

Всплеск интереса к диагностике того или иного вида электрооборудования наблюдается практически каждый раз, когда начинается выпуск устройств нового типа. Это вызвано тем, что на первом этапе такое оборудование может изготавливаться с большим количеством дефектов, связанных как с конструктивными недостатками, так и с нарушением предписанной технологии изготовления.

Именно так считает Валерий Сергеевич Поляков, много лет занимающийся проблемами диагностирования электрооборудования.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ Поиск эффективной системы диагностики



Валерий Поляков,
к.т.н., почетный профессор ПЭИПК,
г. Санкт-Петербург

При объяснении причин выхода из строя нового электрооборудования (ЭО) обычно начинаются исследования вероятных эксплуатационных факторов, которые могут быть причиной повреждений вновь осваиваемого типа ЭО. Но, как правило, повреждения в приработочный период связаны с нарушением технологии изготовления оборудования, а повреждения в процессе эксплуатации связаны с конструктивными недостатками, приводящими к появлению и развитию дефектов из-за нерасчетных эксплуатационных воздействий.

В конечном счёте всё заканчивается не особенно афишируемым изменением технологии изготовления или самой конструкции нового аппарата. Необходимо признать, что подобным грешит не только отечественная промышленность, но и зарубежная, в том числе и ЭО, выпускаемое нашими компаниями по зарубежным технологиям [1]. Особенно удивляет внедрение аппаратов с конструктивными дефектами, которые не являются предполагаемыми, а подтверждены исследованиями реальных аппаратов, результаты которых опубликованы, представлены техническому руководству Главтехуправления Минэнерго.

ПРИМЕР ИССЛЕДОВАНИЙ

Опытом эксплуатации и исследованиями на реальных трансформаторах тока (ТТ) с U-образной обмоткой (типа ТФКН-330 или ТФУМ-330) доказано, что такое исполнение обмотки само по себе является конструктивным дефектом [2–5].

При протекании тока КЗ первичная обмотка смещается, создавая мощные механические усилия на ее изоляцию, что приводит к местным неоднородностям, в которых увеличиваются диэлектрические потери. Соответственно, в дальнейшем в этом месте увеличивается выделение тепла, температура бумажно-масляной изоляции достигает температуры деструкции целлюлозы ($T \geq 280^\circ\text{C}$) и превышает ее, начинается пожелтение и спекание изоляции в похожую на бакелит композицию, которая затем обугливается и происходит тепловой пробой.

Частичные разряды (ЧР) при этом отсутствуют, но изменяется форма тока через изоляцию (рис. 1). Скорость развития дефекта зависит в основном от температуры окружающей среды.

При одновременном воздействии всех тепловыделяющих факторов:

- температура окружающей среды в тени ($T \geq 25\text{--}30^\circ\text{C}$);
- нагрев от солнечной радиации;
- нагрев от тока нагрузки;
- нагрев от диэлектрических потерь при допустимом уровне напряжения,

дефект от момента появления до повреждения в эксплуатации развивается за один месяц (рис. 2). Этот срок называется во всех обзорах аварий и в публикациях по ТТ, в том числе и в публикации по повреждениям ТТ типа ИМВ-550 такой же конструкции [1].

Были проведены испытания ТТ типа ТФУМ-330 на стенде НИИПТ [4], когда все тепловыделяющие факторы действовали непрерывно (в эксплуатации температура снижается в ночные часы). Дефект в изоляции всех испытуемых ТТ типа ТФУМ-330

развивался за полторы-две недели (рис. 3). В результате развития дефекта прогорели 4 из 14 конденсаторных обкладок.

При измерениях $\text{tg } \delta$ при $U_{\text{исп}} = 10 \text{ кВ}$ изоляции ТТ с таким дефектом величина $\text{tg } \delta < \text{tg } \delta_{\text{НОРМ}} = 1,2\%$, при этом $\text{tg } \delta$ зависит от напряжения $\{\text{tg } \delta = f(U)\}$, поэтому выявление ТТ с подобным дефектом возможно только тепловизионной диагностикой или измерениями $\text{tg } \delta$ под рабочим напряжением (примеры приведены на рис. 4–6).

Абсолютно также развиваются дефекты в ТТ аналогичной конструкции типа ИМВ 330–550 кВ (рис. 7–8 [1]).

ДИАГНОСТИКА ОСНОВНАЯ И ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ

Тепловизионная диагностика ТТ всех классов напряжений является наиболее эффективным методом диагностики [6], так как разработана на основе исследования действительных причин поврежденных оборудования. Все остальные методы являются вспомогательными и служат для определения характера и степени развития дефекта, выявленного тепловизионной диагностикой.

Так в чем проблема с повреждениями и диагностикой ТТ? Что не изучено, что еще требует разработки?

Разработка любого метода диагностики должна начинаться с установления действительных, а не предполагаемых причин повреждений оборудования и характеристик, которые изменяются с началом развития дефекта.

Актуальность метода диагностики определяется его способностью выявлять опасные дефекты, развитие которых приводит к повреждениям ЭО, эксплуатируемого в настоящее время. Большинство публикаций по методам диагностики, в том числе и по ЧР, не содержит этих сведений – авторы лишь описывают устройство разработанных ими приборов и принципы их работы. При этом вне их поля зрения остаются ответы на вопросы, какие дефекты опасны для диагностируемого оборудования и удастся ли их выявить предлагаемыми устройствами.

Развитие любого метода диагностики состоит в том, чтобы выявить опасные дефекты на ранней стадии, что позволит производителям устранить их причины при изготовлении ЭО. Это возможно только при внедрении системы непрерывного, а не периодического контроля.

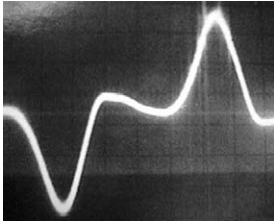
Приведенный выше пример формирования метода диагностики опасных дефектов измерительных ТТ 330–750 кВ полностью соответствует всем этапам развития диагностики, так как в результате была разработана простейшая система непрерывного контроля изоляции с использованием обычного цифрового регистратора аварийных процессов (ЦРАП), например «Нева», «Парма» или любых других [7, 8].

СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

Система непрерывного контроля изоляции по регистрации тока I_C и ЧР (СНКИ по I_C и $3U_0$) позволяет выявить начало развития опасного дефекта, приводящего либо к тепловому, либо к электрическому пробое изоляции в одном из аппаратов, присоединенных к системе шин. Регистрация тока I_C

• Рис. 1

Форма тока через изоляцию ТТ типа ТФУМ-330 на стенде НИИПТ в процессе развития повреждения по рис. 3



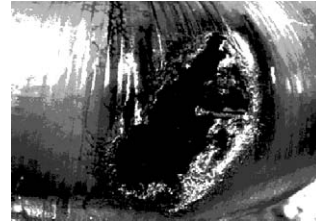
• Рис. 2

Повреждение ТТ типа ТФУМ-330 в «Колэнерго» после КЗ от падения опоры на ВЛ 330 кВ из-за гололёдно-ветровых нагрузок и одного месяца жаркой погоды



• Рис. 3

Повреждение ТТ типа ТФУМ-330 после воздействия КЗ на стенде НИИПТ и двух недель теплового воздействия



• Рис. 4

Повреждение ТТ типа ИМВ-330 на ПС 330 кВ Ленинградского филиала МЭС Северо-Запада



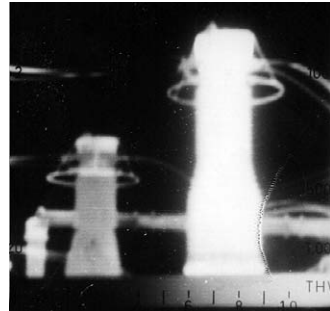
• Рис. 5

Повреждение ТТ типа ИМВ-550 из [1]



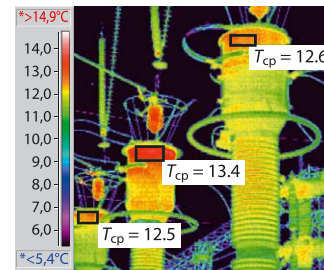
• Рис. 6

Дефект ТТ типа ТФУМ-330, выявленный тепловизионной диагностикой в 1975 году на ПС «Восточная» Ленэнерго. $\Delta T = 1,4^\circ\text{C}$



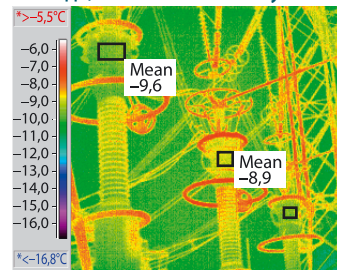
• Рис. 7

Дефект ТТ типа ТФРМ-500, выявленный тепловизионной диагностикой на ОРУ 500 кВ Балаковской АЭС при $T_{\text{окр}} = +28^\circ\text{C}$, $\Delta T = 0,9^\circ\text{C}$. Выведен из эксплуатации по превышению $\text{tg}\delta \geq 1,5\%$.



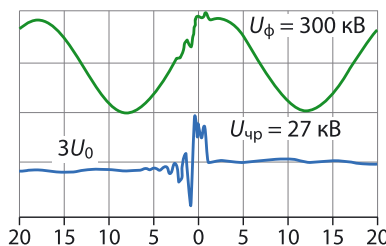
• Рис. 8

Дефект ТТ типа ТФРМ-750, выявленный тепловизионной диагностикой на ОРУ 750 кВ Калининской АЭС при $T_{\text{окр}} = -32^\circ\text{C}$, $\Delta T = 0,6^\circ\text{C}$. Выведен из эксплуатации из-за разрядов в верхнем каскаде, выявленных на слух.



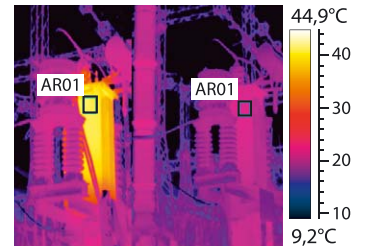
• Рис. 9

Одиночный импульс ЧР, зарегистрированный автоматически в дополнительной обмотке $3U_0$ ТН типа НДЕ-500 ОРУ 500 кВ Сургутской ГРЭС-2



• Рис. 10

Зарегистрированный импульс ЧР вызван витковым замыканием в электромагнитном устройстве ТН типа НДЕ-500 на ВЛ Пыть-Ях. Выявлено тепловизионной диагностикой и измерениями с отключением



позволяет выявить конкретный аппарат, в котором появился и развивается дефект, так как измерительный вывод каждой фазы аппарата заземляется через датчик тока. При регистрации системой СНКИ по I_c и $3U_0$ частичных разрядов необходимо определить аппарат, в котором появился и развивается дефект, с помощью тепловизионной диагностики, измерений $\text{tg}\delta$ и ёмкости аппаратов под рабочим напряжением или измерением частичных разрядов от переносных схем в каждом аппарате этой системы шин.

СНКИ по I_c и $3U_0$ является действительно системой непрерывного контроля, так как постоянно включена, запускается именно от регистрируемого сигнала, реагируя даже на одиночный импульс ЧР (рис. 9, 10). В этом ее отличие от систем непрерывного контроля ЧР, которые запускаются и регистрируют события в ЭО по команде заданное число раз в сутки (СКИТ, ДМР и др.) [9, 10 и др.].

Идеология этих систем основана на том, что если в изоляции ЭО появился ЧР, то он будет идти непрерывно – каждый полупериод напряжения промышленной частоты. В то же время опасные импульсы ЧР возникают и повторяются аperiodически. В начальной стадии развития ЧР эти импульсы могут возникать один раз в 20–30 минут. А в ряде случаев частичный пробой происходит однократно, например пробой витковой изоляции (рис. 9).

С пробоем витковой изоляции вторичных обмоток начинаются также повреждения ТТ типа ТФРМ 330–750 кВ от воздействия перенапряжений при отключении токов КЗ. Так, на рис. 11а–11г показаны сигналы ЧР при повреждении ТТ

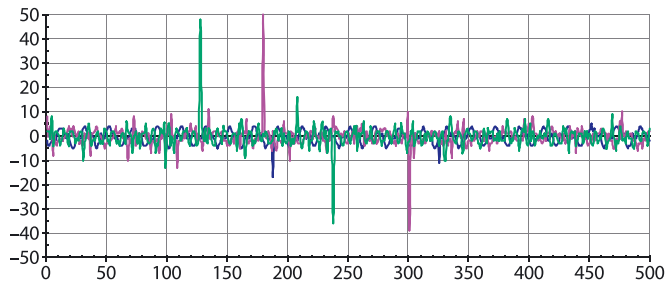
типа ТФРМ-500 на ПС 1150 «Костанайская», в котором система непрерывного контроля регистрировала сигналы ЧР в течение месяца. Затем ТТ повредился и сигнал ЧР исчез.

ЧР начали развиваться из-за пробоя витковой изоляции вторичных обмоток ТТ. Выделение тепла в месте виткового замыкания привело к нагреву и обугливанию изоляции первичной обмотки, внутри которой расположены вторичные обмотки. Аperiodические ЧР на рис. 11в и 11г – это пробой части первичной изоляции.

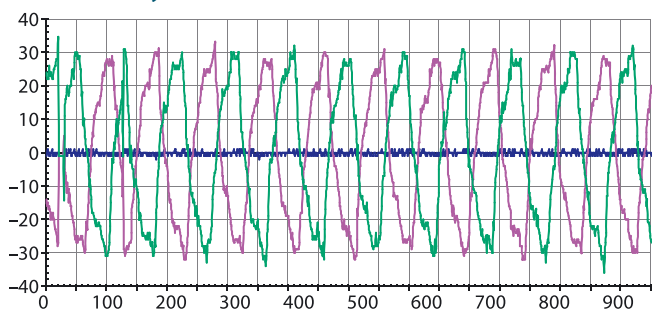
Следует отметить еще один немаловажный факт. Подавляющее большинство представленных на рынке систем контроля требуют установки устройств на каждый контролируемый аппарат. Это нерационально, так как опасные дефекты возникают в среднем менее чем в одном трансформаторе из тысячи. Появление дефекта может быть надежно зарегистрировано простейшей СНКИ по I_c и $3U_0$, которая регистрирует появление и развитие дефекта не только в силовых трансформаторах, но и в любом аппарате, присоединённом к системе шин. Для ее функционирования достаточно настроить ЦРАП, обучить персонал методике выявления дефектов при регистрации системой сигнала о его появлении.

Приведенный пример разработки системы диагностики ТТ на основе исследований действительных причин повреждений наглядно иллюстрирует диалектику развития любого эффективного метода диагностики: выявили истинную причину появления дефектов – разработали систему непрерывного контроля. Отпадает необходимость в периодической диагностике.

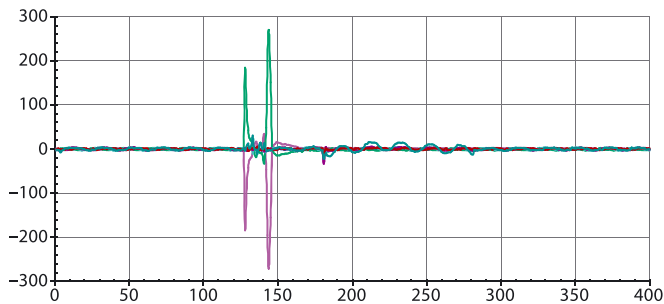
• **Рис. 11а** Кадр СНКИ с напряжениями $3U_0$ всех систем шин ТТ типа ТФРМ-500. Запуск от ЧР 50 о.е.



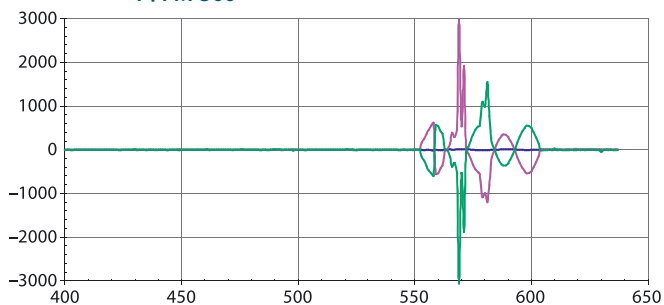
• **Рис. 11б** Непрерывный сигнал ЧР с уровнем 40 о.е., уровень шума 2–3 о.е.



• **Рис. 11в** Аперiodические одиночные сигналы ЧР с уровнем до 250 о.е.



• **Рис. 11г** Аперiodические одиночные сигналы ЧР с уровнем до 3000 о.е. Запись в момент повреждения ТТ типа ТФРМ-500



ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Установить действительную причину повреждений ЭО очень сложно потому, что в большинстве случаев повреждения вызваны нерасчетными эксплуатационными воздействиями на изоляцию оборудования, – воздействиями, на которые изоляция электрооборудования не рассчитана при разработке и проектировании электрического аппарата, либо такими воздействиями, которые возникают в процессе изготовления, монтажа или эксплуатации оборудования.

Аппарат за время существования проходит следующие этапы:

1. Исследование условий работы и эксплуатационных воздействий.
2. Разработка и конструирование в соответствии с техническими условиями (ТУ), разработанными на основании результатов исследований.

3. Изготовление и испытания в соответствии с ТУ.
4. Монтаж, приемосдаточные испытания и включение в эксплуатацию.
5. Эксплуатация в соответствии с заводскими инструкциями и правилами технической эксплуатации (ПТЭ).
6. Вывод из эксплуатации.

На каждом из этих этапов возможно возникновение несоответствия изоляции аппарата эксплуатационным воздействиям.

Рассмотрим самый свежий пример с выявлением причин массовых повреждений вводов с RIP-изоляцией, изготавливаемых заводом «Изолятор», и диалектикой развития методов их диагностики. В работе [11] сотрудниками завода «Изолятор» рассмотрены причины повреждений вводов 330–500 кВ с твердой изоляцией (хотя те же причины, видимо, приводили и к повреждениям вводов 110–220 кВ).

Цитата: «Причины повреждений вводов можно условно разделить на две группы. К первой группе относятся причины, заложенные во ввод на этапе его изготовления (конструкция, технология, несоответствующие материалы, скрытые дефекты и др.), ко второй группе относятся причины, возникшие в эксплуатации (неправильные монтаж и измерения, ненадежное заземление измерительного вывода, измерение $tg\delta_{сз}$, нерасчетные режимы и др.).

Результаты всех перечисленных работ были учтены при разработке модернизированных конструкций вводов, что позволило значительно повысить их надежность. В частности, были применены новые материалы для изготовления уравнительных обкладок, увеличены диаметры изоляций вводов, применены новые сверхчистые материалы для изготовления компаунда. Обкладки изготавливаются из алюминиевой фольги импортного производства со специально обработанной поверхностью и максимальной адгезией, исключающей расслоение между обкладкой и компаундом. Для последней измерительной обкладки используется специально обработанная медная фольга, что позволило обеспечить более надежный контакт с измерительным выводом с помощью пайки».

Очевидно, что нерасчетные воздействия, приводящие к повреждениям вводов, связаны с нарушением технологии изготовления вводов, так как перечисленные в [11] изменения в технологии изготовления вводов исключили их повреждения в эксплуатации, хотя эксплуатационные факторы остались теми же. Поэтому никакой необходимости в периодической диагностике модернизированных вводов нет.

ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

С появлением в России напряжения 330 кВ в начале 60-х годов возобновился интерес к измерениям ЧР, так как переход на новый класс напряжения сопровождался изготовлением ЭО с большим количеством конструктивных и технологических недостатков, приводившим к массовым повреждениям автотрансформаторов АДЦТН-330/220-240 МВА [12], трансформаторов тока типа ТФУМ-330 и др.

Рассмотрим разработку метода измерения ЧР в силовых трансформаторах.

У автотрансформаторов типа АТ 330/220–240 МВА было неправильно рассчитано распределение напряжения по межфазным перегородкам, что приводило к развитию «ползущего разряда». Конечно, производители этого не признавали, а называли иные причины: увлажнение, изменение $tg\delta$ масла и др. Поэтому предлагаемые противоаварийными циркулярами меры не исключали массовые повреждения АТ этого типа по всей зоне применения напряжения 330 кВ, а это все энергосистемы Северо-Запада, энергосистемы Беларуси, Украины, Северного Кавказа.

Для выявления действительной причины повреждений этих автотрансформаторов, в службе изоляции и защиты от перенапряжений Ленинградской высоковольтной сети «Ленэнерго» (СИП ЛВС «Ленэнерго») был разработан метод измерений ЧР под рабочим напряжением, в основу которого были положены исследования Ленинградского политехнического института (ЛПИ), Запорожского трансформаторного завода (ЗТЗ), Всесоюзного института трансформаторостроения (ВИТ) частотных характеристик силовых трансформаторов и исследования уровня помех во всем диапазоне частот от 0 до ∞ Гц, выполненные в Запорожском институте электрификации сельского хозяйства.

Метод настолько прост, что, используя самодельные индуктивные датчики и электронный осциллограф, электромонтеры

СИП ЛВС проводили измерения ЧР 4 раза в год в изоляции всех АТ 330 кВ предприятия, что исключило их повреждения в эксплуатации.

В ноябре 1973 года впервые в мире электромонтер А.Е. Смирнов выявил ЧР на АТ 330 кВ типа АТДЦТН-330/220-240 МВА [13] ПС № 37 «Сяьская», записать который удалось на запоминающий катодный осциллограф. Уровень ЧР оценивался как $q = 5 \cdot 10^{-7}$ Кл (рис. 12). Частичный разряд был вызван местным источником повышенной напряженности поля на емкостном кольце линейного ввода 330 кВ [13]. Источником повышенной напряженности явилось острие складки фольги, образовавшееся при опрессовке емкостного кольца (рис. 13). Как только большинство АТ типа АТДЦТН-330/220-240 МВА выгорело и была определена причина их повреждений, было принято решение [12] о модернизации этих АТ с указанием конкретных заводских номеров. Необходимость в периодических измерениях ЧР отпала.

Измерения ЧР потребовались в очередной раз, когда при сборке переключающих устройств ЗРНОА-110/1000 на заводе токоотводы токоограничивающих сопротивлений касались поверхности бакелитового цилиндра, в котором они собирались. Это приводило к развитию разряда по поверхности бакелитового цилиндра и взрыву регулятора [14]. Противоаварийный циркуляр предлагал вскрыть трансформаторы с такими регуляторами, проверить и устранить касание токоотводов цилиндра, то есть произвести небольшой капитальный ремонт трансформатора.

Наши измерения ЧР в изоляции АТ с регуляторами ЗРНОА-110/1000 в ЛВС выявили только 1 АТ, на котором был такой дефект. По результатам измерения ЧР были выявлены дефекты:

- на фазе В уровень ЧР был $q \geq 5 \cdot 10^{-7}$ Кл и развивался около 4 месяцев (рис. 14, 15);

- на фазе С $q = 1 \cdot 10^{-8}$ Кл (на поверхности бакелитового цилиндра прогорело пятно диаметром 12 мм).

Участки цилиндра со следами разрядов вырезаны, и АТ-3 ПС «Южная» «Ленэнерго» до сих пор находится в эксплуатации.

Так же как и в случае с АТ330, те регуляторы ЗРНОА-110/1000, на которых не успели выполнить рекомендации [14] или своевременно выявить развитие ЧР, повредились, а остальные успешно эксплуатировались без всяких измерений ЧР.

МЕТОДИКА ХАРГ

Почему же некоторые методы используются в эксплуатации практически сразу, как только становятся известными, а другие не внедряются десятилетиями, несмотря на большой объем исследований и разработок аппаратуры?

Например, вспомним историю внедрения хроматографического анализа газов, характерных для развивающихся повреждений силовых трансформаторов (ХАРГ). Первая статья на эту тему была опубликована М.А. Смирновым и др. в журнале «Электрические станции» в 1973 г. [15].

В ноябре 1974 г. методика ХАРГ начала внедряться в химлаборатории СИП ЛВС «Ленэнерго». При этом «Ленэнерго» была 25-й энергосистемой СССР, использовавшей ХАРГ. Их могло быть больше, но проблема той методики заключалась в сложном проботборнике: это был герметичный цилиндр из алюминиевого сплава объемом 3 литра с устройством для барботации инертным газом для извлечения газов, растворенных в пробе масла, отобранного из трансформатора.

Сегодня ХАРГ применяется практически на всех предприятиях, эксплуатирующих силовые трансформаторы, а метод измерения ЧР остался на экспериментальном уровне. То есть применение ХАРГ позволяет постоянно выявлять дефекты в силовых трансформаторах, т. к. они появляются в процессе эксплуатации, а метод измерения ЧР нужен лишь в период приработки нового ЭО в основном для выявления недостатков конструкции или нарушений технологии изготовления ЭО.

ДИАГНОСТИРОВАТЬ ИЛИ НЕТ?

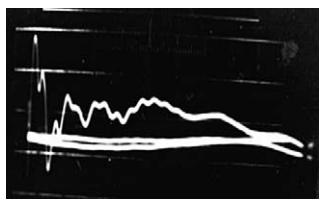
Рассмотрим действительные причины повреждений некоторых видов ЭО и развитие методов его диагностики, завершившееся отрицанием необходимости применения самой диагностики.

Самый очевидный пример: эксплуатация и диагностика высокочастотных конденсаторов связи (КС).

В 60-х годах Нормы испытаний электрооборудования (далее Нормы) предписывали ежегодные измерения $tg \delta$ и емкости КС

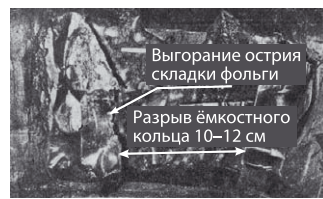
• Рис. 12

Частичный разряд по рис. 13. Уровень ЧР $q = 5 \cdot 10^{-7}$ Кл



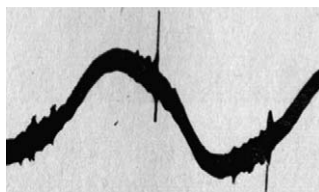
• Рис. 13

Прогорание по поверхности прессшпановой изоляции в разрыве емкостного кольца на вводе 330 кВ



• Рис. 14

ЧР измерен электронным осциллографом. Уровень ЧР $q \geq 5 \cdot 10^{-7}$ Кл



• Рис. 15

Участок бакелитового цилиндра со следом ЧР по рис. 14. Размер 5x15 см



напряжением 110 кВ и выше. Основной дефект КС – разгерметизация и увлажнение с дальнейшим развитием повреждения.

В СИП ЛВС «Ленэнерго» был разработан способ измерения емкости КС под рабочим напряжением. Для обоснования перехода на диагностику КС под рабочим напряжением был проанализирован опыт эксплуатации диагностики КС в «Ленэнерго» за 50 лет. Оказалось, что за эти годы не повредился ни один КС 110–220 кВ, а при периодических измерениях характеристик КС с отключением не был забракован ни один КС. В то же время за 50 лет было забраковано 3 КС при измерениях для выяснения причин появления помех ВЧ-связи.

Поэтому было принято решение отказаться от периодических измерений характеристик изоляции КС и измерять только конденсаторы, которые создают помехи работе устройств ВЧ-связи или защит [16]. Эта формулировка была принята в Норммах 1978 года [17], однако при корректировке действующих Норм 1997 года [18] ВНИИЭ пыталось снова вернуть измерения КС в эксплуатацию. Конечно, никакой периодической диагностики КС не требуется, тем более что объем обслуживания в эксплуатации, устанавливаемый заводом-изготовителем, состоит из трех предложений: КС должен быть установлен на ж/б стойку, окрашенную в белый цвет; КС необходимо периодически осматривать для выявления течи масла; при выявлении течи масла или появлении помех ВЧ-связи или работе защит, КС необходимо испытать. По результатам испытаний принять решение о дальнейшей эксплуатации КС.

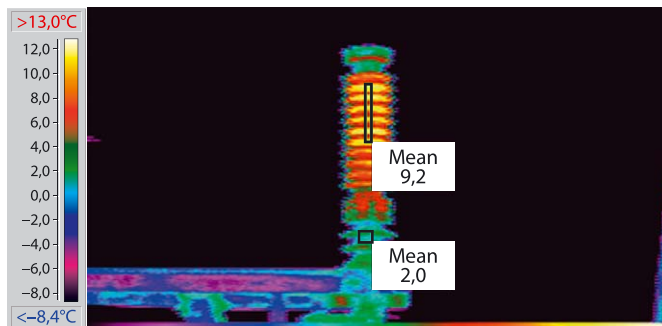
И это всё, чего требует изготовитель КС для обеспечения надежной эксплуатации. Ведь КС – самоконтролируемый аппарат, так же как и некоторые другие, например измерительные ТН. К стати, с разработкой методики тепловизионной диагностики ЭО (1970 год) выявление дефектов КС стало предельно простым и очевидным, полностью исключая периодические измерения, тем более с отключением аппарата.

На рис. 16 и 17 приведены термограммы дефектных КС 110 и 330 кВ, выявленных при обследовании подстанций в «Новгородэнерго». КС вносили большое затухание в каналы ВЧ-связи, однако эксплуатационный персонал не принимал никаких мер для выявления источников помех.

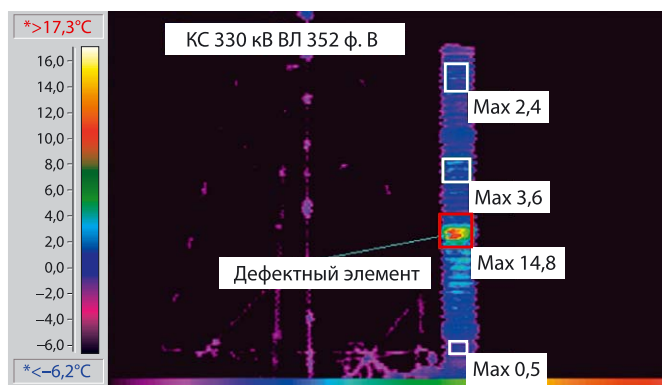
Итак, развитие методов диагностики КС привело к полному отрицанию необходимости периодической диагностики.

Аналогичное развитие диагностики ТТ типа ТФЗМ 110, 220 и 500 кВ привело к тому, что объем диагностики по Нормам [17, 18] в межремонтный период был ограничен только отбором проб масла на сокращенный химанализ. Однако СТО 34.01-23.1-001-2017 [19] вновь вводит необходимость измерения сопротивления изоляции, $tg \delta$ и емкости в межремонтный период. Это совершенно излишне, так как весь опыт эксплуатации ТТ этого

- **Рис. 16** «Новгородэнерго», КС-110 л. Чд-5, ф. А. Тип СМР-110 $\sqrt{3} - 0,064$. Тангенс расчетный = 1,44%. Измеренный тангенс = 1,23%. КС демонтирован и заменен.



- **Рис. 17** «Новгородэнерго», ПС «Чудово», КС-330 Л352, ф. В. Тип СМР-330 $\sqrt{3} - 0,064$. Дефектный 3-й элемент. Обуглена изоляция верхних блоков конденсаторов. КС демонтирован и заменен



- **Рис. 18**
Разрушение обмотки 500 кВ с внешней стороны трансформатора на Тяньваньской АЭС



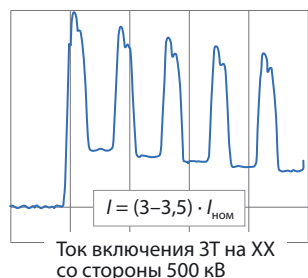
- **Рис. 19**
Разрушение обмотки 500 кВ с внутренней стороны трансформатора на Тяньваньской АЭС



- **Рис. 20**
Начало повреждения обмотки 500 кВ трансформатора 500 кВ, 1000 МВА на Сургутской ГРЭС-2



- **Рис. 21**
Ток включения трансформатора на ХХ со стороны 500 кВ



► типа подтверждает их абсолютную надежность и возможность их эксплуатации даже без периодических отборов проб масла.

Объем периодической диагностики может быть ограничен тепловизионным контролем с испытаниями только ТТ, забракованных по результатам этого контроля. А непрерывный контроль может быть организован по измерениям токов через изоляцию ТТ.

Можно приводить и другие аналогичные примеры развития диагностики ЭО, из анализа которых следует, что совершенно безболезненно можно отказаться от периодической диагностики большинства видов ЭО в эксплуатации.

Что касается силовых трансформаторов, то основная причина повреждений – нарушение динамической устойчивости обмоток при воздействии токов КЗ, а также от воздействия токов размагничивания при включении трансформаторов на холостой ход. От таких токов, величина которых, по расчетам Г.А. Евдокунина и М.В. Дмитриева [20], может превышать $(5-6) \cdot I_{\text{НОМ}}$ повредился блочный трансформатор типа ОДЦ-417000/500/24 Тяньваньской АЭС в КНР (рис. 18, 19).

В России такое явление наблюдается на силовых трансформаторах Сургутской ГРЭС-2, где было зафиксировано начало развития нарушения обмотки 500 кВ (рис. 20).

При отключении любого трансформатора выключателем магнитопровод остается намагниченным и можно сколько угодно его заземлять. При включении несимметрично намагниченного трансформатора суммарный поток в магнитопроводе приводит к его насыщению в пределе до $2 \Psi_{\phi}$, а это величина потока, соответствующая току КЗ. Отсюда и величины токов размагничивания $(5-6) \cdot I_{\text{НОМ}}$ (рис. 21). Так как магнитопровод трансформатора намагничен несимметрично, то проявляется поток нулевой последовательности, который замыкается через бак, что вызывает выплеск расплавленного металла из разъема колокола и бака. Борьтаться с этим явлением можно, либо отключая ток ХХ трансформатора разъединителем, либо отключая выключатель в заданную фазу. Такой вариант принят на Сургутской ГРЭС-2. Развитие дефектов, связанных с нарушением динамической устойчивости обмоток трансформаторов, может сопровождаться появлением ЧР, которые нужно регистрировать либо переносными схемами, либо системой непрерывного контроля, у которой регистрация запускается даже от единичного импульса ЧР, как предлагается в [7, 8].

Такая система непрерывного контроля по регистрации ЧР в напряжении $3U_0$ (СНКИ по $3U_0$) в полном объеме внедрена на ПС «Ульке» Акмолинского МЭС филиала АО КЕГОС и на всем оборудовании Экибастузской ГРЭС-2.

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1. Эффективная диагностика ЭО может быть разработана только на основе исследования действительных причин повреждения ЭО, что является сложной научно-технической проблемой, которую можно и нужно решать расчетами, моделированием и экспериментами на действующем оборудовании.

2. Основными причинами повреждений ЭО являются нерасчетные эксплуатационные воздействия, которые возникают на различных этапах разработки, изготовления, монтажа и эксплуатации. В большинстве случаев нерасчетные воздействия закладываются при разработке ЭО с конструктивными недостатками или при нарушении технологии изготовления ЭО.

3. Основная задача диагностики – предотвратить повреждение ЭО из-за дефектов, связанных с конструктивными недостатками или нарушением технологии изготовления, и помочь в устранении этих недостатков на этапе изготовления ЭО, что исключит необходимость диагностики такого ЭО.

4. Развитие диагностики должно исключить периодическую диагностику ЭО с выводом ЭО из работы. Необходим переход на систему непрерывного контроля всего ЭО по регистрации ЧР и токов для выявления ЭО с развивающимся электрическим или тепловым пробоем с регистрацией токов. Диагностика с выводом ЭО из работы должна проводиться только для выявления характера и степени развития дефекта, зарегистрированного системой непрерывной диагностики.

5. Необходимо пересмотреть нормы испытаний ЭО, исключив из них испытания того ЭО, в котором не появляются опасные дефекты в процессе его эксплуатации (подвесная фарфоровая изоляция, опорно-стержневая фарфоровая изоляция, ТТ звеньев типа ТФЗМ и др.) или самоконтролирующиеся аппараты (КС, ТН и др.).

6. Необходимо широко внедрять простейшую и надежную систему непрерывного контроля изоляции всего ЭО (СНКИ по I_C и $3U_0$), позволяющую регистрировать ЧР при развитии электрического пробоя, форму и величину тока при развитии теплового пробоя стандартным регистратором аварийных процессов, например типа «Нева» или «Парма».

7. При регистрации системой СНКИ по I_C и $3U_0$ частичных разрядов необходимо определить аппарат, в котором появился и развивается дефект, с помощью тепловизионной диагностики и измерений $\text{tg} \delta$ и емкости аппаратов под рабочим напряжением или измерением частичных разрядов от переносных схем в каждом аппарате этой системы шин.

ЛИТЕРАТУРА

- Поляков В.С. Принципы построения эффективной системы диагностики (на примере построения эффективной системы диагностики для ТТ 330–750 кВ) // Материалы совместного семинара ВАО АЭС- МЦ и VGB «Диагностика состояния, отслеживание ресурса, техническое обслуживание, ремонт и замена электротехнического оборудования АЭС». Калининская АЭС, Россия. 24–27 апреля 2006 года.
- Поляков В.С., Аристов Е.В. Об опыте эксплуатации трансформаторов тока ТФКН-330 // Электрические станции. 1983. № 6.
- Поляков В.С., Аристов Е.В. О причинах повреждения и способах выявления развивающихся дефектов в изоляции трансформаторов тока ТФУМ-330А-У1 (ТФКН-330) // Из опыта работы высоковольтных сетей Ленэнерго. Л.: Энергоатомиздат, 1986.
- Разработка типовой методики ресурсных испытаний и методов диагностики дефектов изоляции ТТ 110–1150 кВ / Отчет о НИР НИИПТ, архивный № 50964. СПб.: 1992.
- Гречко О.Н., Казачек В.Е., Петкевич Г.И., Поляков В.С., Попков В.И. Ресурсные испытания и диагностика изоляции трансформаторов тока 330 кВ // Электрические станции. 1995. № 12.
- Хренников А.Ю., Мажурин Р.В. Анализ аварийности и опыт эксплуатации высоковольтного электрооборудования электрических сетей с элегазовой изоляцией // Энергоэксперт. 2012. № 2.
- Поляков В.С. Система непрерывного контроля изоляции электрооборудования // Энергоэксперт. 2016. № 3.
- Патент РФ на изобретение № 2393494. Автор: Поляков В.С. Устройство непрерывного контроля сигнала частичных разрядов в изоляции трехфазных высоковольтных аппаратов в условиях эксплуатации. Приоритет от 08.05.2009. Зарегистрирован 27.06.2010.
- Монастырский А.Е. Система контроля изоляции трансформаторов СКИТ: Техническое описание и инструкция по эксплуатации. СПб.: ООО «Дизкон», 2001.
- Русов В.А. Измерение частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования / Методическое пособие. Пермь: «Виброцентр», 2008.
- Славинский А.З., Сипилкин К.Г., Кассихин С.Д., Никитин Ю.В. О надежности высоковольтных вводов 330–500 кВ с твердой полимерной изоляцией // Электрические станции. 2013. № 3.
- Об устранении недостатков в трансформаторах на напряжение 110–500 кВ // Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. М.: Энергоатомиздат, 1981. П. 7.1.
- Поляков В.С. О причине повреждения автотрансформатора 330 кВ // Электрические станции. 1976. № 11.
- О предотвращении повреждений переключающих устройств ЗРНОА-110/1000 трансформаторов и реконструкция схемы управления приводами ПДП-4у. // Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. М.: Энергоатомиздат, 1981. П. 7.9.
- Смирнов М.А., Колобаев Г.К., Фуфурин Н.П. Газосодержание в масле работающих трансформаторов // Электрические станции. 1973. № 8.
- Поляков В.С. О профилактических испытаниях конденсаторов связи // Электрические станции. 1976. № 1.
- Нормы испытаний электрооборудования. Изд. 5-е. М.: Атомиздат, 1978.
- РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. 6-е. М.: ЭНАС, 1998.
- СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. ПАО «Россети». М.: ОРГРЭС, 2017.
- Евдокунин Г.А., Дмитриев М.В. Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы, при учете конфигурации их магнитной системы // Материалы семинара «Современные проблемы производства, эксплуатации и ремонта трансформаторного оборудования». 19–20 мая 2009 года. СПб.: ПЭИПК, 2009.

ПРИБОРЫ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вам необходимо:

1



Размагнитить трансформатор от остаточного намагничивания, возникающего вследствие внезапного сброса питающего напряжения и обрыва тока при его переходе не через ноль, для его последующего включения или перед проведением опыта ХХ.

Устройство размагничивания трансформатора ЧЭП3601

2



Провести электромагнитные испытания трансформатора в соответствии с ГОСТ 3484.1-88:

- измерить потери и ток ХХ;
- измерить потери и напряжение КЗ;
- определить коэффициент трансформации и группу соединения обмоток;
- измерить сопротивление обмоток постоянному току.

Измеритель параметров силовых трансформаторов СЭИТ-4М-К540

3



Измерить электрическое сопротивление постоянному току низкоиндуктивных и высокоиндуктивных цепей, в первую очередь **обмоток трансформаторов,** в том числе больших мощностей.

Миллиомметр ТРОМ-1



www.limi.ru

+7 (351) 211-54-01
info@limi.ru