 = \frac{CH_4}{H_2} \quad R3 = \frac{C_2H_6}{C_2H_4}$$

где:

R1,R2,R3 - диагностические соотношения;

C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>,C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>,CH<sub>4</sub>,H<sub>2</sub>,C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> - концентрации ацетилена, этилена, метана, водорода и этана соответственно.

Эти три соотношения образуют координатные оси на диаграмме Дувала, которая разделена на характерные области, соответствующие типичным дефектам, таким как разряд дугового типа (D1,D2), перегрев низкой/высокой температуры (T1,T2,T3), частичный разряд (PD) и термический разряд с дугой (DT). По расположению точки с координатами (R1,R2,R3) (R1,R2,R3) (R1,R2,R3) можно определить предполагаемый тип неисправности. Данный метод особенно удобен для графической визуализации и автоматической классификации в рамках онлайн-мониторинга.

Однако хроматографическое оборудование является громоздким и дорогостоящим. В таблице ниже представлены сравнительные характеристики традиционного хроматографа и новейших миниатюрных газовых сенсоров, разработанных в КНР:

Таблица 6 - Сравнительные характеристики обычных хроматографов с новейшими миниатюрными газовыми сенсорами, разработанными в Китае

<b>Параметр</b>	<b>Хроматограф</b>	<b>миниатюрными газовыми сенсорами</b>
Размер оборудования	Крупногабаритный	Компактный (встраиваемый)
Время отклика	> 10 минут	< 10 секунд
Чувствительность	Высокая	Средняя - высокая
Непрерывный мониторинг	Нет	Да
Стоимость обслуживания	Высокая	Низкая

Тем не менее, несмотря на высокую точность, хроматографические анализаторы обладают рядом существенных недостатков:

В частности, Сюй Шусин и его коллеги из Пекинского института наноэнергетики и систем Китайской академии наук в 2024 году разработали беспроводное пассивное устройство для зондирования тонких газов, основанное на технологии ближнепольной электромагнитной связи, не требующее внешнего питания. Оно оснащено MEMS-датчиком метана и может устанавливаться на реле Бухгольца трансформатора для онлайн-контроля концентрации легких углеводородов. Полевые испытания показали способность устройства надежно фиксировать уровень метана около 1000 ppm, одновременно измеряя напряжение утечки контакта реле (0–100 В) и температуру масла (до 90 °С), что существенно повышает точность диагностики и обеспечивает более полное представление о текущем состоянии оборудования [53].

В последние годы отечественные исследователи разработали целый ряд новых газовых сенсоров для обнаружения и анализа газов неисправности трансформаторов.

Например, миниатюрный датчик водорода, использующий чувствительный к металл-оксиду полупроводника элемент, может обнаруживать растворенное следовое количество водорода в масле в режиме реального времени. Кроме того, для обнаружения газов, таких как ацетилен, используется датчик кварцевого кристаллического резонатора (ККМ), покрытый функциональной пленкой, а его сдвиг частоты может отражать изменения концентрации газа. Эти небольшие газовые датчики могут быть интегрированы в контур циркуляции трансформаторного масла для непрерывного онлайн- мониторинга неисправных газов.

В частности, Сюй Шусин и его коллеги из Пекинского института наноэнергетики и систем Китайской академии наук в 2024 году представили инновационное беспроводное пассивное устройство для зондирования тонких газов, основанное на технологии ближнепольной электромагнитной связи. Это устройство оснащено встроенным MEMS-датчиком метана и может быть непосредственно установлено на газовом пузыре реле Бухгольца трансформатора для непрерывного мониторинга концентрации легких углеводородных газов в реальном времени. Результаты полевых испытаний подтвердили, что датчик способен стабильно фиксировать концентрации метана порядка 1000 ppm без использования внешнего источника питания. Кроме того, он может одновременно собирать дополнительные параметры, такие как напряжение утечки контакта реле в диапазоне от 0 до 100 В и температуру масла до 90 °С, что значительно расширяет его диагностические возможности и повышает точность комплексного мониторинга состояния трансформатора [54].

Эта инновация дает новую идею для решения проблемы неисправности традиционных реле Bucher и отражает независимые

инновационные возможности Китая в области технологии обнаружения неисправностей трансформаторов.

Температурное и механическое измерение: В дополнение к вышеупомянутым датчикам для обнаружения повреждений изоляции, в Китае также реализуется множество практических решений в области мониторинга температуры и механического состояния трансформаторов. Температура горячей точки обмотки считается критическим параметром, напрямую влияющим на ресурс изоляции трансформатора, однако традиционные аналоговые термометры уже не способны удовлетворить требования к высокой точности измерений в условиях современных нагрузок. В этой связи была разработана и внедрена система измерения температуры на основе волоконно-оптических решеток, созданная в сотрудничестве университетов и промышленных предприятий г. Уханя. Эта система успешно применяется в главных трансформаторах и позволяет встраивать волоконные датчики непосредственно в стратегические точки обмоток для непрерывного измерения температуры горячей точки с высокой точностью до  $\pm 1$  °C, обеспечивая тем самым надёжную основу для предиктивного обслуживания оборудования.

По сравнению с традиционными термометрами сопротивления, технология измерения температуры оптического волокна обладает хорошей антиэлектромагнитной помехоспособностью и подходит для длительной стабильной работы в условиях сильного электромагнитного излучения. В то же время, чтобы более полно оценить состояние механического состояния трансформаторов, технология виброчувствительности постепенно привлекла внимание отрасли. Например, NARI Group и другие научно-исследовательские и инженерные подразделения разработали устройства мониторинга вибрации трансформаторов, которые развертывают датчики ускорения в ключевых деталях, таких как зажимы сердечника и стенки топливного бака, для сбора сигналов вибрации во время работы, а также для

оценки того, ослаблен ли сердечник, деформированы ли обмотки и другие структурные проблемы с помощью спектрального анализа. Исследование показало, что вибромониторинг, как неэлектрический и неразрушающий метод контроля, эффективно дополняет традиционные методы электрических испытаний. Особенно в случае механических неисправностей, таких как деформация обмотки в трансформаторе, сопутствующие изменения реактивного сопротивления короткого замыкания вызовут значительные колебания параметров вибрационных характеристик, которые могут быть идентифицированы по количественным данным датчика, чтобы реализовать онлайн-мониторинг обмотки и состояния сердечника. Кроме того, некоторые компании также запустили системы датчиков вибрации на основе технологии волоконных решеток, которые еще больше расширяют общий охват мониторинга больших трансформаторов и улучшают чувствительность и пространственное разрешение идентификации неисправностей за счет многоточечного развертывания и последовательного сбора вибрационных сигналов по оптоволоконному кабелю.

Как показано на рис. 8, технология детектирования УВЧ демонстрирует исключительно высокую чувствительность при выявлении частичных разрядов, особенно в обмотках трансформаторов и высоковольтных выключателях, что делает её крайне эффективной для оперативного обнаружения переходных изоляционных дефектов. В то же время инфракрасная тепловизионная съёмка обеспечивает значительные преимущества при обнаружении перегревов и тепловых аномалий, в частности в таких зонах, как соединения токоведущих шин и контактов, обеспечивая визуализацию скрытых дефектов на ранней стадии.

В отличие от этого, акустическое обнаружение и измерение температуры с использованием оптоволоконной технологии обладают повышенной стабильностью и устойчивостью к электромагнитным помехам, что делает их особенно подходящими для длительного мониторинга

состояния конструктивных элементов, таких как разрядники, кабельные муфты и зоны теплового накопления. Это направление исследований и разработок формирует теоретическую основу и научно-техническую поддержку для дальнейшего обоснованного внедрения мультисенсорных интеллектуальных систем мониторинга на подстанциях, включая потенциальное применение в условиях термоядерного синтеза.

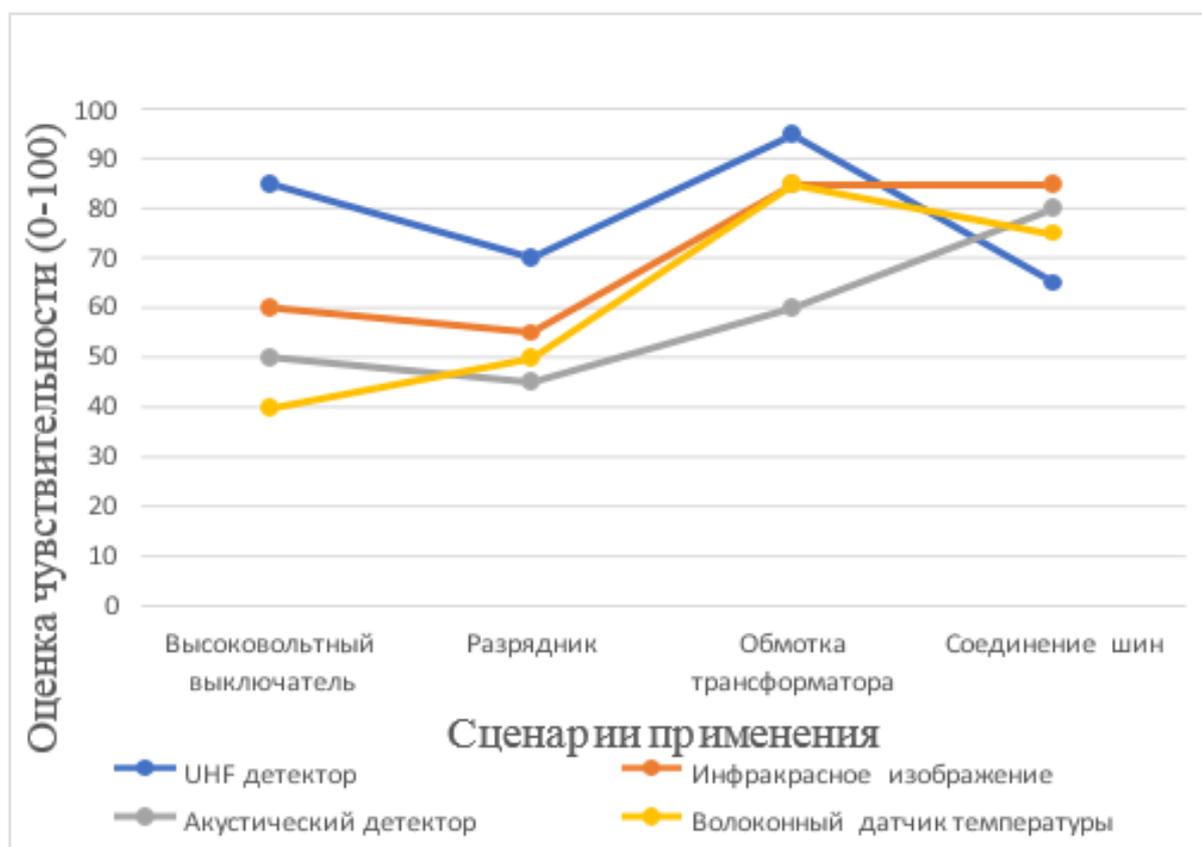


Рисунок 9 - Тенденция чувствительности различных методов НК в различных сценариях применения

### 3.2 Выводы

Подводя итог, можно сказать, что в Китае сформирована система исследований и разработок, охватывающая электрическую, оптическую и акустическую, тепловую, химическую и другие области в области датчиков

неразрушающего контроля трансформаторов.

Ряд сенсорных продуктов с независимыми правами интеллектуальной собственности (например, волоконно-оптические датчики газа в нефти, волоконно-оптические датчики акустической эмиссии, многопараметрические интегрированные сенсорные устройства и т. д.) были опробованы или эксплуатировались в области электросетей, и их производительность достигла международного передового уровня. В области сверхвысокого напряжения, передачи постоянного тока и т. д. были выдвинуты более высокие требования к датчикам, и китайские научные исследователи также активно изучают технологии зондирования с новыми принципами и новыми материалами для дальнейшего повышения чувствительности, надежности и адаптивности мониторинга к окружающей среде.

С целью всесторонней оценки диагностического эффекта различных методов неразрушающего контроля в реальных условиях оборудования в данной работе извлечены данные об их применении на различных электротехнических установках на основе типовых отечественных технических достижений, а также проведено их сравнение и анализ с точки зрения диагностической чувствительности.

#### 4 АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММЫ, РАЗРАБОТАННЫЕ В КНР ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На основе массивов данных о состоянии оборудования, получаемых датчиками, основной задачей системы мониторинга состояния является эффективный анализ данных и диагностика неисправностей. С этой целью отечественными учеными и инженерами разработаны разнообразные алгоритмы дистанционного мониторинга и программные комплексы для оценки состояния и диагностики неисправностей силовых трансформаторов и другого оборудования.

Разработка диагностических алгоритмов: Ранняя диагностика неисправностей в основном основывалась на эмпирических методах и простых моделях, а адаптивность к сложным условиям труда была низкой. В последние годы отечественные исследователи продвигают интеллектуальную модернизацию диагностических алгоритмов за счет внедрения искусственного интеллекта и технологии больших данных. В настоящее время наиболее часто используемые диагностические алгоритмы можно в общих чертах разделить на три категории:

1. Метод аналитической модели: путем создания математической модели оборудования, данные мониторинга в режиме реального времени сравниваются с результатами расчетов модели, чтобы выявить неисправности. Например, модель эквивалентной цепи используется для расчета распределения тока обмотки трансформатора в нормальных условиях, а затем сравнивается с измеренным значением для обнаружения аномалий. Однако точность этого метода в значительной степени зависит от точности параметров модели, и в сложных сценариях неисправностей могут возникать ошибки.

2. Методы, основанные на качественных эмпирических знаниях.

Интегрируйте экспертный опыт и правила в процесс диагностики, такие как экспертные системы, нечеткая логика и нейронные сети. Этот метод может использоваться для ввода в базу знаний о характеристиках неисправностей, накопленную за многие годы, но обычно он сталкивается с большими трудностями при создании полной базы знаний.

3. Подход, основанный на данных: характеристики и закономерности разломов горных работ непосредственно на основе исторических данных мониторинга, не полагаясь на явные физические модели. Например, методы опорных векторов (SVM) или методы глубокого обучения могут использоваться для автоматической классификации типов неисправностей путем распознавания образов на таких данных, как концентрация газа в масле, сигналы вибрации и многое другое.

Тенденция развития: Практика показала, что все виды алгоритмов имеют свои преимущества и недостатки, и одному алгоритму сложно адаптироваться ко всем сценариям применения. Поэтому мультиалгоритмический синтез стал важным направлением современных исследований. Например, некоторые ученые объединили нейронные сети с грубыми наборами, что не только снижает потребность в обучающих выборках, но и повышает точность диагностики. В целом, алгоритмы машинного обучения, управляемые данными, все шире используются в отечественной энергетике.

Согласно статистике, с 2010 года количество научных работ, связанных с диагностикой неисправностей трансформаторов на основе искусственного интеллекта, продолжает расти, что свидетельствует о том, что эта область получила долгосрочное внимание со стороны академических кругов и инженеров.

Программная архитектура платформы удаленного мониторинга: Для применения вышеуказанных алгоритмов к реальной работе электросетей отечественными энергетическими компаниями построено множество

платформ удаленного мониторинга состояния и диагностики неисправностей. Эти платформы обычно используют иерархическую распределенную архитектуру для удовлетворения потребностей как полевых подстанций, так и диспетчерских развертываний.

К типовым решениям относятся: установка на площадке подстанции интеллектуального устройства мониторинга, отвечающего за сбор сигналов датчиков, предварительную обработку данных и локальное хранение; Данные передаются на мастер- станцию удаленного мониторинга или облачную платформу по сети, а мастер-станция используется для глубокого анализа, централизованного хранения и визуального отображения. С целью обеспечения взаимосвязи данных между оборудованием и системами мониторинга различных производителей также была проведена соответствующая работа по стандартизации мониторинга состояния в Китае.

Например, информационная модель интеллектуального оборудования на подстанции определяется на основе стандарта IEC 61850, а данные, собранные устройством онлайн-мониторинга, сопоставляются с информацией об измерениях протокола 61850 и загружаются на главную станцию мониторинга через коммуникационную сеть подстанции. Предложена информационная архитектура системы мониторинга, объединяющая МЭК 61850 и МЭК 61970 (стандарт данных диспетчеризации сети) для реализации интеграции данных мониторинга на уровне подстанции и уровня главной станции диспетчеризации [55]. В частности, в модели МЭК 61850 каждый элемент оборудования описывается в виде логических узлов (Logical Nodes), таких как TCTR (токовые трансформаторы), TTMP (температура) и другие. Эти узлы связаны с описанием сигналов мониторинга. Стандарт МЭК 61970, в свою очередь, обеспечивает совместимость с платформами управления SCADA и позволяет реализовать синхронную передачу состояния в диспетчерские системы. Благодаря объединению двух моделей достигается единая цифровая структура

«подстанция - центр управления». В рамках этой архитектуры данные различных терминалов онлайн-мониторинга могут быть единообразно связаны с базой данных мониторинга состояния мастер-станции. Затем модуль поддержки принятия решений обрабатывает данные, включая обнаружение аномалий, прогнозирование тенденций и оценку состояния здоровья, и представляет результаты анализа персоналу эксплуатации и технического обслуживания через визуальный интерфейс.

Стоит отметить, что на ряде интеллектуальных подстанций внедрена система мониторинга состояния оборудования подстанций, разработанная Государственной сетевой корпорацией, которая имеет модульную конструкцию программного обеспечения: модуль сбора данных отвечает за доступ и предварительную обработку данных из нескольких источников, модуль диагностики вызывает модель машинного обучения для анализа данных, а модуль сигнализации выдает информацию раннего оповещения по результатам диагностики. Такая модульная архитектура облегчает расширение функций и модернизацию алгоритмов.

В настоящее время постепенно формируется масштабная система мониторинга состояния, основанная на технологиях облачных вычислений. Например, компания China Southern Power Grid создала облачную платформу для мониторинга состояния трансформаторов, которая загружает данные мониторинга, распределенные на каждой подстанции, в облако и использует методы анализа больших данных для единой оценки работы и состояния большого количества трансформаторов в регионе, а также для прогнозирования срока службы и раннего предупреждения о рисках, чтобы реализовать интеллектуальное и интенсивное управление оборудованием.

Удаленная диагностика и поддержка принятия решений: Благодаря поддержке платформы и алгоритмов система удаленного мониторинга состояния может обеспечить основу для принятия решений по управлению эксплуатацией и техническим обслуживанием.

Экспертная система диагностики неисправностей, разработанная Китайским научно-исследовательским институтом электроэнергетики и другими подразделениями, может объединять данные мониторинга в режиме реального времени и историческую информацию об оборудовании для автоматического создания отчетов об анализе неисправностей и предложений по техническому обслуживанию. Например, путем сопоставления информации о сигналах тревоги, записей о техническом обслуживании и данных испытаний трансформатора технология интеллектуального анализа данных определяет режим отказа [56]. Когда система мониторинга обнаруживает аномалию и подает сигнал тревоги, встроенная экспертная система может сравнить ее с исторической базой данных случаев в соответствии с характеристиками аварийной сигнализации, быстро определить возможное место и причину неисправности и предоставить соответствующие предложения по лечению или стратегии эксплуатации и технического обслуживания, обеспечивая надежную поддержку в принятии решений персоналом по эксплуатации и техническому обслуживанию. Этот интеллектуальный инструмент поддержки принятия решений был введен в опытную эксплуатацию в некоторых провинциальных энергетических компаниях, что повысило своевременность и точность реагирования на неисправности. В то же время платформа удаленного мониторинга также имеет функции визуального отображения и обмена информацией о состоянии оборудования.

Персонал отдела эксплуатации и технического обслуживания может легко просматривать рабочие параметры в режиме реального времени, исторические кривые тенденций и результаты оценки состояния ключевого оборудования, такого как трансформаторы, через веб-интерфейс или мобильное приложение, чтобы контролировать состояние и поддерживать поддержку при принятии решений по эксплуатации и техническому обслуживанию в любое время и в любом месте. Например, в интерфейсе

приложения для мониторинга главного трансформатора подстанции в режиме реального времени будут отображаться ключевые показатели, такие как концентрация газа, ток утечки и температура в масле, а при возникновении аномалий будут подсвечиваться предупреждения [57].

Продвижение и применение вышеупомянутых приложений дистанционного мониторинга значительно повысило эффективность совместной работы на объекте и принятия управленческих решений по эксплуатации и техническому обслуживанию, а также обеспечило сильную поддержку для своевременного получения и принятия научных решений о состоянии энергетического оборудования.

Согласно сообщениям, Чжэцзян, Цзянсу и другие места создали центры мониторинга и управления оборудованием подстанций для мониторинга рабочего состояния сотен главных трансформаторов в своих юрисдикциях, осуществив переход от «регулярной проверки» к «контролю в режиме реального времени». Можно предвидеть, что с непрерывной интеграцией и углублением искусственного интеллекта и технологий Интернета вещей дистанционный мониторинг состояния энергетического оборудования Китая будет продолжать развиваться в направлении платформ и интеллекта, что не только повысит эффективность эксплуатации и технического обслуживания, а также уровень управления, но и будет играть все более важную роль в обеспечении безопасной и стабильной работы электросети.

#### **4.1 Примеры мониторинга состояния трансформаторов на подстанциях КНР.**

Для того, чтобы проверить применение вышеупомянутого датчика и технологии мониторинга в практическом проектировании, в этом разделе выбран репрезентативный случай мониторинга состояния подстанции в энергосистеме Китая для анализа. Данный кейс демонстрирует успешную практику использования мультисенсорной системы онлайн-мониторинга в системе оповещения о неисправностях вводов трансформаторов.

В частности, произошло внезапное отключение главного трансформатора подстанции 500 кВ в провинции Шэньси, что потребовало тщательного внимания и технического анализа системы мониторинга состояния оборудования. С момента ввода в эксплуатацию главного трансформатора боковые вводы высокого, среднего и низкого напряжения не испытывали серьезного внешнего короткого замыкания, а до выхода из строя на подстанции не было ни одной обратной работы или технического обслуживания. Авария произошла ночью, а погода была ясной и обычной. В этой аварийной ситуации устройства множественной защиты трансформатора сработали практически одновременно: первой сработала дифференциальная защита главного трансформатора, затем также сработали устройства защиты от тяжелых газов и сброса давления, и, наконец, было отключено коммутационное электропитание с трех сторон для достижения изоляции неисправностей. Этот ряд защитных действий указывает на то, что внутри трансформатора может быть серьезная аномалия, и причина нуждается в дополнительном анализе. В то время главный трансформатор нес нагрузку около 58 МВА (всего 8% от номинальной мощности), а максимальная нагрузка за месяц составляла 576 МВА.

К счастью, авария не привела к потере нагрузки электроснабжения, но послеаварийный осмотр установил, что высоковольтный ввод фазы А был сломан от середины до верха, фарфоровый колпачок в верхней части корпуса сместился и отвалился, масляный бак корпуса трансформатора треснул и протек, а вокруг разбросано большое количество фрагментов фарфоровой гильзы. Модель главного трансформатора - ОДФС-250000/500, заводское время – октябрь 2010 года, конфигурация высоковольтного ввода – масляно-бумажного емкостного типа, модель - БРДЛВ-252/3150-4.

С момента ввода оборудования в эксплуатацию в 2011 году оно стабильно работает в системе на протяжении многих лет. Возникновение этого отказа вызвало опасения по поводу его долгосрочного рабочего

состояния и потенциальных скрытых опасностей. До аварии не было никакого прогнозного обнаружения состояния корпуса, а традиционное обнаружение в реальном времени (например, инфракрасное измерение температуры) и тесты на диэлектрические потери и емкость после сбоя питания не смогли заранее выявить ухудшение влажности внутри корпуса. Авария обнажила риск отсутствия эффективного оперативного мониторинга вводов трансформатора: при попадании воды или термическом разложении изоляции ввода газ может накапливаться и развиваться без явных внешних характеристик, что в конечном итоге приводит к взрывным отказам [58].

Внедрение устройств мониторинга: С целью предотвращения подобных аварий Научно-исследовательский институт электроэнергетики Шэньси Государственной электросетевой корпорации Китая (Shaanxi Electric Power Research Institute) начал технические исследования по мониторингу состояния вводов трансформатора и диагностике неисправностей [59].

После научных исследований Научно-исследовательский институт электроэнергетики Шэньси разработал первый в Китае комплект многопараметрического устройства онлайн-мониторинга состояния и системы диагностики неисправностей для вводов трансформатора. В августе 2018 года устройство было введено в опытную эксплуатацию на главном трансформаторе No1 подстанции 330 кВ «Юнчэн» в городе Сяньян провинции Шэньси. Устройство включает в себя блок датчиков, блок сбора данных и блок удаленной связи, который может контролировать различные параметры состояния оболочки в режиме реального времени. На этапе практической верификации разработанных решений система мониторинга втулок трансформатора была внедрена в подстанции "雍城" (г. Сиань, провинция Шэньси). В систему входили различные типы датчиков, включая датчики частичных разрядов, температурные сенсоры и ёмкостные датчики. Взаимодействие компонентов, включая блоки сбора данных и контроллеры, обеспечивало полный контроль технического состояния втулок. На рис. 9

ниже представлена схема размещения элементов систем.

Рис. 9 демонстрирует связь между втулками трансформатора и системой сбора и обработки данных. Датчики устанавливаются непосредственно на втулках или вблизи них, что позволяет в режиме реального времени отслеживать ключевые параметры и оперативно реагировать на отклонения.

Полученные данные передаются в блосональный контроллер и далее в персональный компьютер, где осуществляется визуализация и принятие диагностических решений.

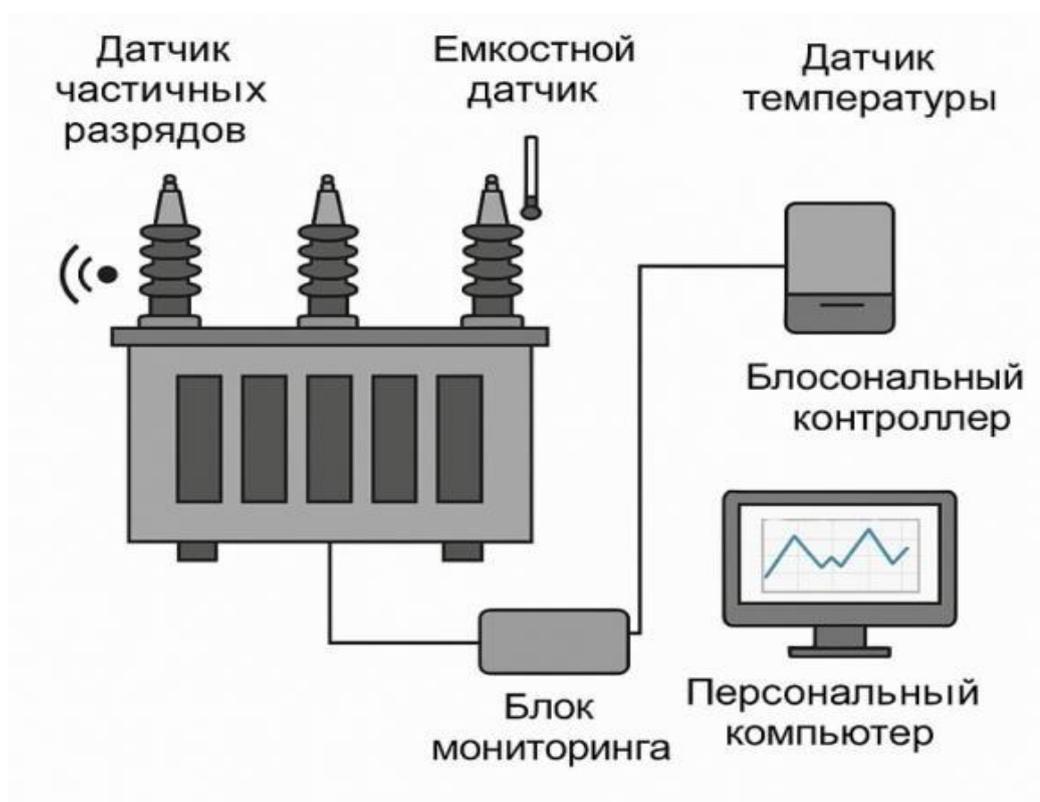


Рисунок 10 - Схематичное устройство мониторинга втулок

После многих лет проверки работы на объекте система онлайн-мониторинга всегда поддерживала стабильное рабочее состояние, успешно реализовала мониторинг в режиме реального времени и раннее предупреждение о ключевых параметрах ввода трансформатора, а также эффективно повысила безопасность и надежность работы

оборудования. Техническое достижение было единогласно признано экспертами в области электроэнергетики и завоевало золотую медаль в Молодежном конкурсе инноваций Государственной электросетевой корпорации Китая, Эта система мониторинга была широко развернута в главном трансформаторном оборудовании нескольких уровней напряжения энергосистемы провинции Шэньси и обладает хорошей адаптивностью и рекламной ценностью. Для того чтобы наглядно продемонстрировать развертывание системы, на рис. 10 показана реальная картина работы многопараметрического устройства оперативного мониторинга корпуса подстанции Yongcheng.

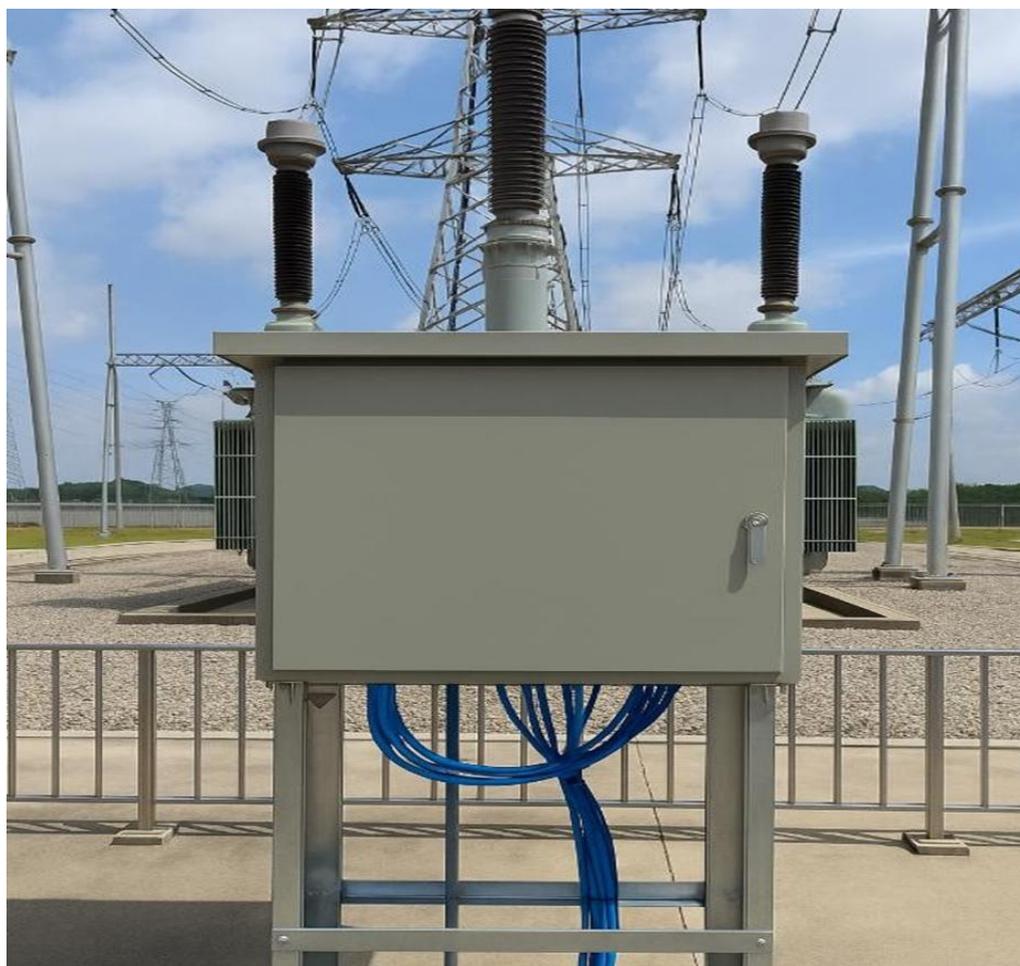


Рисунок 11 - Реальный вид системы онлайн-мониторинга корпуса подстанции Юнчэн

Это в полной мере отражает его техническую ценность и перспективы продвижения в инженерных приложениях.

По состоянию на 2023 год устройство мониторинга было установлено и применено на более чем 20 трансформаторах нескольких уровней напряжения в электросети Шэньси, включая трансформаторы 330 кВ и 750 кВ, что указывает на его хорошую универсальность и рекламную ценность [39]. На рис. 11 показано конкретное развертывание нескольких типов датчиков (например, частичного разряда, температуры масла, диэлектрических потерь) на главном трансформаторном оборудовании 330 кВ, при этом видно, что они распределены по ключевым частям, таким как вводы, топливные баки и охлаждающие радиаторы.



Рисунок 12 - Фактическая установка нескольких типов датчиков в главный трансформатор 330 кВ

С точки зрения параметров и функций мониторинга, устройство онлайн-мониторинга корпуса, самостоятельно разработанное Научно-исследовательским институтом электроэнергетики Шэньси, имеет возможность синхронного мониторинга 9 ключевых параметров состояния [60].

К конкретным контрольным элементам относятся: концентрация растворенного водорода в масле, температура масла в корпусе, давление масла и содержание микровлаги в изоляционном масле; Кроме того, можно контролировать коэффициент диэлектрической диэлектрических потерь и емкость ввода (охватывающую как относительные трендовые, так и абсолютные значения), а также ключевые эксплуатационные показатели изоляции, такие как уровень частичного разряда. Комплексный мониторинг этих параметров обеспечивает всестороннюю и надежную поддержку данных для оценки рабочего состояния обсадной колонны и предупреждения о неисправностях. Такой всеобъемлющий охват параметров обеспечивает всестороннее восприятие электрического, теплового, химического состояния и состояния частичного разряда корпуса [61].

В устройстве контроля используется модульная интегрированная концепция, а сигналы, собранные различными датчиками, равномерно подключаются к системе и обрабатываются в цифровом виде. Обработанные данные могут быть выгружены в интегрированную систему автоматизации подстанции или в самостоятельно развернутую платформу онлайн-мониторинга через коммуникационный интерфейс.

С помощью вспомогательного аналитического программного обеспечения, корреляционного анализа и определения тенденций по нескольким параметрам можно обеспечить раннюю идентификацию и раннее предупреждение о потенциальных дефектах обсадной колонны, что значительно повышает интеллектуальный и перспективный уровень эксплуатации и технического обслуживания. Например, когда

обнаруживается, что водород в масле обсадной колонны постепенно повышается, а относительные диэлектрические потери увеличиваются, это часто указывает на то, что внутренняя часть обсадной колонны может ухудшиться из-за влаги [62].

Кроме того, если датчик частичного разряда фиксирует аномальный сигнал разряда, сопровождающийся микроводой в масле выше нормы, это может означать, что твердая изоляция корпуса имеет признаки пробоя разряда. Опираясь на технологию многопараметрической термоядерной диагностики, система значительно повышает точность исследования и оценки аномалий оболочки и эффективно избегает распространенных проблем «неправильной диагностики» или «пропущенной диагностики» при диагностике отдельных параметров. По словам ответственного за проект, устройство мониторинга обладает такими преимуществами, как высокая точность измерений, высокая степень интеграции и сильная способность к защите от помех, а также обеспечивает безремонтную работу на протяжении всего жизненного цикла в практическом применении [63].

Персонал может просматривать параметры и оценки состояния обсадной колонны в режиме реального времени через систему управления бережливым питанием активов подстанции, и система автоматически подает сигнал тревоги при аномальном превышении параметров. Введенное в эксплуатацию данное устройство успешно решило техническую проблему, заключающуюся в затруднительном отслеживании состояния ввода трансформатора во времени в течение длительного времени, и обеспечило мощную поддержку интеллектуальной трансформации работы и технического обслуживания оборудования.

Эффект от применения: с момента ввода в эксплуатацию системы онлайн-мониторинга рабочее состояние корпуса главного трансформатора No 1 подстанции Юнчэн всегда поддерживалось в безопасном диапазоне. Данные мониторинга показывают, что в тяжелых условиях работы, таких как

высокая температура и повышенная влажность летом, температура масла и параметры микроводы обсадной колонны колеблются, но не превышают предельно допустимых значений. После нескольких гроз были зафиксированы спорадические сигналы частичных разрядов, но их продолжительность была очень короткой, а амплитуда была ниже порога тревоги, что было подтверждено как ложная тревога, вызванная внешними помехами, и система успешно избежала неправильной оценки благодаря многопараметрическому сравнению [64].

Благодаря долгосрочному накоплению и анализу данных персонал по эксплуатации и техническому обслуживанию дополнительно построил «портрет здоровья» оборудования, обеспечив научную основу для точной эксплуатации и технического обслуживания.

Например, диэлектрические потери в корпусе 330 кВ медленно увеличиваются примерно на 0,002 в год, и в следующем году планируется замена корпуса под контролем и ранним предупреждением, чтобы избежать слишком долгого времени его дефектной эксплуатации. Например, во время планового технического обслуживания при отключении электроэнергии в 2024 году персонал проявил инициативу по фильтрации ввода трансформатора 750 кВ в соответствии с трендом водорода и микроводы, полученным по результатам онлайн-мониторинга, и результаты подтвердили незначительную влажность ситуации, о которой судил мониторинг, и параметры корпуса вернулись к норме после обработки. После установки многоуровневой системы мониторинга втулок на подстанции Юнчэн были собраны статистические данные, позволяющие оценить эффективность внедрения в реальных условиях эксплуатации. Ниже, на рис. 12, приведено сравнение ключевых показателей работы системы до и после установки, включая частоту отказов, точность предупреждений и долю ложных срабатываний.

Как следует из представленной на рисунке 12 диаграммы, после

внедрения интеллектуальной системы мониторинга было зафиксировано более чем трёхкратное снижение количества отказов оборудования, что свидетельствует о существенном повышении надёжности его эксплуатации. При этом точность предварительных диагностических предупреждений увеличилась до 92%, что указывает на высокую эффективность алгоритмов анализа данных. Одновременно с этим уровень ложных срабатываний системы снизился с первоначальных 12% до 3%, что значительно повысило достоверность выдаваемых сигналов тревоги и сократило количество необоснованных эксплуатационных вмешательств.

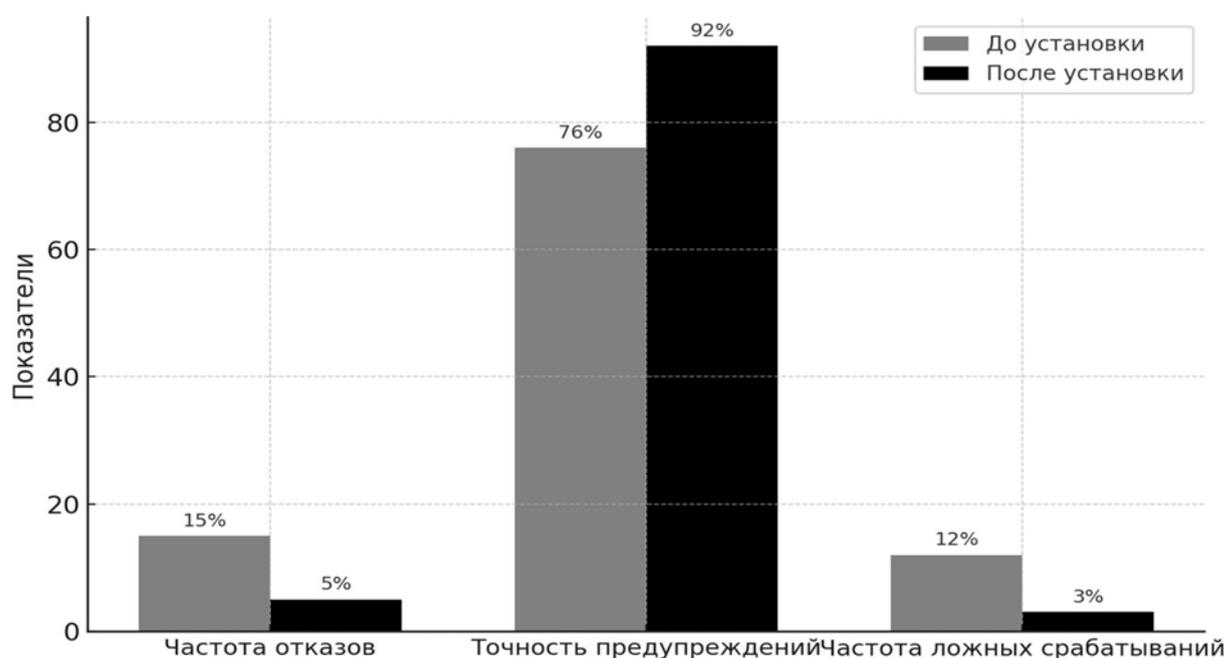


Рисунок 13 - Сравнительная статистика работы системы мониторинга на ПС Юнчэн

Это подтверждает высокую эффективность интеграции интеллектуальных датчиков и аналитических модулей в рамках действующих энергетических объектов. Можно видеть, что роль системы онлайн-мониторинга в заблаговременном выявлении скрытых неисправностей и принятии решений по техническому обслуживанию была

проверена на практике. По сравнению с предыдущей, которая полностью полагалась на автономные испытания для поиска проблем, станция не имела внезапных отказов из-за износа корпуса, а надежность и управляемость работы оборудования были значительно улучшены.

Подводя итог изложенному, следует отметить, что приведённый эмпирический пример, основанный на практике эксплуатации подстанционного оборудования в рамках проекта «Шэньсийская электросеть», наглядно подтверждает высокую прикладную значимость интеграции технологий неразрушающего контроля с интеллектуальными системами мониторинга технического состояния. Результаты анализа демонстрируют, что применение датчиков неразрушающего действия в сочетании с автоматизированными средствами диагностики позволяет обеспечить раннее выявление потенциальных отклонений в работе оборудования, снизить вероятность аварийных ситуаций, а также повысить уровень оперативности и точности принимаемых эксплуатационных решений. Указанный подход не только способствует повышению надёжности и безопасности функционирования подстанционного оборудования, но и формирует методологическую основу для построения систем технического обслуживания нового поколения, соответствующих современным требованиям интеллектуализации и цифровизации электроэнергетического комплекса.

Благодаря интеграции многопараметрического онлайн-мониторинга с технологиями интеллектуальной диагностики становится возможным своевременное получение информации о текущем техническом состоянии ключевых узлов силового трансформатора, включая высоковольтные вводы, а также оперативное выявление потенциальных дефектов на ранних стадиях их развития, до момента перехода в критические отказные состояния. Такой подход способствует предотвращению тяжёлых аварийных ситуаций, связанных с перебоями в электроснабжении, и одновременно формирует

надёжную базу данных для реализации стратегии управления жизненным циклом оборудования. Практические результаты, полученные в рамках рассматриваемого кейса, подтверждают как техническую реализуемость, так и высокую эффективность масштабного внедрения систем мониторинга состояния в отечественной электроэнергетике. В перспективе, с расширением перечня контролируемых объектов и дальнейшим развитием алгоритмов интеллектуальной обработки данных, эксплуатация и техническое обслуживание подстанционного оборудования будут эволюционировать в направлении предиктивных и адаптивных моделей управления, направленных на обеспечение устойчивого, безопасного и экономически целесообразного функционирования энергетической инфраструктуры.

После внедрения системы удалённого мониторинга на подстанции Юньчэн среднегодовое число отказов оборудования сократилось более чем втрое, что свидетельствует о значительном повышении надёжности работы. Точность предварительного предупреждения увеличилась до 92 %, а доля ложных срабатываний снизилась с 12 % до 3 %. Согласно опубликованной статистике, выход из строя одного трансформатора напряжением 220 кВ может привести к прямым экономическим потерям, превышающим 1 миллион юаней. Таким образом, своевременное выявление потенциальных дефектов с помощью дистанционного мониторинга позволяет избежать дорогостоящих аварий и внеплановых ремонтов [65].

На рисунке 4.3 приведено сравнение ключевых показателей надёжности и потерь до и после установки системы мониторинга. Видно, что все основные параметры эксплуатации улучшились: число отказов и потери на один инцидент значительно сократились, а точность диагностики повысилась. Это подтверждает высокую практическую эффективность внедрения подобных технологий.



Рисунок 14 - Экономическая эффективность и влияние на деятельность компании

По сравнению с традиционными методами обслуживания, интеллектуальная система мониторинга снижает потери, вызванные отказами, а также значительно уменьшает расходы, связанные с ложными выездами оперативного персонала. Например, на подстанции Сицзин (г. Уси) инвестиции в интеллектуальную систему мониторинга составили 2,50 миллиона юаней, в то время как стоимость традиционной системы - 1,20 миллиона юаней. Несмотря на дополнительные вложения в размере 1,30 миллиона юаней, годовая экономия на эксплуатационных расходах составила порядка 150 тысяч юаней. В том числе: около 80 тысяч юаней было сэкономлено за счёт внедрения беспроводной системы измерения температуры, 50 тысяч - благодаря мониторингу параметров окружающей среды, и ещё 20 тысяч - за счёт снижения затрат на обслуживание коммуникационной инфраструктуры.

Таким образом, внедрение инновационной системы мониторинга существенно повышает надёжность работы подстанционного оборудования и способствует снижению совокупных эксплуатационных затрат энергокомпании.

#### **4.2 Выводы**

В этой главе основное внимание уделяется сенсорной технологии неразрушающего контроля и ее применению, а также систематически представляются инновационные достижения в области оптического волокна, акустической эмиссии, газового и другого зондирования в Китае, а также практика разработки платформы дистанционного мониторинга и интеллектуального алгоритма диагностики. В то же время практический эффект применения технологии мониторинга на типовых подстанциях демонстрируется на эмпирических примерах. Можно видеть, что исследования и разработки передовых датчиков обеспечивают «нервные окончания» для получения информации о состоянии работы оборудования, а большие данные и интеллектуальные алгоритмы служат «мозговыми центрами», преобразуя беспорядочные данные в ценные диагностические выводы и поддержку принятия решений по эксплуатации и техническому обслуживанию.

Сочетание этих двух факторов значительно повышает своевременность и точность предупреждения о неисправностях электрооборудования.

Исследования и практика Китая в этой области не только повысили уровень управления активами электросети, но и предоставили ценный опыт для развития технологий мониторинга и диагностики состояния в международной энергетической отрасли.

Полевые данные, полученные на подстанциях в Юньчэне и Уси, подтверждают, что применение интеллектуальных систем мониторинга не только повышает надёжность эксплуатации, но и обеспечивает существенные экономические выгоды. За счёт своевременного выявления

потенциальных неисправностей и сокращения числа ложных срабатываний удалось достичь ежегодной экономии эксплуатационных и ремонтных затрат в размере от 150 до 300 тысяч юаней. В то же время срок окупаемости установленных систем мониторинга, включая затраты на оборудование, датчики и интеграцию в цифровую платформу, составил в среднем 2–3 года. После этого система приносит стабильный чистый экономический эффект в виде сокращения простоев, предотвращённых аварий и оптимизации технического обслуживания.

В целом, инновационная технология дистанционного мониторинга проверяется и применяется на подстанциях Китая, и ее результаты показывают, что благодаря комплексному использованию датчиков неразрушающего контроля и интеллектуальных систем диагностики можно реализовать долгосрочную онлайн-оценку и точное прогнозирование технического состояния электрооборудования, что позволяет эффективно избегать внезапных отказов, продлевать срок службы оборудования и снижать затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание. На следующем этапе необходимо еще больше усовершенствовать стандартную систему и механизм продвижения приложений, чтобы этот набор схем мониторинга и диагностики «зондирование + интеллект» мог служить безопасной эксплуатацией энергетического оборудования в более широком диапазоне.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данного исследования была оценка текущего состояния электрооборудования распределительных устройств подстанций Китая на основе применения инновационных дистанционных технологий для оптимизации режима работы и обслуживания электросети, повышения её надёжности и безопасности. Для достижения поставленной цели в работе были решены несколько ключевых задач, получены следующие важнейшие результаты и выводы:

### 1) Систематизация методов диагностики оборудования

В работе были рассмотрены современные методы оценки состояния электрооборудования, включающие автоматизированную диагностику, плановые проверки и испытательно-измерительную диагностику. Особое внимание уделено неразрушающим методам контроля, таким как инфракрасная термография, анализ растворённых газов в масле (DGA) и ультразвуковое обследование, которые позволяют осуществлять мониторинг состояния оборудования без его вывода из эксплуатации.

### 2) Использование инновационных дистанционных технологий

Исследования показали значительный рост точности и оперативности оценки состояния оборудования при внедрении инновационных дистанционных методов диагностики. На примере применения теории случайных матриц высокой размерности (HDRMT) и технологий переноса знаний было доказано существенное улучшение характеристик диагностики: время распознавания неисправностей сократилось с 48 до 6 часов, а точность диагностики возросла до 96,7%.

### 3) Интеллектуализация диагностических алгоритмов и интеграция платформ

Предложены интеллектуальные алгоритмы диагностики на основе слияния данных из различных источников и применения глубокого обучения,

существенно повышающие точность оценки оборудования в сложных условиях эксплуатации. Разработанная интегрированная интеллектуальная диагностическая платформа позволила перейти от традиционного реактивного подхода обслуживания к предиктивному техническому обслуживанию, что значительно повысило эффективность и надёжность эксплуатации оборудования.

#### 4) Оценка рисков и оптимизация управления активами

Проведена количественная оценка рисков эксплуатации оборудования подстанций, предложена методика оценки рисков в реальном времени на основе сочетания индексов здоровья и важности оборудования. Практическое применение данного подхода позволило снизить вероятность внеплановых отключений и оптимизировать решения в области управления активами подстанций.

#### 5) Интеллектуализация решений по техническому обслуживанию оборудования

На основе комплексного анализа диагностических данных, истории эксплуатации оборудования и результатов оценки рисков разработана интеллектуальная модель принятия решений по техническому обслуживанию и замене оборудования. Применение генетических алгоритмов позволило минимизировать эксплуатационные затраты и эффективно продлить срок службы оборудования.

Практическая значимость исследования заключается в переходе от традиционного реагирования на неисправности к профилактическому обслуживанию с использованием передовых интеллектуальных технологий, что значительно повышает эффективность и безопасность работы электроэнергетических систем. Новизна исследования состоит в системной интеграции инновационных дистанционных методов и интеллектуальных алгоритмов, что позволяет существенно повысить уровень эксплуатации и технического обслуживания оборудования.

Несмотря на полученные результаты, исследование имеет определённые ограничения, такие как необходимость дальнейшей оптимизации алгоритмов объединения данных и проверка надёжности диагностических моделей в различных условиях эксплуатации. В сравнении с международным уровнем в Китае ещё имеются существенные возможности для улучшения стандартов управления полным жизненным циклом оборудования и развития системы профилактического обслуживания.

В качестве дальнейших направлений исследований рекомендуется продолжить оптимизацию алгоритмов обработки многомерных данных, повысить адаптивность и надёжность моделей диагностики, углубить интеграцию технологии цифровых двойников и периферийных вычислений, а также содействовать созданию и развитию стандартов прогнозного технического обслуживания, что позволит расширить использование инновационных решений в электроэнергетике и повысить общий уровень интеллектуализации управления состоянием оборудования подстанций.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ма Цзехуа. Анализ применения интегрированной системы автоматизации на подстанции 110 кВ [J]. Китайская наука и технологии. – 2020 (12). – С. 173-174.

2. Ли Юн. Анализ характеристик переходных характеристик и защитных мероприятий от грозового проникновения в подстанцию сверхвысокого напряжения[D]. Сычуань: Университет Сихуа – 2017.

3. Ма Юань. Исследование теста на обнаружение старения изоляции трансформатора и метод оценки срока службы[D]. Шаньдун: Шаньдунский университет, - 2010. DOI:10.7666/d.Y1792996.

4. Ли Чжэньчэн. Управление жизненным циклом и контроль электросетевого оборудования[J]. Компьютерные закупки, - 2021 (47). – С. 221-223.

5. Фэн Цунфэй, Ван Сяюэ. Исследования в области безопасности эксплуатации и технического обслуживания подстанций и технического обслуживания оборудования интеллектуальной подстанции[J]. Электронный журнал Форума энциклопедий. – 2024 (19). – С. 79-81. DOI:10.12253/j.issn.2096-3661.2024.19.027.

6. ГО Мэйцин. Исследование и применение технологии интеллектуальной диагностики дефектов энергетического оборудования на основе синтеза нескольких источников[D]. Шаньси: Технологический университет Тайюан. - 2022.

7. Фэн Юйли, Сюэ Тяньчэнь, Лу Цзюньчэнь. Исследования по комплексной технологии государственного технического обслуживания и эксплуатации и технического обслуживания энергетического оборудования[J]. Мир с низким уровнем выбросов углерода. – 2018 (1). - С. 82-83.

8. Ли Циншань, Син Лян. Ход исследований по системе мониторинга состояния и интеллектуальной диагностики интеллектуальной подстанции[J].

Контрольно-измерительные приборы для автоматизации технологических процессов. – 2021. 42 (6). - С. 52-56.

9. Пу Тяньцзяо, Цяо Цзи, Хань Сяо и др. Исследование и применение технологии искусственного интеллекта в транспортировке и обслуживании энергетического оборудования [J]. High Voltage Engineering. - 2020 46(2). - С. 369-383. DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20200131001.

10. Янь Инцзе, Шэн Гэхао, Ван Хуэй и др. Метод критической оценки характеристик оборудования для передачи и преобразования мощности на основе модели анализа больших данных с многомерной случайной матрицей[J]. Труды CSEE. – 2016 36(2). - С. 435-445,600. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.2016.02.014.

11. Ляо Жуйцзинь, Ван Ююань, Лю Хан и др. Исследовательский статус методов оценки состояния оборудования для передачи и преобразования электроэнергии[J]. Высоковольтная техника. – 2018 44(11). - С. 3454-3464. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20181031002.

12. Ли Ган, Ю Чанхай, Лю Юньпэн и др. Прогнозирование неисправностей и управление работоспособностью силовых трансформаторов: проблемы и перспективы[J]. Автоматизация электроэнергетических систем. 2017 41(23). – С. 156-167. DOI:10.7500/AEPS20170213002.

13. Ли Ган, Чжан Бо, Чжао Вэньцин и др. Проблемы науки о данных при оценке состояния энергетического оборудования: вызовы и перспективы[J]. Автоматизация электроэнергетических систем. 2018 42(21). – С. 10-20,177. DOI:10.7500/AEPS20180331006.

14. Ци Дунлянь, Хань Ифэн, Чжоу Цзыцян и др. Технология обнаружения внешних дефектов оборудования для передачи и преобразования энергии на основе видеоизображения и статуса его применения[J]. Журнал электроники и информационных технологий. 2022 44(11). – С. 3709-3720. DOI:10.11999/JEIT211588.

15. Дай Цзецзе, Сун Хуэй, Шэн Гэхао и др. Исследование метода

прогнозирования рабочего состояния силового трансформатора с использованием сети LSTM[J]. Высоковольтная техника. 2018 44(4). – С. 1099-1106. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20180329008.

16. У Син. Прогнозирование интенсивности отказов и поддержание состояния оборудования передачи и преобразования электроэнергии[D]. Сиань: Сианьский университет науки и технологий. - 2018.

17. Вэнь Бо, Чжан Лу, Фу Цян и др. Ключевые технологии и приложения для предотвращения землетрясений и повышения долговечности крупномасштабной узловой подстанции[Z]. Сианьский университет архитектуры и технологий. - 2022.

18. China Southern Power Grid Co., Ltd. Исследовательский центр технологий электросетей, Китайский южный научно-исследовательский институт электросетей Co., Ltd. Метод оценки рисков для подстанции в режиме реального времени на основе состояния:CN201410113203.1[P]. – 2017. – С. 03-29.

19. Чжан Шуюй. Совершенствование методики оценки рисков при поддержании состояния основного оборудования в электрической сети[J]. Электроэнергетические технологии Внутренней Монголии. – 2014 (5). – С. 11-15. DOI:10.3969/j.issn.1008-6218.2014.05.003.

20. Чжуан Шэн. Диагностика неисправностей силового трансформатора по наивному алгоритму Байеса[D]. Шанхай: Шанхайский университет Цзяотун. - 2015.

21. Дун Мин, Цюй Яньмин, Чжоу Мэнгэ и др. Диагностика неисправностей масляного силового трансформатора на основе комбинаторного дерева решений[J]. Труды ЦЮВЕ. – 2005 25(16). – С. 35-41. DOI:10.3321/j.issn:0258-8013.2005.16.007.

22. Чэн Юань, Чжан Цзяньтао, Ли Чжунцян и др. Обзор стратегии поиска неисправностей заземления системы постоянного тока на подстанции[J]. Южное энергетическое строительство. – 2023 10(5). – С. 57-64.

DOI:10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.05.008.

23. Государственный институт экономических и технологических исследований электросетей Co., Ltd., State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., и др. Метод оптимизации стратегии технического обслуживания оборудования, устройств и носителей информации: CN202110607514.3[P]. - 2024. - С. 01-09.

24. China Southern Power Grid Co., Ltd. Исследовательский центр технологий электросетей, Китайский южный научно-исследовательский институт электросетей Co., Ltd. Метод оценки рисков для подстанции в режиме реального времени на основе состояния: CN201410113203.1[P]. – 2017. – С. 03-29.

25. Сюй Синь. Анализ применения встраиваемого компьютера в мониторинге энергетического оборудования[J]. Источник света и освещение. – 2021 (7). – С. 31-32.

26. Ли Жуй, Чжоу Цзыцян, Лю Шань и др. Моделирование метода оперативного мониторинга частичного разряда высоковольтных клемм силовых кабелей[J]. Компьютерное моделирование. – 2024 41(4). – С. 80-84. DOI:10.3969/j.issn.1006-9348.2024.04.015.

27. Ван Пэйцзинь. Исследование характеристик пробоя изоляции и частичного разряда масляной бумаги при кумулятивном повреждении рабочего импульсного напряжения[D]. Шаньдун: Шаньдунский университет. - 2020.

28. Чжан И, Сюй Лунву, Ван Минвэй и др. Исследование диагностики неисправностей и верификации дерева решений трансформатора DGA на основе интеллектуального алгоритма[J]. Большие данные об электроэнергетике. - 2021 24(11). – С. 55-61.

29. Лю Цзянь. Проектирование системы контроля состояния силового трансформатора сухого типа на основе вибрационного метода[D]. Тяньцзинь: Тяньцзиньский политехнический университет. - 2013. DOI:10.7666/d.Y251858

9.

30. Сунь Чжэнь. Определение и применение температуры горячей точки и обмотки трансформатора на основе оптоволоконного метода[D]. Ляонин: Дзяньский технологический университет. - 2020.

31. Ло, Ин-тин, Ван, Хун-бинь, Ма, Го-мин и др. Исследование высокочувствительных D-образных датчиков водорода FBG в силовом трансформаторном масле[J]. Датчики. – 2016 16(10). – С. 1641. DOI:10.3390/s16101641.

32. Отделение технического обслуживания State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Интегрированная система оперативного мониторинга и оценки его состояния для корпуса высокого давления: CN202111294750,0[P]. – 2022. – С. 02-05.

33. Чэнь Мин, Ма Хунчжун, Сюй Янь и др. Диагностика механических неисправностей устройств РПН на основе эмпирического алгоритма модальной декомпозиции для улучшенной оптимизации сигнала маски[J]. Умная сила. - 2019. 47 (6). – С. 88-94. DOI:10.3969/j.issn.1673-7598.2019.06.013.

34. Ван Цзянмин, Пэн Хай, Цзян Хань. Исследования по многопараметрическому комплексному оперативному мониторингу тягового трансформатора[J]. Электромеханическая информация. – 2010 (12). - С. 13,15.

35. Лю Юньпэн, Сюй Цзыцян, Ли Ган и др. Обзор применения технологии анализа данных на основе искусственного интеллекта при техническом обслуживании силовых трансформаторов[J]. Высоковольтная техника. - 2019. 45 (2). – С. 337-348. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve. 20190130001.

36. Гомин М., Юань В., Вэйци К., и др. Оптические датчики для контроля силовых трансформаторов: обзор[J]. Высокое напряжение. – 2020 6(3). – С. 367-386.

37. Чэнь Чжанлинь, Се Яньян, Ван Юань и др. Метод ультразвукового зондирования оптического волоконного интерферометрического PD на основе фазовой демодуляции двухфазовых дискриминаторов[J]. Труды Китайского электротехнического общества. - 2023,38(23). – С. 6514-6524. DOI:10.19595/j.

cnki.1000-6753.tces.221621.

38. Цзян Цзюнь, Сун Хунту, Ма Гомин и др. Высокочувствительный трансформаторный датчик растворенного водорода в масле на основе боковой полировки волоконной брэгговской решетки[C]//Материалы академического ежегодного собрания Профессионального комитета по высоковольтному напряжению Китайского общества электротехники. - 2015 – С. 01-06.

39. Цзэн Линфэн, Линь Чаожэ, Хуан Цзяньли и др. Оптоволоконная технология дискретного многоточечного обнаружения и позиционирования частичных разрядов[J]. Журнал прикладной оптики. - 2023,44(5). – С. 1125-1132. DOI:10.5768/JAO202344.0508001.

40. Ма Бинь, Сюй Цзянь. Экспериментальное исследование волоконно-оптического акустико-эмиссионного датчика для оперативного мониторинга частичных разрядов трансформатора[J]. Спектроскопия и спектральный анализ. 2017,37(7). – С. 2273-2277. DOI:10.3964/j.issn.1000-0593(2017)07-2273-05.

41. Xu S ,Shang Y ,Li Z , et al. Мониторинг трансформаторов с передачей электромагнитной энергии и беспроводным зондированием[J]. Датчики. – 2024 24. – С. 05.

42. Гао Чуньмин, Не Фэн, Чжан Пин и др. Обзор оптоволоконных акустических датчиков[J]. Оптоэлектронная инженерия. - 2018,45(9). – С. 112-121. DOI:10.12086/oee.2018.180050.

43. Лю Хуань, Би Даовэй, Лю Цзяси и др. Проектирование и реализация архитектуры мониторинга и диагностики для оборудования атомной энергетики на базе облачной платформы[J]. Автоматизация производства. - 2021,43(1). – С. 68-73. DOI:10.3969/j.issn.1009-0134.2021.01.016.

44. Чжан Цзиньцзян, Го Чуансинь, Цао Цзяцзя и др. Система мониторинга состояния оборудования подстанции и координация моделей МЭК[J]. Автоматизация электроэнергетических систем. - 2009,33(20). – С. 67-72. DOI:10.3321/j.issn:1000-1026.2009.20.014.

45. Вэньхуа В, Руй С, Юй С, и др. Исследования по стандартизации мон

иторинга силовых трансформаторов и раннего предупреждения на основе данных из нескольких источников[J]. Рубежи энергетических исследований. 2024. – С. 99.

46. Xu S, Shang Y, Li Z, et al. Мониторинг трансформаторов с передачей электромагнитной энергии и беспроводным зондированием[J]. Датчики. - 2024,24(5). – С. 03-07.

47. Фань Байюй. Анализ эффективности технологии обнаружения в реальном времени при диагностике неисправностей энергетического оборудования[J]. Научно-технический обзор Чжанцзяна. – 2024 (9). – С. 40-42.

48. Чжан Лу, Ван Вэньсень, Хань Яньхуа и др. Интеллектуальный мониторинг ввода трансформатора на основе многомерного параметрического композитного восприятия[J]. Высоковольтная техника. - 2022,48(8). - С. 2934-2944. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20220347.

49. Чжао Шицэ, Чжао Хуншань, Шоу Пэйяо. Обсуждение ключевых технологий и эксплуатации и обслуживания интеллектуального энергетического оборудования[J]. Автоматизация электроэнергетических систем. - 2020,44(20).- С. 01-10. DOI:10.7500/AEPS20200303004.

50. Ван Пэнкай. Исследование метода оценки состояния оборудования на основе данных и диагностики неисправностей[D]. Тяньцзинь: Тяньцзиньский университет науки и технологий. - 2022.

51. Ли Сюбинь, Тянь Фуцян, Го И. Исследование ключевых технологий управления состоянием энергетического оборудования и интеллектуальной эксплуатации и технического обслуживания в новых энергосистемах[J]. Технология энергетических систем. - 2023,47(9). – С. 3710-3726. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2451.

52. Ma Jiehua. Application analysis of integrated automation system in 110kV substation[J]. China Science and Technology,2020(12):173-174.

53. Li Yong. Analysis of transient response characteristics and protective measures of lightning wave intrusion in UHV substation[D]. Sichuan:Xihua University

y,2017.

54. Li Xubin,Tian Fuqiang,GUO Yi. Research on key technologies of power equipment health management and intelligent operation and maintenance in new power systems[J]. Power System Technology,2023,47(9):3710-3726. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2451.

55. Li Xubin,Tian Fuqiang,GUO Yi. Research on key technologies of power equipment health management and intelligent operation and maintenance in new power systems[J]. Power System Technology,2023,47(9):3710-3726. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2451.

56. Wang Pengkai. Research on data-driven equipment condition assessment and fault diagnosis method[D]. Tianjin:Tianjin University of Science and Technology,2022.

57. Zhao Shice,Zhao Hongshan,Shou Peiyao. Discussion on key technologies and operation and maintenance of intelligent power equipment[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(20):1-10. DOI:10.7500/AEPS20200303004.

58. Zhang Lu, Wang Wensen, HAN Yanhua, et al. Intelligent Monitoring of Transformer Bushing Based on Multi-dimensional Parametric Composite Perception[J]. High Voltage Engineering,2022,48(8):2934-2944. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20220347.

59. Fan Boyu. Effectiveness Analysis of Live Detection Technology in Fault Diagnosis of Power Equipment[J]. Zhangjiang Science and Technology Review,2024(9):40-42.

60. Zhang Jinjiang, GUO Chuangxin, CAO Jiajia, et al. Substation Equipment Condition Monitoring System and IEC Model Coordination[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(20):67-72. DOI:10.3321/j.issn:1000-1026.2009.20.014.

61. Liu Huan, Bi Daowei, LIU Jiayi, et al. Design and Implementation of Monitoring and Diagnosis Architecture for Nuclear Power Equipment Based on Cloud Platform[J]. Manufacturing Automation,2021,43(1):68-73. DOI:10.3969/j.issn.100

9-0134.2021.01.016.

62. Gao Chunming, Nie Feng, Zhang Ping, et al. Survey of Optical Fiber Acoustic Sensors[J]. Optoelectronic Engineering,2018,45(9):112-121. DOI:10.12086/oe.2018.180050.

63. Ma Bin,Xu Jian. Experimental Study on Optical Fiber Acoustic Emission Sensor for On-line Monitoring of Transformer Partial Discharge[J]. Spectroscopy and Spectral Analysis,2017,37(7):2273-2277. DOI:10.3964/j.issn.1000-0593(2017)07-2273-05.

64. Zeng Lingfeng, Lin Chaozhe, Huang Jianli, et al. Optical fiber discrete multi-point partial discharge detection and positioning technology[J]. Journal of Applied Optics,2023,44(5):1125-1132. DOI:10.5768/JAO202344.0508001.

65. Chen Zhanglin, Xie Yangyang, WANG Yuan, et al. Optical Fiber Interferometric PD Ultrasonic Sensing Method Based on Phase Demodulation of Dual Phase Discriminators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2023,38(23):6514-6524. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221621.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК НА  
КИТАЙСКОМ ЯЗЫКЕ

1. 马杰华. 综合自动化系统在 110kV 变电站的应用分析[J]. 中国科技纵横,2020(12):173-174.
2. 李雍. 特高压变电站雷电波侵入暂态响应特性分析及防护措施研究[D]. 四川:西华大学,2017.
3. 马元. 变压器绝缘老化检测试验与寿命评估方法研究[D]. 山东:山东大学,2010. DOI:10.7666/d.Y1792996.
4. 李振成. 电网设备的生命周期管理及控制[J]. 电脑采购,2021(47):221-223.
5. 冯丛菲,王肖月. 智能变电站变电运维安全与设备维护研究[J]. 百科论坛电子杂志,2024(19):79-81. DOI:10.12253/j.issn.2096-3661.2024.19.027.
6. 郭美青. 基于多源融合的电力设备缺陷智能诊断技术研究与应用[D]. 山西:太原理工大学,2022.
7. 冯宇立,薛天琛,卢俊琛. 基于电力设备状态检修和运维一体化技术研究[J]. 低碳世界,2018(1):82-83.
8. 李青山,邢亮. 智能变电站状态监测与智能诊断系统研究进展[J]. 自动化仪表, 2021, 42(6):52-56.
9. 蒲天骄,乔骥,韩笑,等. 人工智能技术在电力设备运维检修中的研究及应用[J]. 高电压技术,2020,46(2):369-383. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20200131001.
10. 严英杰,盛戈皞,王辉,等. 基于高维随机矩阵大数据分析模型的输变电

设备关键性能评估方法[J]. 中国电机工程学报,2016,36(2):435-445,600. DOI:10.13334/j.02588013.pcsee.2016.02.014.

11. 廖瑞金,王有元,刘航,等. 输变电设备状态评估方法的研究现状[J]. 高电压技术,2018,44(11):3454-3464. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20181031002.

12. 李刚,于长海,刘云鹏,等. 电力变压器故障预测与健康管理的挑战与展望[J]. 电力系统自动化,2017,41(23):156-167. DOI:10.7500/AEPS20170213002.

13. 李刚,张博,赵文清,等. 电力设备状态评估中的数据科学问题:挑战与展望[J]. 电力系统自动化,2018,42(21):10-20,177. DOI:10.7500/AEPS20180331006.

14. 齐冬莲,韩译锋,周自强,等. 基于视频图像的输变电设备外部缺陷检测技术及其应用现状[J]. 电子与信息学报,2022,44(11):3709-3720. DOI:10.11999/JEIT211588.

15. 代杰杰,宋辉,盛戈皞,等. 采用 LSTM 网络的电力变压器运行状态预测方法研究[J]. 高电压技术,2018,44(4):1099-1106. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20180329008.

16. 吴星. 输变电设备故障率预测及状态检修[D]. 陕西:西安科技大学,2018.

17. 文波,张路,傅强,等. 大型枢纽变电站震致灾变防治与耐久性提升关键技术及应用[Z]. 西安建筑科技大学. 2022.

18. 中国南方电网有限责任公司电网技术研究中心,南方电网科学研究院有限责任公司. 一种基于状态的变电站实时风险评估方法:CN201410113203.1 [P]. 2017-03-29.

19. 张叔禹. 电网一次设备状态检修风险评估方法改进[J]. 内蒙古电力技

术,2014(5):11-15. DOI:10.3969/j.issn.1008-6218.2014.05.003.

20. 庄晟. 基于朴素贝叶斯的电力变压器故障诊断[D]. 上海:上海交通大学,2015.

21. 董明,屈彦明,周孟戈,等. 基于组合决策树的油浸式电力变压器故障诊断[J]. 中国电机工程学报,2005,25(16):35-41. DOI:10.3321/j.issn:0258-8013.2005.16.007.

22. 程媛,张健韬,李仲强,等. 变电站直流系统接地故障查找策略综述[J]. 南方能源建设,2023,10(5):57-64. DOI:10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.05.008.

23. 国网经济技术研究院有限公司,国网新疆电力有限公司,国网湖北省电力有限公司,等. 设备检修策略优化方法及装置、存储介质:CN202110607514.3[P]. 2024-01-09.

24. 中国南方电网有限责任公司电网技术研究中心,南方电网科学研究院有限责任公司. 一种基于状态的变电站实时风险评估方法:CN201410113203.1 [P]. 2017-03-29.

25. 许鑫. 嵌入式计算机在电力设备监测中的运用分析[J]. 光源与照明,2021(7):31-32

26. 李瑞,周自强,刘珊,等. 高压电力电缆终端局部放电在线监测方法仿真[J]. 计算机仿真,2024,41(4):80-84. DOI:10.3969/j.issn.1006-9348.2024.04.015.

27. 王培锦. 操作冲击电压累积损伤下的油纸绝缘击穿与局部放电特性研究[D]. 山东:山东大学,2020.

28. 张英,徐龙舞,王明伟,等. 基于智能算法的 DGA 变压器故障诊断及决策树验证[J]. 电力大数据,2021,24(11):55-61.

29. 刘建. 基于振动法的干式电力变压器状态监测系统的设计[D]. 天津: 天津工业大学,2013. DOI:10.7666/d.Y2518589.
30. 孙振. 基于光纤法的变压器绕组热点温度检测及应用[D]. 辽宁:大连理工大学,2020.
31. 国网江苏省电力有限公司检修分公司. 一种高压套管一体化在线监测及灰色评价系统:CN202111294750.0[P]. 2022-02-01.
32. 陈明,马宏忠,徐艳,等. 基于改进掩膜信号优化的经验模态分解算法的有载分接开关机械故障诊断[J]. 智慧电力,2019,47(6):88-94. DOI:10.3969/j.issn.1673-7598.2019.06.013
33. 王江明,彭海,江晗. 牵引变压器多参数综合在线监测研究[J]. 机电信息,2010(12):13,15.
34. 刘云鹏,许自强,李刚,等. 人工智能驱动的数据分析技术在电力变压器状态检修中的应用综述[J]. 高电压技术,2019,45(2):337-348. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20190130001.
35. 陈章霖,谢洋洋,王渊,等. 基于双鉴相器相位解调的光纤干涉型局放超声传感方法[J]. 电工技术学报,2023,38(23):6514-6524. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221621.
36. 江军,宋宏图,马国明,等. 基于侧边抛磨光纤布拉格光栅的高灵敏度变压器油中溶解氢气传感器[C]//中国电机工程学会高电压专业委员会 2015 年学术年会论文集. 2015:1-6.
37. 曾凌烽,林朝哲,黄建理,等. 光纤分立式多点局部放电检测与定位技术[J]. 应用光学,2023,44(5):1125-1132. DOI:10.5768/JAO202344.0508001.
38. 马宾,徐健. 一种用于变压器局部放电在线监测的光纤声发射传感器

实验研究[J]. 光谱学与光谱分析,2017,37(7):2273-2277. DOI:10.3964/j.issn.1000-0593(2017)07-2273-05.

39. 高椿明,聂峰,张萍,等. 光纤声传感器综述[J]. 光电工程,2018,45(9):112-121. DOI:10.12086/oee.2018.180050.

40. 刘欢,毕道伟,刘嘉熙,等. 基于云平台的核电设备监测诊断架构设计与实现[J]. 制造业自动化,2021,43(1):68-73. DOI:10.3969/j.issn.1009-0134.2021.01.016.

41. 张金江,郭创新,曹一家,等. 变电站设备状态监测系统及其 IEC 模型协调[J]. 电力系统自动化,2009,33(20):67-72. DOI:10.3321/j.issn:1000-1026.2009.20.014.

42. 范柏毓. 带电检测技术在电力设备故障诊断中的有效性分析[J]. 张江科技评论,2024(9):40-42.

43. 张璐,王文森,韩彦华,等. 基于多维参量复合感知的变压器套管智能监测[J]. 高电压技术,2022,48(8):2934-2944. DOI:10.13336/j.1003-6520.hve.20220347.

44. 赵仕策,赵洪山,寿佩瑶. 智能电力设备关键技术及运维探讨[J]. 电力系统自动化,2020,44(20):1-10. DOI:10.7500/AEPS20200303004.

45. 王鹏凯. 数据驱动的设备状态评估与故障诊断方法研究[D]. 天津:天津科技大学,2022.

46. 李旭斌,田付强,郭亦可. 新型电力系统中电力设备健康管理及智能运维关键技术探究[J]. 电网技术,2023,47(9):3710-3726. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2451.

47. 习腾之. 变压器局部放电检测技术分析[J]. 江西煤炭科技,2023,(04):23

2-234.

48. 杨凯东.变压器绕组的振动信号检测方法分析[J].电子技术,2023,52(05):304-306.
49. 李思宇.变压器故障光声光谱检测技术研究[D].石家庄铁道大学,2024.DOI:10.27334/d.cnki.gstdy.2024.000458.
50. 吴限.电力变压器自动化检测系统设计开发[J].机械研究与应用,2024,37(01):157-159.DOI:10.16576/j.ISSN.1007-4414.2024.01.042.
51. 邓智博.基于多模态联合学习的变压器缺陷检测[D].哈尔滨理工大学,2024.DOI:10.27063/d.cnki.ghlgu.2024.000106.
52. 回恩良.基于声电联合的变压器局部放电检测与定位[D].沈阳工业大学,2024.DOI:10.27322/d.cnki.gsgyu.2024.001362.
53. 徐伟,金国忠,苗振林,等.基于红外图像的变压器故障在线检测技术分析[J].粘接,2022,49(09):193-196.
54. 王泽瑞.基于振动信号的变压器铁心状态检测与诊断方法[D].华北电力大学(北京),2022.DOI:10.27140/d.cnki.ghbbu.2022.000595.
55. 朱鑫鑫.CRAFT 100kA超导变压器失超检测研究[D].中国科学技术大学,2023.DOI:10.27517/d.cnki.gzkju.2023.001284.
56. 杨运泽.基于FBG传感器的变压器振动信号检测与分析[D].齐鲁工业大学,2022.DOI:10.27278/d.cnki.gsdqc.2022.000278.
57. 陈禹扬.基于声音分析的变压器运行故障检测技术研究[D].华侨大学,2022.DOI:10.27155/d.cnki.ghqiu.2022.001013.
58. 刘忠岳.变压器高频局放多端检测与诊断技术[D].华北电力大学(北京),2022.DOI:10.27140/d.cnki.ghbbu.2022.000706.

59. 陈蕾.接地变压器运行状态检测技术研究[D].山东理工大学,2022.DOI:10.27276/d.cnki.gsdgc.2022.000743.
60. 王秀敏,张宁波,唐飘逸,等.电力变压器局部放电检测技术的发展与检测方法[J].科技传播,2022,14(05):134-136.DOI:10.16607/j.cnki.1674-6708.2022.05.035.
61. 赵斌,张闯,李隆,等.电力变压器振动检测装置设计及振动信号去噪方法研究[J].电测与仪表,2021,58(08):118-124.DOI:10.19753/j.issn1001-1390.2021.08.016.