ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Живодерников С.В., к.т.н., НСПБ, начальник службы,
Овсянников А.Г., д.т.н., НСПБ, главный инженер
Русов В.А., к.т.н., НПФ «Виброцентр», директор

630126 Новосибирск, микрорайон «Зеленый Бор, дом 7,
Новосибирская СПБ «Электросетьсервис ЕНЭС»
E-mail: zsv@nspb.ru

Система технического обслуживания и ремонта силовых трансформаторов по текущему состоянию электрооборудования (ЭО) является наиболее эффективной, однако требует детальной проработки и совершенствования организации технического обслуживания и ремонтов ЭО. Средства мониторинга и диагностики состояния ЭО, а также применение экспертных систем в организации производственных процессов позволяют изменить стратегию организации периодически проводимых профилактических работ на более эффективную систему обслуживания, зависящую от состояния объекта.

Наиболее эффективным средством повышения надежности работы силовых трансформаторов в электрических сетях является применение современных методов и средств оперативной диагностики. Внедрение этих средств позволяет обеспечить эксплуатационный персонал следующей информацией: о текущем техническом состоянии трансформаторов, причинах и дефектах, обусловивших ухудшение состояния всего трансформатора; об остаточном (на данный момент времени) ресурсе работы трансформаторов, т.е. как долго еще возможна их безаварийная эксплуатация при выявленных и развивающихся дефектах; об оптимальных сроках проведения ремонтных работ, которые должны быть выполнены на данном оборудовании для поддержания его безаварийной эксплуатации.

Все эти три задачи неразрывно связаны между собой, но наиболее сложной и основополагающей является задача оперативного определения текущего технического состояния трансформаторов. Для решения этих основных задач и применяются системы мониторинга (СМ) силовых трансформаторов.

По мнению автора, системы мониторинга весьма целесообразно внедрять для силовых трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, выработавших свой нормативный ресурс – обычно 25 лет, а на некоторые, например, особо ответственные, устанавливать с самого начала эксплуатации. Для трансформаторов напряжением 110 кВ и ниже системы непрерывного мониторинга состояния необходимо разрабатывать тогда, когда имеются проблемы с их состоянием.

В настоящее время за рубежом разработано значительное количество типов систем мониторинга. Практически все более или менее крупные производители

электроэнергетического оборудования наряду с сервисным обслуживанием своей продукции предлагают и системы мониторинга собственной продукции или любого другого производителя. В основном, рассчитаны они преимущественно на силовые трансформаторы классом напряжения 330 кВ и выше.

Принято, что на силовой трансформатор класса напряжения 110 кВ и выше целесообразно устанавливать систему мониторинга блочно-модульной конструкции, которая будет обеспечивать надежную и безаварийную эксплуатацию силового трансформатора.

Следует отметить, что сложность и архитектура систем диагностики и мониторинга могут существенно отличаться в зависимости от поставленных перед ними задач. Уровень системы диагностирования определяется количеством диагностических параметров, используемых в системе. Для технического диагностирования оборудования класса 69 – 138 кВ эффективным является применение системы диагностики с ограниченным числом диагностических параметров. В частности, система диагностики, например, трансформатора напряжением 110 кВ может ограничиться достаточно малым числом диагностических параметров – около 7 – 8.

Разрабатываемые системы диагностики реализуются в основном в виде стационарных локальных систем расширенного мониторинга параметров трансформатора, в которых диагностирование – одна из функций мониторинга. Это вызвано тем, что ранее спроектированные и введенные в эксплуатацию подстанции, как правило, не имеют собственной АСУТП. Оптимальный вариант, когда все оборудование подстанций 69 – 138 кВ, выработавшее свой ресурс, было оснащено подсистемами расширенного мониторинга с полным набором первичных датчиков, а также программных и технических средств для сбора диагностической информации и интеграции в АСУТП. В правильно организованной АСУТП подстанции подсистема расширенного мониторинга не должна иметь собственных технических средств верхнего уровня. Она интегрируется в АСУТП подстанции и использует для этих целей единые подстанционные средства визуализации, архивирования и документирования. Верхним уровнем собственно подсистемы мониторинга и диагностики состояния оборудования в этих решениях являются программные средства их интеграции в АСУТП. Следовательно, разрабатываемые и внедряемые локальные системы расширенного мониторинга должны обеспечивать возможность интегрирования в АСУТП без существенных доработок. В этом случае замена отдельных единиц оборудования на подстанции и/или расширение номенклатуры первичных датчиков требует модернизации только нижнего уровня подсистемы мониторинга и незначительно верхнего. При этом для обеспечения нормальной работы среднего и верхнего уровней расширенного мониторинга требуется выполнить штатные процедуры конфигурирования и ввода новых параметров.

Стационарная система контроля технического состояния трансформаторов должна поставляться вместе с новым трансформатором или монтироваться на трансформаторе, находящемся в эксплуатации, в процессе модернизации системы защиты и диагностики. Такая система устанавливается на самых больших и ответственных трансформаторах, имеющих высокую стоимость (мощность) или обслуживающих наиболее ответственных потребителей электроэнергии на предприятии. Дополнительной причиной, по которой на трансформаторе монтируется стационарная система контроля и расширенного мониторинга, может служить наличие проблем в изоляции силовых трансформаторов. Поэтому наличие системы расширенного мониторинга позволит увеличить межремонтный период трансформатора или вывести его вовремя в ремонт, не допустив аварии и разрушения трансформатора.

Зарубежные производители СМ в стремлении придать своей продукции бóльшую универсальность на протяжении последних 10-15 лет проводили работы по выработке требований к СМ под эгидой таких организаций, как МЭК и СИГРЭ, и в настоящее время наиболее полным документом считаются рекомендации института IEEE - «IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid-Immersed Transformers and Components», основные положения которого изложены ниже.

Диагностические параметры, обычно контролируемые системой по требованиям «IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid-Immersed Transformers and Components», 2004

● **Газы, растворенные в масле, и влагосодержание масла.** В зависимости от применяемого датчика можно контролировать как композиционную величину четырех видов газов, которые могут вызвать неисправность трансформатора, + влагосодержание масла (например, HYDRAN), так и раздельно величины восьми видов газа + влагосодержание масла (например, TRANSFIX). Объем растворенных газов в масле и тенденция его возрастания указывает на снижение изоляции в результате разрядных процессов или тепловой перегрузки изоляции. Данные параметры обычно определяются при помощи хроматографического анализа пробы масла, отбираемой в долгих интервалах времени. Повышенная влажность изоляции является опасным фактором для рабочего состояния трансформатора.

● **Ток, напряжение, мощность.** Рабочие параметры трансформатора, свидетельствующие о его нагрузке и служащие в качестве входных величин для модели теплового и мощностного баланса трансформатора.

● **Изменение емкости и tgδ вводов.** Зафиксированные изменения свидетельствуют о неисправности системы изоляции высоковольтных вводов трансформатора.

● **Коммутационные и атмосферные перенапряжения.** Записи процессов перенапряжений дают представление о нагрузке системы изоляции и в случае

неисправности могут подтвердить или опровергнуть
первопричину возникновения дефекта.

● **Токи короткого замыкания.** Записи процессов токов к.з. предоставляют информацию, прежде всего, о динамической нагрузке обмотки трансформатора.

● **Частичные разряды.** Возрастающий уровень разрядной активности указывает на постепенное снижение характеристик твердой изоляции, что могло бы привести к пробою с последующим к.з.

● **Температура масла в различных местах трансформатора.** Измерение температуры масла служит для контроля эффективности системы охлаждения трансформатора, а также в качестве входных величин для моделей расчета наиболее нагретой точки обмотки и теплового баланса трансформатора.

● **РПН.** Записи активной мощности привода РПН и его положения дают информацию о механическом состоянии переключателя.

● **Параметры состояния (дискретные).** Предоставляют информацию о работе трансформатора, о работе активных элементов системы охлаждения и о аварийных процессах.

Выходные функции системы мониторинга:

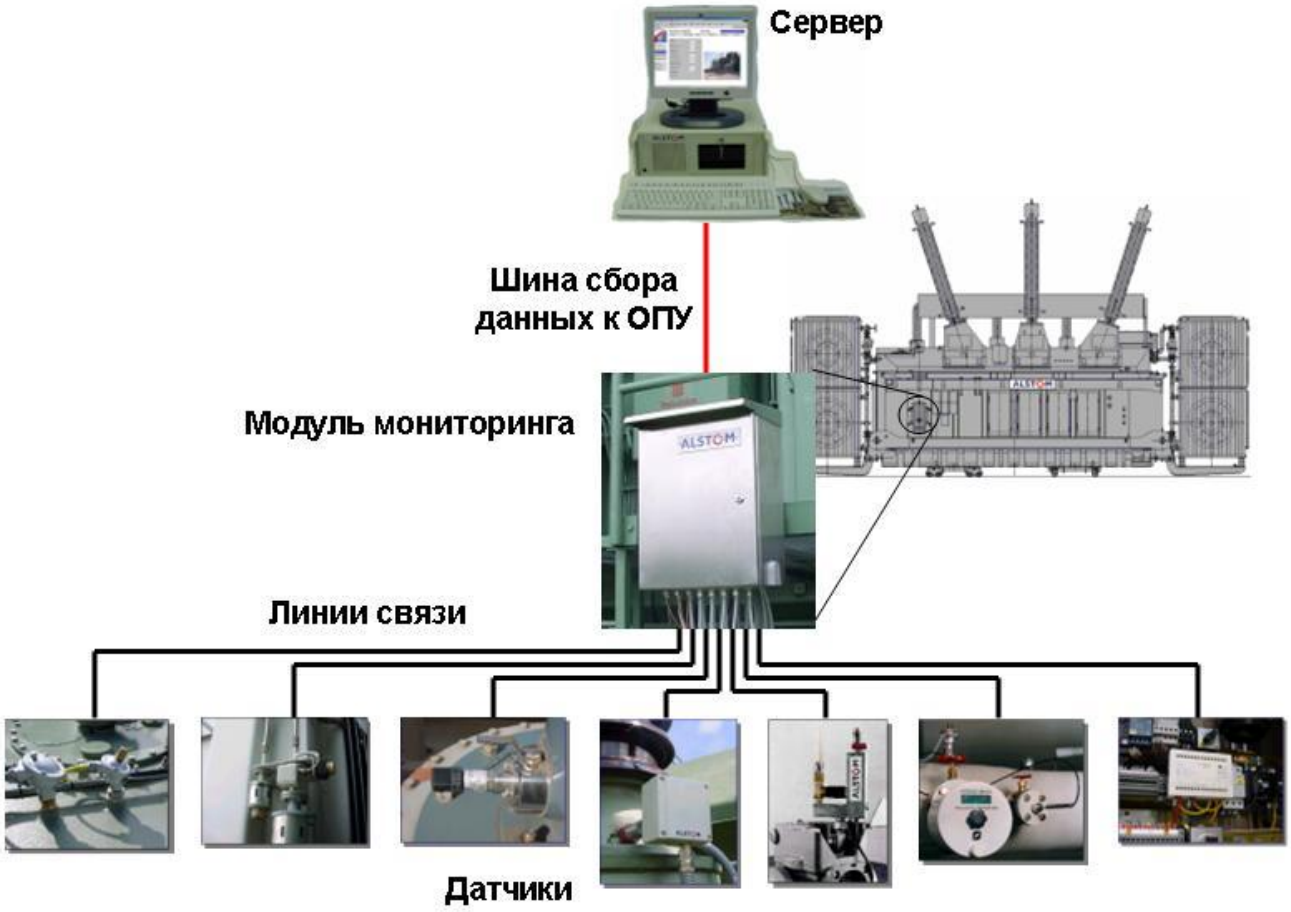
● непосредственно измеряемые и производные величины
● величины, характеризующие моментальное состояние
● временные ряды измеряемых и производных величин
● модель для расчета наиболее нагретой точки обмотки - hot spot
● модель теплового баланса с контролем потока энергии
● аварийная сигнализация при превышении предельных величин
● самодиагностика системы мониторинга

Дополнительно к указанным основным параметрам производители СМ предлагают следующие возможности измерения/анализа (на примере ARIVA):

- Прямое измерение температуры обмотки посредством оптоволокна;
- Температура сервера;
- Дополнительная цифровая информация;
- Влажность масла в РПН;
- Количество и скорость изменения газов в газовом реле;
- Давление, разница давлений масла во вводах во вводах;
- Виброхарактеристики трансформатора, РПН;
- Уровень масла;
- Влажность воздуха в расширителе.

Далее на рисунке показана типичная архитектура СМ (на примере ALSTOM). К основным элементам относятся датчики и сенсоры, охватывающие основные узлы трансформатора, кабели связи датчиков с узлом сбора и передачи информации, линия связи с оборудование на щите управления, где непосредственно размещена приемно-преобразующая аппаратура с центральным сервером.

ТИПИЧНАЯ АРХИТЕКТУРА СМ



Перейдем далее к кратким описаниям СМ основных зарубежных фирм-изготовителей ЭО и разработчиков СМ.

General Electric

Системы мониторинга, управления и диагностики высоковольтного трансформаторного оборудования представлены подразделением «GE Energy» тремя торговыми марками: HYDRAN®, FARADAY™tMEDIC и Intellix®.

Датчики системы HYDRAN® представляют собой экономичное, но мощное устройство мониторинга трансформаторов. Они обеспечивают в режиме реального времени измерение влаги и газов-индикаторов в трансформаторном масле. Опционально, в комплексе с внешними датчиками и математическими моделями трансформатора могут обеспечить мониторинг любого маслонаполненного электрооборудования с целью обнаружения зарождающихся повреждений.

Система мониторинга трансформаторов FARADAY™tMEDIC наиболее полная и развитая система управления и диагностики трансформаторного оборудования.

Эта система осуществляет комплексный мониторинг и интерактивную диагностику состояния при помощи набора датчиков, включая HYDRAN®, а также обладает возможностью интегрироваться в системы автоматизации подстанций и обеспечивать связь с другими интеллектуальными электронными устройствами. Пакет FARADAY™ tMEDIC™ способен выполнять мониторинг и онлайновую диагностику, позволяя обнаруживать большую часть самых распространенных аварийных ситуаций — это помимо таких мгновенных катастрофических явлений, как удар молнии. В большинстве случаев обнаружение происходит еще до того, как агрегат подвергнется катастрофическому отказу; тем самым исключается дорогостоящая замена, затраты на ликвидацию последствий аварии и внеплановый останов. Раннее обнаружение потенциальных проблем с трансформатором является жизненно важным для продления срока службы ключевых трансформаторов, принося значительные деловые и эксплуатационные преимущества.

FARADAY™ (TNU®) представляет собой динамическую, адаптивную, диалоговую, интеллектуальную, объединяющую систему для контроля и управления работой трансформатора, которая позволяет определить и наглядно продемонстрировать причины аварий. Система позволяет осуществить сбор от 32 цифровых входов, 16 аналоговых входов (DC), 18 аналоговых входов (AC) и 8 цифровых выходов с реле на 10A.

Вышеперечисленные данные не просто собираются и архивируются, а с помощью математических моделей проходят аналитическую обработку в результате чего, на выходе системы получаем информацию, удобную для отслеживания основных показателей состояния трансформатора и принятия своевременных решений по его обслуживанию.

Параметры, измеряемые системой для проведения аналитических расчетов:

Температура масла в отсеке РПН	Позиция ступенчатого переключателя обмоток	Операции РПН
Сила тока	Уровень масла в резервуаре	Ток утечки от вводов
Уровень напряжения шины	Уровень масла в расширителе	Частичный разряд
Наружная температура	Давление в главном резервуаре	Температура самой нагретой точки обмотки
Температура масла в главном резервуаре	Газосодержание в масле	Состояние системы охлаждения
Концентрация влаги в масле	Ток нагрузки	Температура масла в основном отсеке
Ток электродвигателя РПН	Условия окружающей среды	Коэффициент вибрации и шума

В состав FARADAY™ (TNU®) входит масляный клапан, устанавливаемый на трансформаторе, который предназначен для контроля и управления циркуляцией масла от трансформатора к FARADAY™ TNU® и возвратом его в трансформатор:

Intellix MO150 является более дешевой альтернативой FARADAY tMEDIC, однако возможности FARADAY tMEDIC в части интеграции в АСУ ТП гораздо выше и в нем есть функция оптимальной загрузки трансформатора - которой в Intellix MO15 нет.

С другой стороны, система мониторинга Intellix MO150 включает все необходимое для решения большинства преобладающих видов отказа оборудования: встроенную систему датчиков, модели для выполнения анализа и средства обработки данных. Она отличается большим количеством контролируемых параметров и большим количеством моделей диагностики. Например, используется модель износа изоляции, вычисляющая показатель износа в соответствии с указаниями IEEE или IEC, модель эффективности охлаждения, выполняющая мониторинг реальной эффективности системы охлаждения и другие.

ABB

Традиционно сильная сторона стратегии диагностики, обслуживания и ремонтов ЭО корпорации ABB – экономический аспект. Покажем это на примере СМ, носящей название «ABB T-monitor».

Система ABB TEC - для новых трансформаторов ABB (встраивается при изготовлении трансформатора); ABB T-monitor - для находящихся в эксплуатации трансформаторов, произведенных не только ABB, но и другими компаниями. Сбор данных ABB T-monitor: газы, влага, температура, нагрузка, РПН, ЧР. Данные с приборов измерения необходимо правильно интерпретировать. В традиционных системах мониторинга используются пороговые значения для определения уставок защиты. При срабатывании защиты трансформатор отключается и исследуется. Но установка пороговых значений неоднозначна, поскольку, с одной стороны, при уровне срабатывания, близком к критическому, невозможно определить тенденцию к отказу заранее. С другой стороны, при слишком частом срабатывании защиты ее

эффективность будет под вопросом. ABB T-Monitor интерпретирует результаты измерения с помощью моделей. Основное ее отличие - использование пороговых значений, изменяющихся в зависимости от условий эксплуатации трансформатора. Здесь модель - специальный алгоритм расчета, позволяющий установить реальные условия эксплуатации и состояние трансформатора. Модель обрабатывает сигналы с датчиков, вырабатывает прогноз развития событий и возможные решения. При поставке устройства заказчик может сам принимать решения, используя результаты, предоставленные T-monitor; если у него нет такой возможности (мало ресурсов, опыта), корпорация может обеспечить контракт на дистанционное наблюдение и отслеживать результаты вместе с ним.

Кроме оценки состояния трансформатора с помощью T-monitor, ABB предлагает также независимую более детальную оценку состояния трансформатора с учетом его важности в системе. Такая оценка позволяет индивидуально рассмотреть затраты на каждый трансформатор и оптимизировать использование группы трансформаторов. В результате заказчик получает информацию о состоянии трансформатора, надежности, степени риска в зависимости от приоритета и условий эксплуатации, а также рекомендации по ремонту, эксплуатации и инвестициям. Кроме того, он может не только корректировать параметры каждого трансформатора, но и перегруппировать их внутри энергосистемы в соответствии с их состоянием и приоритетом. Дополнительно заказчик получает информацию об экономической целесообразности тех или иных преобразований и возможность определить стратегию инвестиций (оптимизация расходов: замена, модернизация, изменение условий работы трансформатора и т.п.), рассчитать окупаемость ремонта в случае его проведения, исследовать параметры каждого трансформатора (механические, электрические и пр.) с точки зрения капиталовложений.

Оценка состояния с учетом приоритета и анализ капиталовложений проводится также на 3-м этапе жизни трансформатора ("второе рождение"). На этом этапе особый интерес представляют улучшение условий и модернизация и ремонт.

Улучшение условий: сушка. При общепринятом процессе сушки используется циркуляция горячего масла с вакуумированием. Если эти процессы совместить с низкочастотным нагревом, то качество процесса повышается, содержание влаги в изоляции после сушки составляет <0.5%, что ведет к увеличению срока службы трансформатора и интервалов между сушками, требуется меньшее время обработки (400 MBA - 1 неделя) и меньшие затраты энергии.

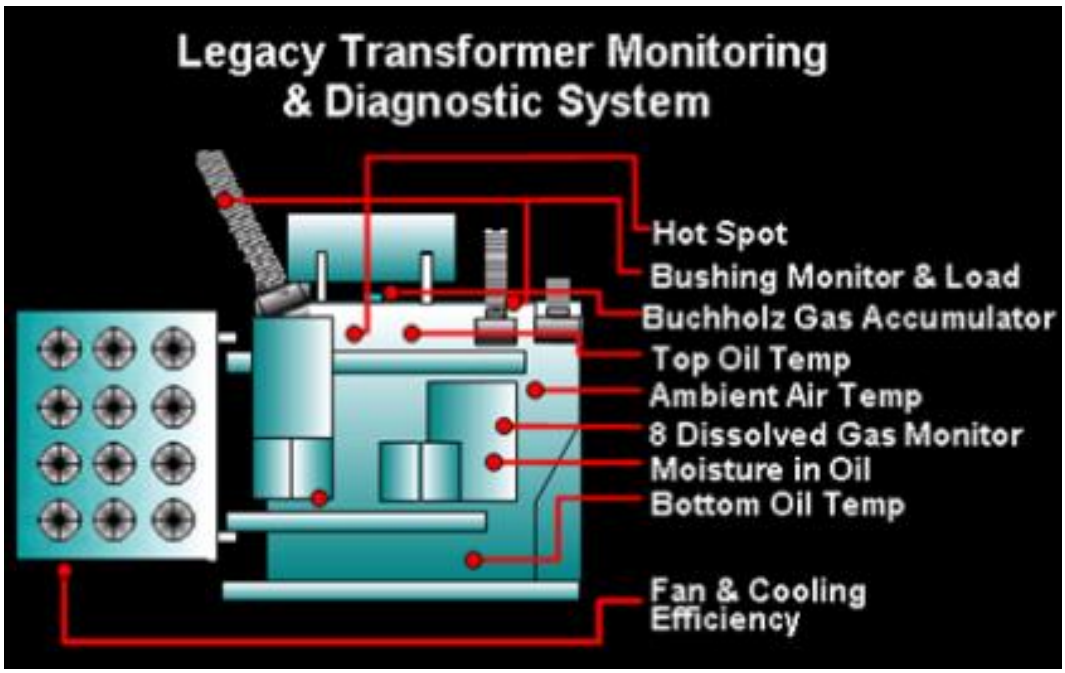
Если техническо-экономический анализ покажет, что наиболее подходящим решением будет модернизация старого трансформатора, ABB может предложить полный пакет решений по модернизации. Типичный пример: требования заказчика

- трансформатор 250 МВА, 300/132/17,6 кВ. Решение ABB: использование старого сердечника, РПН, бака. Реконструкция и модернизация: новые обмотки и навесное оборудование. Результат: увеличение мощности на 25%, срок службы как у нового трансформатора; нет вреда окружающей среде, время поставки 8 месяцев вместо 14, стоимость 70% от нового трансформатора.

Siemens

Корпорация Сименс производит систему «Siemens Legacy Transformer Monitoring & Diagnostic System» - TMDS 2000 L. TMDS 2000 L может быть встроена в АСУ ТП ПС с передачей ей управления какими-либо процессами и выдачей рекомендаций для эксплуатационного персонала. Использование собственных алгоритмов и блоков анализа позволяет принимать стратегические решения в области обслуживания и ремонтов оборудования.

Legacy Transformer Monitoring & Diagnostic System (TMDS 2000L)



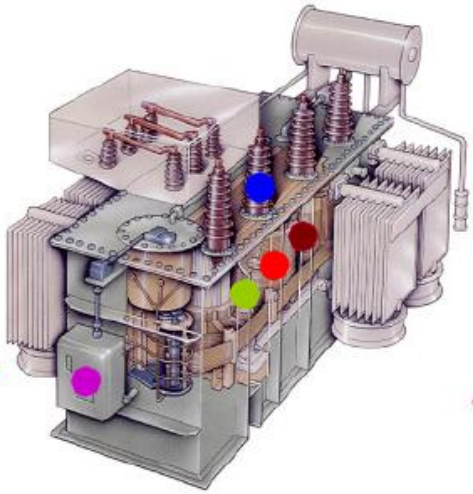
AREVA

Фирма AREVA производит СМ под названием MS 3000, позволяющую повысить эксплуатационную готовность трансформаторов путем точного определения условий эксплуатации и на этой основе предотвратить ущерб от поломок, отказов и связанных с этим простоев, увеличить срок службы трансформаторов.

MS 3000 Стандартная конфигурация

υ Основной модуль

- Рабочее напряжение (1 фаза)
- Ток (1 фаза)
- Полная мощность и коэффициент перегрузки
- Температура масла
- Температура наиболее нагретой точки
- Содержание газа в масле
- Влажность масла
- Скорость старения
- Положение РПН
- Количество переключений
- Сумма переключенного тока
- Оперативное состояние насосов и вентиляторов
- Время работы Насосов и вентиляторов
- Эффективность охлаждения (Rth)
- Внешняя температура
- Дополнительные цифровые вводы



Модуль РПН

- Потребление мощности электродвигателем
- Температура масла в РПН
- Оценка механического состояния
- Модель износа контактов
- Разница температур РПН / Бак

υ Модуль протоколы

- IEC 60870-5-101/104
- DNP3.0
- Modbus
- IEC 61850

υ Модуль ввод

- Рабочее напряжение (3 фазы)
- Перенапряжения, кол-во перенапряжений (1,2/50 мкр. сек.)
- Изменение емкости, online емкость

υ Модуль изоляция

- Градиент содержания газа в масле
- Влажность бумажной изоляции
- Температура газообразования и допустимый предел
- Изменение технологического срока службы по величине старения изоляции
- Ожидаемая температура масла
- Ожидаемая температура наиболее нагретой точки
- Пробивное напряжение

υ Модуль перегрузка

- Рабочий ток (3 фазы)
- Перегрузка и токи короткого замыкания
- Количество перегрузок
- Перегрузочная способность
- Время наиболее возможной перегрузки
- Термическая модель
- Текущие потери

Serveron

Serveron® Transformer Monitors фирмы Serveron используются во всем мире для мониторинга силовых трансформаторов. Главный упор делается на анализ растворенных газов (АРГ) в трансформаторном масле как лучший индикатор общего состояния трансформатора.

Основные модели СМ фирмы SERVERON:

	Модель ТМ8 – для критичных трансформаторов Вашего парка Модель предлагает наиболее полный из всех доступных АРГ. Оценка проводится посредством точных и повторяемых онлайновых замеров восьми критичных дефектных газов и других ключевых параметров: • Соотнесение всех восьми дефектных газов, влаги в масле, температуры масла и температуры окружающей среды с нагрузкой на трансформатор. • Модель ТМ8 поддерживает все диагностические инструменты стандартов IEEE IEC для быстрого предупреждения и диагностики развивающихся неисправностей
	Модель ТМ3 – для важных трансформаторов Модель ТМ3 – единственная в своем роде система оповещения о состоянии трансформатора, предоставляющая точное распознавание наиболее критичных видов неисправностей трансформаторов. • Соотнесение уровней трех дефектных газов (ацетилен, этилен, метан), влаги в масле, температуры масла и температуры окружающей среды с нагрузкой на трансформатор • Комбинация данных АРГ, автоматически заполняющая треугольник Дюваля предоставляет беспрецедентную возможность диагностики неисправностей

Кроме того, Serveron предлагает в рамках **Консультативной службы по работе трансформаторов** оценку возможного состояния отдельного трансформатора в сравнении с остальными, находящимися в системе, посредством трехэтапного процесса оценки состояния. Эти этапы могут проводиться на одном трансформаторе или же в масштабах всего парка, в зависимости от требуемого уровня анализа.

Первая стадия – оценка истории состояния. На основе результатов предлагаются рекомендации по переходу на следующий уровень и проведению конкретного профилактического обслуживания. Итог второй стадии - физической оценки – протокол измерений с оценками всех внешних элементов трансформаторной системы. «Внутренние» оценки третей стадии подразумевают дополнительные внутренние визуальные осмотры и техническое обслуживание других устройств в качестве рекомендации по проведению по мере необходимости, дополнительных испытаний трансформаторов в обесточенном состоянии.

“Doble Engineering”

Кратко упомянем систему мониторинга «INSITE» фирмы «Doble» которая представляет собой комплексную систему контроля, обработки и передачи данных с экспертной оценкой температурного режима с расчетом степени износа изоляции, горючих растворенных газов, влажности масла и изоляции (система DOMINO), состояния системы охлаждения и РПН, диагностики состояния вводов.

Мониторинг растворенных газов

В конце обзора упомянем о том, что практически все зарубежные фирмы-производители имеют в составе производимых СМ анализаторы растворенных в масле газов как мощное средство диагностики состояния трансформаторов, в основном, своей разработки. Такие анализаторы могут поставляться и как простая, отдельная СМ.

В таблице приведены производители мониторинга по газам. На сегодняшний день ими установлено более 30 тыс. СМ с использованием анализа РГ. Отметим, что такие системы в свою очередь требуют периодического обслуживания во избежание выдачи некорректных результатов.

Компания	**Модель**	**Определяемые газы**	**Тип детектора**	**Ограничения**
Morgan-Schaffer	Callisto	H2, H20	TCD	-
GE Energy	Hydran	H2, CO, C2H2	FC	Комбинированный сигнал
Unisensor	E 200	C2H2, H2	IR+FC	Небольшой опыт применения
Morgan-Schaffer	Shake test	Все	GC	Not continiuos
GE Energy	TNU	Все	FTIR+FC	Цена
Serveron	True Gas	Все	GC	Небольшой опыт применения
Kelman Ltd.	TransFix	Все	FAS	-

Примечания: TCD – термическая проводимость; FC – топливная ячейка; IR – инфракрасный метод; GC – газовый хроматограф; FTIR – инфракрасное преобразование Фурье; FAS – фотоакустическая спектроскопия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, общепринято, что технология ремонта по состоянию позволяет сократить эксплуатационные расходы, существенно повысить ресурс и надежность оборудования, однако для ее внедрения необходимо достаточно точное приборное и методическое обеспечение. Основу технологии перехода на обслуживание и ремонт оборудования по фактическому состоянию составляют методы и средства его диагностики, позволяющие обнаруживать и идентифицировать все потенциально опасные дефекты на начальной стадии развития. Очевидно, что экономически более целесообразным решением проблемы является профилактика и предупреждение возможных неисправностей, для чего необходима эффективная система мониторинга.

Для удовлетворения данных требований были зарубежными фирмами разработаны различные системы on-line мониторинга: от простейших, использовавших уже традиционно существующие датчики и сенсоры, до самых современных с применением передовых IT-технологий. Системы автоматизации, реализованные большинством ведущих мировых энергетических компаний, имеют некоторые отличия в реализации СМ, но во многом схожи: осуществляют

непрерывное измерение и регистрацию основных параметров трансформаторного оборудования в процессе эксплуатации, в том числе в предаварийном и аварийном режимах, а также проводят анализ полученной информации с выдачей рекомендаций персоналу для осуществления оптимальной стратегии обслуживания и ремонтов.

Литература

1. **RECENT ADVANCES IN AUTOMATED INSULATION MONITORING SYSTEMS, DIAGNOSTIC TECHNIQUES AND SENSOR TECHNOLOGY IN AUSTRALIA** - D. ALLAN,, T. BLACKBURN, M.COTTON, B. FINLAY, Powerlink Queensland University of NSW GPU PowerNet Pacific Power (Australia). CIGRÉ Session 1998 Proceedings.

2. **On-line Power Transformer Monitoring Combining Physical and Learning Methods** - Elvira Kaegi-Kolisnychenko, Alain J. Germond, Laboratoire de réseaux électriques, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), 1015-Lausanne, Switzerland. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Changwon, Korea, April 01-04, 2006.

3. **On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System** - Tobias Stirl, Raimund Skrzypek, Stefan Tenbohlen, Rummiya Vilaithong - AREVA Energietechnik GmbH Activity Schorch Transformers. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Changwon, Korea, April 01-04, 2006.

4. **On-line Diagnostics of Oil Paper Insulated Instrument Transformers** - R.J. SCHWABE, B. WHITCOMB, B.K. GUPTA, N. FUJIMOTO, S.ZELINGHER, G.L. FORD - NEW YORK POWER AUTHORITY (USA). CIGRÉ Session 2000 Proceedings.

5. **ELECTRONIC TRANSFORMER CONTROL WITH MONITORING & DIAGNOSTICS -**
BENGT-OLOF A. STENESTAM, CLAES T. BENGTSSON, PETER N. YDERSTEN - ABB Power Technologies AB VB Elnät, Sweden. CIGRÉ Session 2000 Proceedings.

6. **Condition Monitoring and Diagnosis of Power Transformers** - E. Gockenbach, H. Borsi - Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut, Hannover, Germany. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, April 21-24, 2008.

7. **On-line and Off-line Monitoring-Diagnosis System(MDS) for Power Transformers** - Dorel NEDELCUT, Dumitru SACERDOȚIANU - RESEARCH DEVELOPMENT AND TESTING NATIONAL INSTITUTE FOR ELE CTRICAL ENGINEERING- ICMET, Craiova, Romania. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, April 21-24, 2008.

8. **Online Partial Discharge Detection and Location Techniques for Condition Monitoring of Power Transformers:** A Review - A. Santosh Kumar1*, Dr. R.P. Gupta1, Dr. K. Udayakumar,2 A.Venkatasami1 1CG Global R&D Centre, Crompton Greaves Ltd, Kanjur Marg, Mumbai – 400 042 - 2Anna University, Chennai – 600 025. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, April 21-24, 2008.