



Диагностические решения в электроэнергетике

Технические средства мониторинга силовых трансформаторов с пониженным индексом технического состояния

Оглавление

Требования к системам мониторинга силовых трансформаторов с пониженным индексом технического состояния	3
1. Требования к техническим средствам системы мониторинга	3
2. Требования к программным средствам системы мониторинга	4
3. Требования к средствам передачи результатов работы системы мониторинга на уровень АСУ-ТП	5
Варианты систем мониторинга трансформаторов с низким индексом технического состояния	6
Вариант 1 - система мониторинга на основе прибора TDM-Oil	6
Вариант 2 - система мониторинга на основе прибора TDM-M	7
Вариант 3 - система мониторинга трансформатора на основе приборов TDM-M и ГИДРОМЕР .	8
Вариант 4 - система мониторинга на основе приборов TDM-M и ИНТЕГАЗ	8

Требования к системам мониторинга силовых трансформаторов с пониженным индексом технического состояния

Для новых трансформаторов и трансформаторов, находящихся в нормальном состоянии, основной целью системы мониторинга является выявление дефектных состояний на ранних стадиях, что позволяет минимизировать затраты на эксплуатацию за счет того, что все ремонтные и сервисные воздействия на трансформатор будут осуществляться вовремя и в минимальном объеме. Технические и программные средства таких систем мониторинга должны быть ориентированы на глубокую и чувствительную диагностику дефектных и преддефектных состояний трансформатора.

Для трансформаторов, имеющих низкий индекс технического состояния, обычно уже находящихся в критическом состоянии, вопрос о выявлении дефектных состояний не стоит – проблемы явно присутствуют и развиваются. Чаще всего основным вопросом, который должна помочь решить установка системы мониторинга, является вопрос прогнозирования – сможет ли контролируемый трансформатор безаварийно доработать определенный период времени, например год. Этот интервал времени зависит от того, когда появится реальная возможность модернизировать трансформатор, а в большинстве случаев просто заменить его.

Технические, а особенно программные средства таких систем мониторинга, должны быть ориентированы на анализ возможных сценариев развития технического состояния трансформатора, чтобы в нужный момент сформировать обоснованные рекомендации о возможности или невозможности дальнейшей эксплуатации трансформатора.

1. Требования к техническим средствам системы мониторинга

Выбор технических средств, позволяющих создать систему мониторинга критических силовых трансформаторов, отличается от выбора технических средств для новых трансформаторов и имеет отличительные особенности.

Во-первых, поскольку система мониторинга критических трансформаторов не требует проведения надежной диагностики дефектов на самых ранних этапах возникновения, требования к техническим средствам упрощаются. Основной их задачей является контроль уже существующих дефектных состояний и выявление новых, но только существенных дефектов. Поэтому объем и стоимость технических средств такой системы могут быть минимальными.

Технические средства системы мониторинга трансформаторов с низким индексом технического состояния должны обеспечивать контроль только критических параметров, непосредственно влияющих на возможность их дальнейшей эксплуатации.

Например, в такой системе мониторинга нет никакой необходимости контролировать восемь растворенных в масле газов. Для корректной оценки технического состояния трансформатора вполне достаточно контроля содержания водорода и суммы горючих газов. При этом нужно учитывать, что критический трансформатор уже находится на учащенном периодическом контроле растворенных газов при помощи хроматографов. И тем более, что в большинстве случаев диагностические возможности метода контроля растворенных в масле газов в режиме «on-line» перекрываются возможностями другого, более дешевого метода контроля частичных разрядов в изоляции.

В то же время контроль влагосодержания в масле трансформатора является обязательным, поскольку это критический параметр, однозначно характеризующий стойкость масла к электрическому пробую. Эта функция должна входить в состав современных приборов контроля растворенных газов в масле трансформатора.

При выборе технических средств для системы диагностического мониторинга критических трансформаторов необходимо таким же образом анализировать и оптимизировать технические средства каждого диагностического метода.

Во-вторых, для систем мониторинга критических трансформаторов иначе стоит вопрос о сроке службы технических и программных средств самой системы мониторинга.

Если система мониторинга устанавливается на новом трансформаторе, то автоматически предполагается, что она будет работать в течение всего срока эксплуатации трансформатора. Обычно это время исчисляется десятками лет.

Если система мониторинга устанавливается на критическом трансформаторе, то она тоже должна служить весь срок эксплуатации трансформатора, но в этом случае этот срок будет на порядок меньше, не более одного – нескольких лет.

Возможны два варианта оптимизации этой ситуации – или создание для критических трансформаторов «одноразовых и дешевых» систем мониторинга, или создание условно «мобильных» систем мониторинга, которые можно было бы достаточно оперативно монтировать и демонтировать на критических трансформаторах.

Для силовых трансформаторов, этих дорогих и ответственных элементов энергетического транзита, лучшим вариантом является создание условно мобильных систем мониторинга, так как термин «дешевая одноразовая система» обычно практически однозначно соответствует термину «система уменьшенного срока службы и пониженной надежности».

2. Требования к программным средствам системы мониторинга

Программные средства системы мониторинга критических трансформаторов должны обладать иерархической структурой и включают в себя несколько уровней регистрации, обработки информации, мониторинга и диагностики технического состояния трансформатора, выработки и принятия решений.

Стандартная поставка технических и программных средств такой системы включает в себя 4 (максимум до 5) уровня регистрации, обработки информации и принятия решения о техническом состоянии контролируемого трансформатора.

Уровень I (уровень первичных датчиков) – технический уровень сбора исходной информации для мониторинга. Он включает в себя все первичные датчики системы мониторинга, а также все установленные на трансформаторе дополнительные датчики и приборы, контролирующие состояние трансформатора.

Уровень II (уровень модулей и приборов системы мониторинга) – технический и программный уровень первичной обработки данных от датчиков, уровень осуществления параметрической диагностики работы трансформатора. Этот уровень диагностики реализован на основе программных возможностей модулей и приборов.

Уровень III (диагностический уровень подстанции) – программный уровень комплексной экспертной оценки технического состояния трансформаторов. Представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ). Уровень III технически реализован в виде отдельного шкафа АРМ с компьютером и средствами связи, устанавливаемого в щитовом помещении подстанции.

Уровень IV (диагностический уровень энергопредприятия) – технический и программный уровень визуализации информации о состоянии оборудования всех подстанций энергопредприятия. Представляет собой шкаф - автоматизированное рабочее место (АРМ). При необходимости на этом уровне диагностики производится оценка рисков возникновения дефектов в наиболее ответственном оборудовании. На этом уровне возможно проведение интегральной диагностики влияния состояния трансформатора (трансформаторов) на состояние транзита электроэнергии.

Уровень V (уровень контроля транзита энергии) – самый высокий уровень интеграции информации от систем мониторинга. Это даже может быть САЦ РОССЕТИ в г. Москва. На этом уровне собирается информация от всех систем мониторинга, установленных в энергосистемах России.

Программное обеспечение, поставляемое с системами мониторинга трансформаторов, должно включать в себя базовые математические и диагностические модели.

Для решения всех задач, связанных с мониторингом критических трансформаторов,

получаемая диагностическая информация должна оперативно пересылаться на более высокие уровни АСУ-ТП. Программное обеспечение должно обеспечивать подготовку и интеграцию информации в систему АСУ ТП с использованием протокола МЭК 60870-5-104. Это позволяет оперативно и безопасно использовать существующие информационные сети заказчика.

3. Требования к средствам передачи результатов работы системы мониторинга на уровень АСУ-ТП

Основными задачами, решаемыми при интеграции системы мониторинга в АСУ ТП, являются:

- Получение в АСУ ТП оперативной информации о состоянии трансформатора в объеме, необходимом для оценки оперативным персоналом текущей ситуации и принятия решений.
- Возможность получения первичной информации о состоянии трансформатора от других подсистем АСУ ТП без использования в системе мониторинга дополнительных датчиков.
- Локальный доступ удаленным пользователям к «разрешенным» первичным данным и результатам работы системы мониторинга с использованием ресурсов АСУ ТП, в том числе WEB — доступ.
- Удаленный контроль правильности функционирования и исправности технических и программных средств системы мониторинга.

Всем этим требованиям соответствует программное обеспечение мониторинга критических трансформаторов INVA, работающее с приборами и модулями серии TDM.

Варианты систем мониторинга трансформаторов с низким индексом технического состояния

При выборе оптимального состава технических средств для организации мониторинга трансформаторов с низким индексом технического состояния необходимо ориентироваться на следующие критерии:

- Конфигурация технических средств должна обеспечивать необходимые диагностические свойства при минимуме экономических затрат.
- Выбранные технические средства системы мониторинга должны оперативно устанавливаться (переустанавливаться) на контролируемом трансформаторе «без изменения его конструкции», т. е. не требовать разработки технического проекта и быть легко и безопасно монтируемыми.
- Результаты работы экспертной части системы мониторинга должны быть представлены на верхний уровень АСУ-ТП в виде минимального объема информации, отражающего текущее техническое состояние трансформатора, а также имеющиеся тенденции в изменении состояния трансформатора с элементами прогнозирования будущих изменений.

Ниже приведены четыре варианта технических средств системы мониторинга трансформаторов с использованием оборудования отечественных фирм ДИМУС и ИНТЕРА.

Все они отвечают общим требованиям, предъявляемым к системам мониторинга трансформаторов с низким индексом технического состояния, но различаются «глубиной диагностических заключений» и соответственно стоимостью.

Вариант 1 - система мониторинга на основе прибора TDM-Oil

Система мониторинга трансформатора создается на основе одного компактного измерительного прибора марки TDM-Oil производства фирмы ДИМУС. Этот прибор вставляется в бак трансформатора через переходный фланец, монтируемый на сливном кране бака трансформатора.

Прибор TDM-Oil имеет четыре датчика, которые располагаются непосредственно внутри бака. Это:

1. Датчик влагосодержания в масле бака трансформатора. При помощи этого датчика контролируется очень важный параметр - электрическая прочность масла.



2. Датчик частичных разрядов СВЧ диапазона частот. Этот встроенный в бак датчик позволяет регистрировать частичные разряды в изоляции с высокой степенью достоверности, так как он экранирован от внешних помех баком трансформатора. При помощи датчика контролируется наличие разрядов в трансформаторе, что практически полностью заменяет диагностику на основе анализа растворенных газов, в некоторых случаях даже с большей достоверностью.

3. Датчик температуры бака трансформатора. При помощи этого датчика производится контроль тепловых режимов работы и оценка эффективности работы системы охлаждения.

4. Датчик вибрации в баке трансформатора. При помощи этого датчика контролируется общее

техническое состояние конструкции трансформатора и качество прессовки обмоток и сердечника.

Достоинства:

- Минимальный объем первичной информации, достаточный для проведения комплексной оценки состояния трансформатора.

- Минимальная стоимость технических средств системы мониторинга.
- Простота монтажа и демонтажа.

Недостатки.

- Крепление TDM-Oil на переходном фланце сливного крана бака трансформатора, что конструктивно невозможно при наличии на баке крана вентильного типа.

Вариант 2 - система мониторинга на основе прибора TDM-M

Эта система мониторинга трансформатора создана на основе измерительного прибора марки TDM-M (последняя модификация прибора TIM-3) производства фирмы ДИМУС. Прибор TDM-M монтируется в защитном шкафу рядом с контролируемым трансформатором.



Вариант системы мониторинга трансформаторов с низким индексом технического состояния на основе прибора TDM-M может поставляться в двух технических модификациях – минимальной и полной.

Минимальная конфигурация TDM-M включает в себя:

1. Датчик температуры бака трансформатора. При помощи этого датчика производится контроль тепловых режимов работы и оценка эффективности работы системы охлаждения.

2. Датчик тока нагрузки трансформатора. При помощи информации с этого датчика, с учетом измеренной температуры бака трансформатора, рассчитывается температура наиболее нагретой точки обмотки. Такая информация позволяет контролировать остаточный ресурс изоляции обмотки.

3. Датчик частичных разрядов ВЧ диапазона частот, устанавливаемый в цепи нейтрали первичной обмотки трансформатора. Этот датчик позволяет регистрировать частичные разряды в изоляции трансформатора (такая установка одного датчика ЧР обладает низкой помехозащищенностью).

4. Датчик вибрации бака трансформатора. При помощи этого датчика контролируется общее техническое состояние конструкции трансформатора и качество прессовки обмоток и сердечника.

Полная конфигурация TDM-M дополнительно включает в себя:

5. Датчики токов проводимости трех высоковольтных вводов трансформатора (DB-2). При помощи этих датчиков производится оперативный контроль технического состояния высоковольтных вводов трансформатора.

6. Датчики токов проводимости вводов DB-2 являются одновременно датчиками частичных разрядов. Совместное использование с датчиком ЧР в цепи нейтрали первичной обмотки трансформатора позволяет достаточно эффективно отстраиваться от внешних высокочастотных помех.

Достоинства использования TDM-M:

- Достаточный объем первичной информации, позволяющий проводить комплексную оценку состояния трансформатора.
- Сравнительно низкая стоимость технических средств системы мониторинга.
- Система может монтироваться на трансформаторах любой конструкции.

Недостатки.

- Использование внешнего шкафа затрудняет монтаж и демонтаж системы мониторинга.

Вариант 3 - система мониторинга трансформатора на основе приборов TDM-M и ГИДРОМЕР



Вариант системы мониторинга отличается тем, что в нем, дополнительно с прибором контроля основных параметров марки TDM-M, на сливном кране бака трансформатора монтируется прибор ГИДРОМЕР производства фирмы ИНТЕРА.

Измерительный прибор марки ГИДРОМЕР, наряду с контролем влагосодержания в масле бака трансформатора, контролирует содержание водорода и CO в масле, что позволяет более достоверно оценивать техническое состояние контролируемого трансформатора.

Достоинства использования системы в составе двух приборов TDM-M и ГИДРОМЕР:

- Большой объем первичной информации, позволяющий проводить комплексную оценку состояния трансформатора.

Недостатки.

- Сравнительно высокая стоимость системы мониторинга, состоящей из двух измерительных приборов.
- Использование внешнего шкафа затрудняет монтаж и демонтаж системы мониторинга.
- Крепление прибора ГИДРОМЕР на переходном фланце сливного крана бака трансформатора затруднено и даже невозможно при наличии на баке крана вентильного типа.

Вариант 4 - система мониторинга на основе приборов TDM-M и ИНТЕГАЗ

Этот вариант системы мониторинга критических трансформаторов отличается от предыдущих тем, что совместно с прибором мониторинга марки TDM-M рядом с трансформатором монтируется прибор ИНТЕГАЗ производства фирмы ИНТЕРА. Он устанавливается в специальном защитном шкафу и соединяется с баком трансформатора при помощи двух масляных трубопроводов.



Прибор ИНТЕГАЗ, наряду с оперативным контролем влагосодержания в масле бака трансформатора, контролирует содержание водорода и сумму горючих газов в масле, что позволяет лучше и достовернее оценивать техническое состояние контролируемого трансформатора.

Достоинства использования системы мониторинга трансформаторов, состоящей из двух приборов марки TDM-M и ИНТЕГАЗ:

- Большой объем первичной информации, позволяющий проводить комплексную оценку состояния трансформатора.
- Возможность монтажа оборудования на практически любом трансформаторе.

Недостатки.

- Высокая стоимость системы мониторинга.
- Использование внешнего шкафа (в котором могут монтироваться оба прибора) и дополнительные масляные трубопроводы от бака трансформатора существенно затрудняют монтаж и демонтаж такой системы мониторинга.