

О ПРИЧИНАХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ 330–750 кВ И МЕТОДАХ ВЫЯВЛЕНИЯ ОПАСНЫХ ДЕФЕКТОВ НА РАННИХ СТАДИЯХ ИХ РАЗВИТИЯ

ПОЛЯКОВ В.С., к.т.н., почетный профессор ПЭИПК

Цель данной статьи – попытка разобраться, почему проблема надежности измерительных трансформаторов тока (ТТ), особенно классов напряжения 330–750 кВ, остается актуальной несмотря на большое количество исследований причин повреждений и выпуск руководящих документов (РД) с мероприятиями по повышению надежности их работы, несмотря на обновление парка ТТ, в том числе и современными ТТ. Повреждения ТТ продолжают происходить регулярно, причем на тех же объектах, где они происходили и прежде [1, 2]. В статье предлагается эффективная система эксплуатации и диагностики ТТ напряжением 330–750 кВ, доказавшую свою эффективность многолетним использованием на самых разных объектах: Ленэнерго, Ленинградская и Калининская АЭС, ПС Костанайская и Экибастузская 1150 кВ (РК), Экибастузская ГРЭС-2(РК), Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2 и многих других энергообъектах.

На наш взгляд, основная причина повторения повреждений ТТ состоит в том, что не установлены действительные причины повреждений. Точнее, действительные причины повреждений ТТ установлены [4–6], но не используются специалистами, подготавливающими РД по эксплуатации и диагностике, поэтому ТТ продолжают повреждаться.

Почему это происходит? Прежде всего потому, что при расследованиях причин повреждений ТТ, как и другого оборудования, в акте расследования указывается предполагаемая причина повреждения. Установление действительной причины – сложная научно-техническая задача, решать которую приходится расчетами, моделированием, испытаниями на стендах, и, наконец, воспроизведением опасного эксплуатационного воздействия экспериментально на действующем оборудовании.

Только установив истинную причину повреждения можно разработать меры, исключаящие повреждения оборудования в эксплуатации, в том числе и путем разработки эффективной системы диагностики. И такая

работа проделана по ТТ специалистами Ленэнерго и НИИПТ на основании эксплуатационных измерений и исследований на стенде НИИПТ при разработке методики ресурсных испытаний ТТ по заданию ГНТУ Министерства топлива и энергетики РФ [4–7].

Наиболее часто ТТ, также как и другое электрооборудование, повреждаются из-за **нерасчетных эксплуатационных воздействий**.

Исследования причин повреждений измерительных трансформаторов тока ведутся с начала 60-х годов, когда эта проблема стала актуальной с появлением класса напряжения 330 кВ и новых конструкций ТТ. Особенно часто повреждались ТТ типа ТФУМ-330 (б. ТФКН-330). Исследования причин повреждений этих ТТ и разработка мер по предотвращению повреждений проводились, в основном, энергосистемами, эксплуатирующими этот тип ТТ. Наиболее активно такие работы проводились в Ленэнерго, Литовглавэнерго, Латвэнерго, Киевэнерго.

Так, специалисты Латвэнерго [8] считали, что повреждения ТТ типа

ТФУМ-330 происходят из-за увеличения $tg\delta$ масла, и проводили огромную работу по поддержанию характеристик масла соответствующих нормам, но исключить или уменьшить количество повреждений ТТ это не помогло. Специалисты Киевэнерго направили усилия на более точное определение влагосодержания изоляции, был разработан новый прибор, однако, так же, как и в Латвэнерго, ТТ как повреждались, так и продолжали повреждаться.

Безуспешность этих попыток связана с тем, что причина повреждений была определена неверно. Если рассмотреть причины увеличения $tg\delta$ масла, то, в основном, это связано с растворением проводящих составляющих материалов, соприкасающихся с маслом: лаки, краски, резина, армирующий состав и другие. В процессе эксплуатации устанавливается равновесное состояние паров веществ в соприкасающихся средах, то есть проводящие составляющие материалов ТТ переходят в масло. Обработка масла в этом случае нарушает установившееся равновесное состояние. Дальней-

шая эксплуатация ТТ приводит к новому равновесному состоянию, то есть к возвращению в прежнее состояние.

В Высоковольтной сети Ленэнерго учли это обстоятельство и выпустили указание главного инженера, допускающее эксплуатацию ТТ, имеющих $\text{tg}\delta_m \leq 10\%$ (при нормируемом $\text{tg}\delta_m \leq 7\%$), при условии, что $\text{tg}\delta_{с1}$ основной изоляции, измеренный под рабочим напряжением, соответствует Нормам [3]. Это позволило исключить нерациональные затраты на ремонт ТТ, основная изоляция которых соответствует Нормам.

Специалисты Высоковольтной сети Ленэнерго [6, 7] предположили, что причина повреждений ТТ типа ТФУМ-330 – смещение первичной обмотки от динамических усилий при воздействии токов короткого замыкания существенно меньшей величины (>8 кА) токов динамической устойчивости ($I_{кз}=190$ кА). Первичная обмотка ТТ этого типа выполнена в виде петли из 4 витков многожильного медного провода сечением 620 мм^2 каждый и длиной около 6 метров (рис. 4). Ток короткого замыкания, протекающий по петле во встречном направлении, раздвигает ветви петли, и первичная обмотка ударно воздействует на изоляцию первичной обмотки в местах ее механического крепления и, особенно, в нижней части бака, где наименьшее расстояние между токами, протекающими по «земле» и по обмотке. Это приводит к появлению местных неоднородностей, в которых возрастает величина диэлектрических потерь, и, соответственно, увеличивается температура этой зоны изоляции. Развитие дефекта ускоряется при воздействии температуры окружающей среды. Во всех актах расследования отмечалось, что до повреждения длительно (в течение месяца) стояла жаркая погода с температурой в тени около $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Это же обстоятельство отмечается [1] и при повреждениях современных ТТ типа ИМВ-330 и ИМВ-500, конструкция которых аналогична конструкции ТТ типа ТФУМ (рис. 2–7). Это и является тем нерасчетным воздействием, которое приводит к появлению местного дефекта, развитие которого завершается пробоем основной изоляции ТТ.

Этот механизм развития повреждений ТТ типа ТФУМ-330 был полностью подтвержден экспериментально

на стенде НИИГПТ, воспроизведением таких воздействий на 9 фазах ТТ типа ТФУМ-330, при разработке методики ресурсных испытаний по заданию ГНТУ Министерства топлива и энергетики РФ в 1992 году [4]. В результате этих исследований было доказано, что U-образная обмотка, выполненная из многожильного медного провода, является конструктивным недостатком, и ГНТУ Министерства топлива и энергетики РФ выпустило циркуляр, предлагающий вывести из эксплуатации все ТТ этой конструкции.

Теми же исследованиями установлено, что витковая изоляция вторичных обмоток ТТ типа ТФРМ с рывовидной конструкцией обмоток не рассчитана на перенапряжения, которые возникают на витковой изоляции вторичных обмоток при отключении токов КЗ. Витковая изоляция вторичных обмоток рассчитана на испытательное напряжение $3,5 \text{ кВ}$ (при испытаниях на заводе-изготовителе), а перенапряжения на витковой изоляции при отключении тока короткого замыкания достигают $30\text{--}35 \text{ кВ}$ [9]. Естественно, что это то самое нерасчетное воздействие, в результате которого повреждается ТТ. Появление виткового замыкания во вторичных обмотках приводит к местному увеличению температуры изоляции, прилегающей к месту дефекта, появлению частичных пробоев, завершающихся полным пробоем основной изоляции.

Система диагностики, установленная действующими Нормами испытаний [3], не эффективна, так как не позволяет выявлять дефекты на ранней стадии развития, а периодичность испытаний выбрана произвольно и никак не связана с временем развития дефекта. Не имеет смысла подробно анализировать недостатки системы диагностики каждого вида оборудования. Общим показателем не эффективности действующей системы диагностики является то, что все поврежденное оборудование было испытано в объеме и в сроки, установленные Нормами, и его характеристики соответствовали Нормам. Нормами испытаний ТТ [3] предусматривается измерение сопротивления изоляции, $\text{tg}\delta$ и емкости основной изоляции при $U_{исп}=10 \text{ кВ}$ на трансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ и выше – при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением – 1 раз в год.

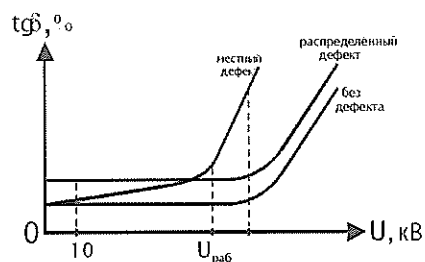


Рис. 1. Зависимость $\text{tg}\delta=f(U)$ для изоляции без местного дефекта и с местным дефектом. При распределенном дефекте $\text{tg}\delta=f(U)$ не зависит от напряжения

Измерения при $U_{исп}=10 \text{ кВ}$ используются для диагностики потому, что изоляция высоковольтных аппаратов рассчитана так, что $\text{tg}\delta=f(U)$ не зависит от напряжения вплоть до напряжения начала ионизации, превышающего рабочее напряжение (рис. 1). Такая система диагностики может выявлять распределенные дефекты (изменение характеристик масла: увлажнение, изменение $\text{tg}\delta$), которые не являются причиной повреждения вводов и ТТ $330\text{--}750 \text{ кВ}$. Отсутствие зависимости $\text{tg}\delta=f(U)$ от напряжения справедливо для изоляции, не имеющей местного дефекта. Тем самым Нормы заранее предполагают, что в изоляции нет опасных местных дефектов. Однако, при появлении местного дефекта, развитие которого и приводит к повреждению ТТ, изменяется характер зависимости $\text{tg}\delta=f(U)$: при наличии местного дефекта $\text{tg}\delta$ зависит от напряжения (рис. 1).

Для выявления местного дефекта необходимо измерять $\text{tg}\delta$ при $U_{исп}=U_{раб}$. При превышении измеренной величины заводского значения на $\Delta\text{tg}\delta=\text{tg}\delta_{раб}-\text{tg}\delta_{зав}\geq 0,3\%$ необходимо измерить $\text{tg}\delta$ 10 кВ при $U_{исп}=10 \text{ кВ}$. Отсутствие разницы в результатах укажет на отсутствие местного дефекта. Наличие разницы $\Delta\text{tg}\delta=\text{tg}\delta_{раб}-\text{tg}\delta_{10кВ}\geq 0,3\%$ указывает на наличие местного дефекта, и аппарат с такой изоляцией должен быть забракован.

Масло из трансформаторов тока $110\text{--}220$ и $330\text{--}500 \text{ кВ}$, не оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, испытывается согласно требованиям пп. 1–3 табл. 25.4 с учетом разд. 25.3.2 – 1 раз в 2 года (для трансформаторов тока герметичного исполнения – согласно инструкции завода-изготовителя) [3].

Масло из трансформаторов тока, оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, по достиже-

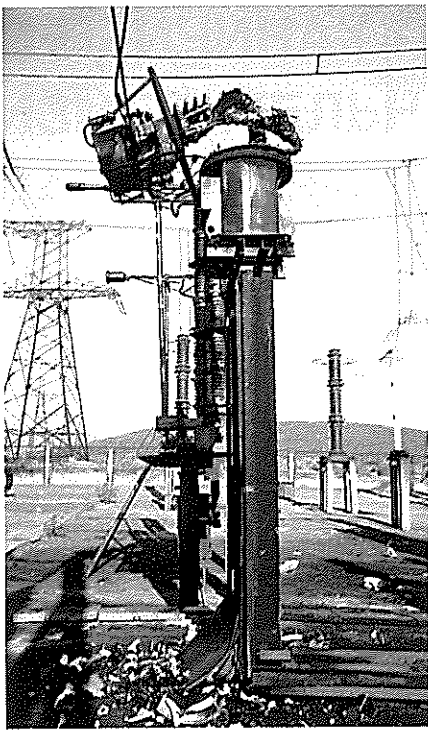


Рис. 2. Поврежденный ТТ типа ТФУМ-330

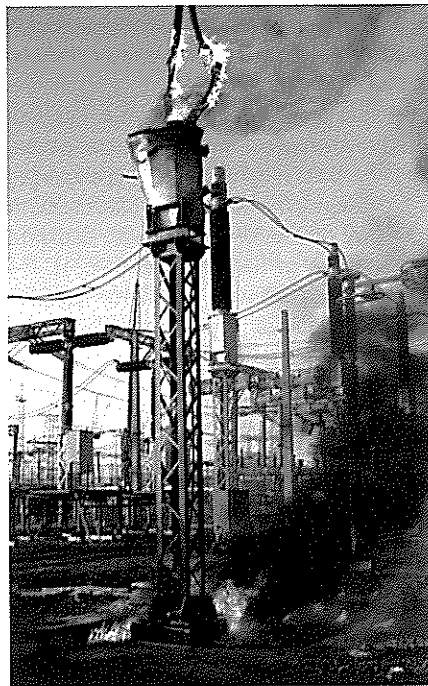


Рис. 3. Поврежденный ТТ типа ИМВ

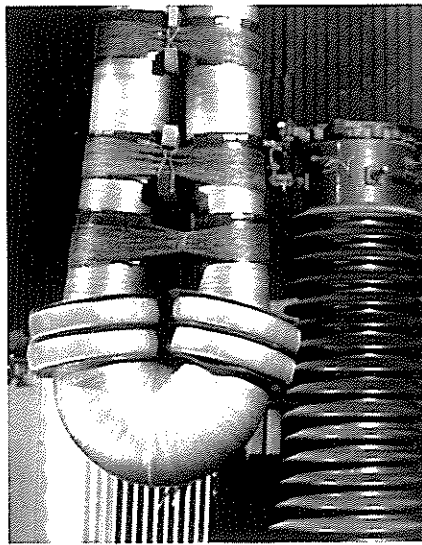
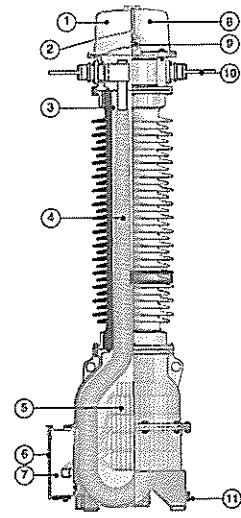


Рис. 4. Конструкция ТТ типа ТФУМ-330



Трансформатор тока типа ИМВ

Рис. 5. Конструкция ТТ типа ИМВ

нии контролируемые параметрами предельных значений, приведенных в табл. 7.3, испытывается согласно требованиям табл. 25.4 (пп. 1–7) [3].

Как видно из приведенных положений Норм, контроль под рабочим напряжением позволяет не только повысить эффективность диагностики, но и исключает ряд эксплуатационных работ.

Исследование истинных причин появления дефектов в изоляции ТТ и времени их развития позволило разработать эффективную систему диагностики, исключая повреждения ТТ из-за несвоевременно выявленных дефектов. Такая система разработана почти 40 лет назад, и там, где она используется, исключены повреждения ТТ в эксплуатации. Так, в Ленинградской высоковольтной сети Ленэнерго последнее повреждение ТТ-330 кВ было 22 апреля 1975 года. За месяц до повреждения этот ТТ был выявлен тепловизионным контролем (рис. 8, 9). На термограмме рис. 9 в ряду виден белый ТТ, его температура превышает температуру соседних ТТ на $\Delta T = 1,4$ °С. ТТ не был своевременно выведен из эксплуатации и поврежден. В дальнейшем все ТТ с выявленными отклонениями по темпе-

ратуре проходили дополнительное обследование для выявления характера и степени развития дефекта и своевременно выводились из эксплуатации.

Система [10–12] предусматривает измерения $\text{tg}\delta$ и емкости основной изоляции ТТ под рабочим напряжением или тепловизионный контроль с периодичностью два раза в год и внеочередные измерения в течение двух недель после воздействия тока КЗ на ТТ. Разработанная нами методика тепловизионного контроля позволяет вычислить $\text{tg}\delta$ основной изоляции ТТ по результатам тепловизионного контроля. Результаты прямых измерений $\text{tg}\delta$ и значение $\text{tg}\delta$, рассчитанного по результатам тепловизионного контроля, совпадают в пределах точности приборов для измерения $\text{tg}\delta$ и тепловизора.

Например, на ПС «Экибастузская-1150 кВ» в августе 2005 года был забракован ТТ-500 кВ по результатам тепловизионного контроля, персонал не успел принять меры по его выводу из работы и ТТ поврежден. Затем в ноябре 2005 года на этой ПС были проведены измерения $\text{tg}\delta$ и емкости основной изоляции ТТ под рабочим напряжением, результаты измерений этого присоединения приведены в таблице 1.

Результаты этой работы неоднократно публиковались, докладывались на различных конференциях и семинарах [5–7, 10–12], были представлены в ГНТУ Министерства топлива и энергетики РФ в 1992 году а также на завод-изготовитель ТТ (ЗЗВА) в виде отчета по НИР [4]. Однако, как и раньше, и для

Таблица 1

Присоединение и фаза	$T_{\text{изм}}$, °С	$\Delta T = T_{\text{изм}} - T_{\text{ср}}$	$\Delta T = (T_{\text{изм}} - T_{\text{ср}}) \cdot k$, °С	$\text{tg}\delta$, % расчетный	$\text{tg}\delta$, % измеренный «Вектор-2М»	$\text{tg}\delta$, % завод. (1989г.)
ТТ-510 Ф А	27,35	4,35	0,05	0,24	0,19	0,155
ТТ-510 Ф В	28,1	5,1	0,8	0,69 (до повреждения)	0,19 (новый)	0,19
ТТ-510 Ф С	27,3	4,3	0	0,21	0,205	0,19

концерна «Росэнергоатом», и для ПАО «ФСК» проблема надежности ТТ напряжением 330–750 кВ снова актуальна.

Доказано, что система диагностики ТТ с отключением и измерениями характеристик изоляции при $U_{исп}=10$ кВ не позволяет выявлять даже сильно развитые дефекты не только на объектах, но и при измерениях в лабораторных условиях. Так, при измерениях $tg\delta$ и емкости ТТ ТФУМ-330 с дефектом по рис. 5 (выгорели 4 конденсаторных обкладки из 14-ти) при $U_{исп}=10$ кВ на стенде НИИГТ [4] были получены результаты, удовлетворяющие требованиям Норм, что при измерениях в эксплуатации позволило бы включить ТТ с таким дефектом в работу. Но технические руководители всех уровней не спешат выполнять рекомендации п. 1.8. Норм [3]: «Техническим руководителям энергопредприятий рекомендуется обеспечить скорейшее внедрение предусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях развития. По мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя энергопредприятия возможен... отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых с отключением электрооборудования».

То, что причины повреждений ТТ остаются теми же, что были доказаны в результате приведенных выше исследований, следует из сравнения поврежденных ТТ «старых» и «новых». Конструкция ТТ типа ИМВ аналогична конструкции ТТ типа ТФУМ. Недостаток такой конструкции в том, что первичная обмотка выполнена в виде длинной петли из гибкого медного провода. При механических воздействиях от электродинамических усилий при протекании токов КЗ образуется местная неоднородность, в которой увеличивается выделение тепла от диэлектрических потерь, что завершается тепловым пробоем. Время развития дефекта зависит от воздействия всех тепловыделяющих факторов, и составляет от 2 недель на стенде (рис. 4–7) или от 1 месяца в эксплуатации до полугода. Эти дефекты надежно выявляются на самой ранней стадии развития измерениями характеристик изоляции под рабочим напряжением и тепловизионным контролем.

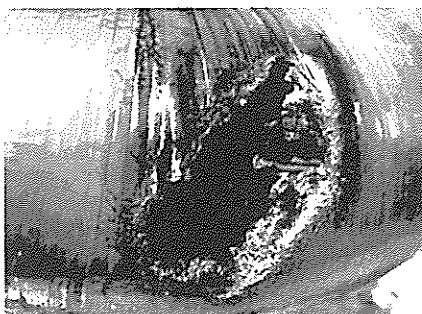


Рис. 6. Место повреждения ТТ типа ТФУМ-330. Выгорела зона 4-х конденсаторных обкладок из 14



Рис. 7. Место повреждения ТТ типа ИМВ- 550 из [1]

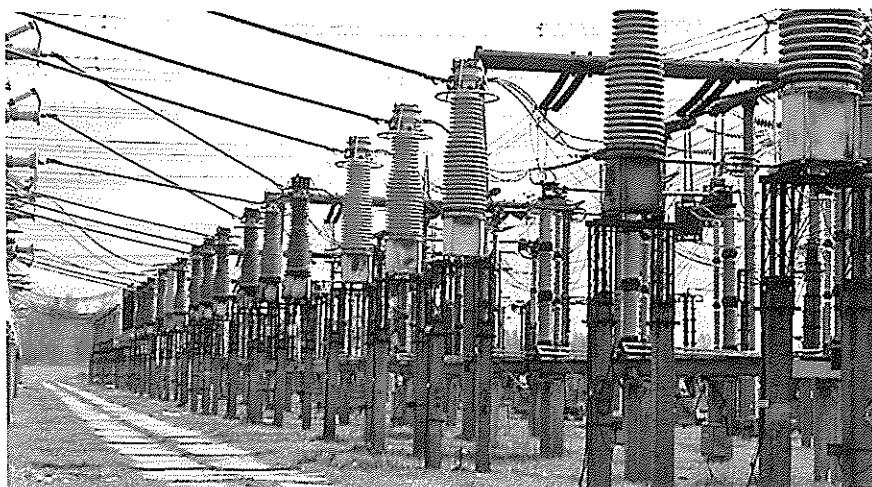


Рис. 8. ТТ-330 кВ типа ТФУМ-330

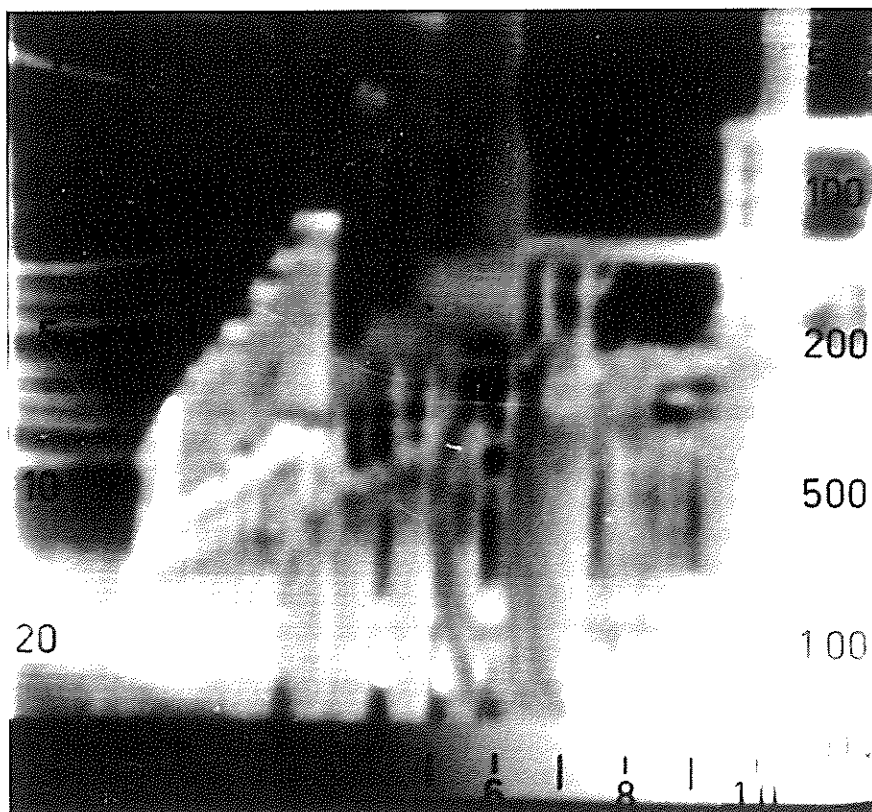


Рис. 9. Термограмма ТТ по рис. 8

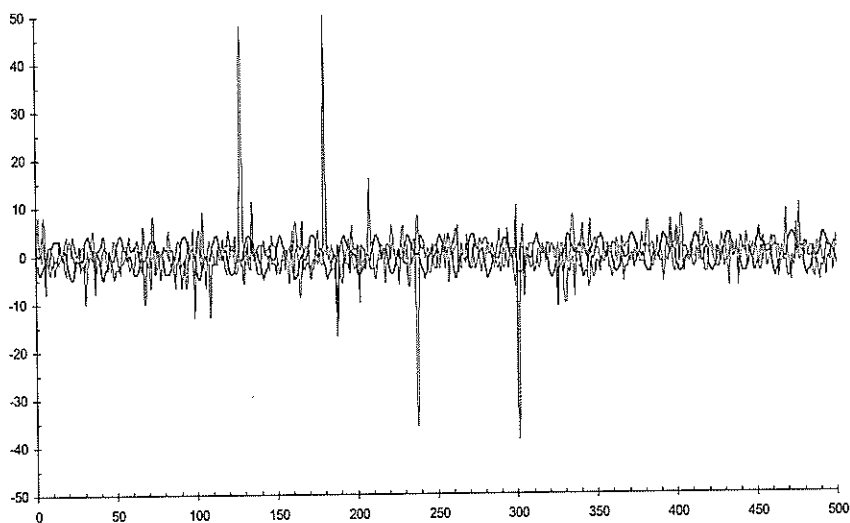


Рис. 11. Сигнал о начале развития дефекта в ТТ-500 кВ типа ТФРМ-500

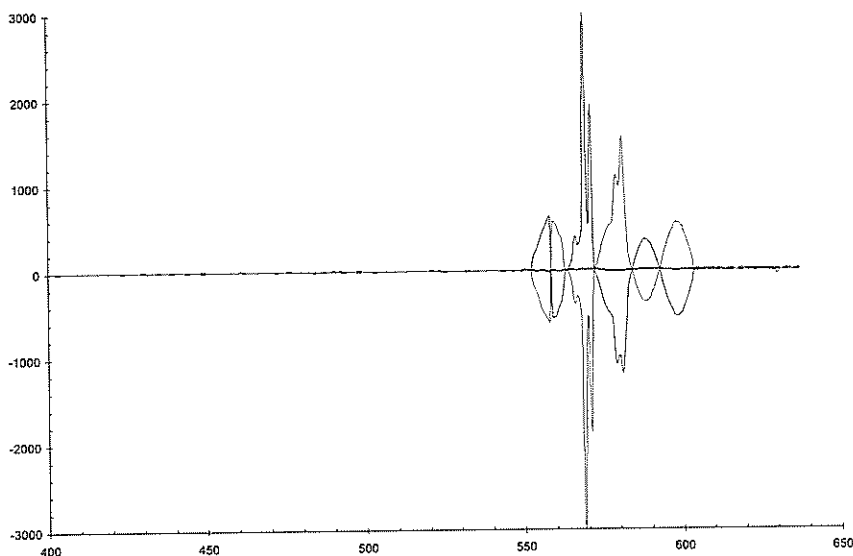


Рис. 12. Сигнал от развитого дефекта возрос на 2 порядка (в 100 раз) за 1 месяц

На всех объектах, где регулярно происходили повреждения ТТ (Калининская АЭС, Экибастузская ПС 1150 кВ, Костанайская ПС 1150 кВ и другие), на которых внедрена предлагаемая система диагностики ТТ, полностью исключены повреждения ТТ, при этом регулярно и своевременно выявляются ТТ с развивающимися дефектами.

Дефекты ТТ типа ТФРМ сопровождаются появлением витковых замыканий, что также может быть выявлено измерениями под напряжением и тепловизионным контролем [9]. Кроме того, эти дефекты сопровождаются появлением частичных разрядов, что позволило разработать простую и надежную систему непрерывного контро-

ля, используя тот факт, что электрические аппараты образуют резонансный контур, первая резонансная частота которого лежит в диапазоне частот от 5 до 50 кГц. Сигнал ЧР, возникший в изоляции аппаратов, образующих этот контур, возрастает практически на два порядка за счет собственных резонансных свойств контура.

Частичный разряд является количественной характеристикой пробоя части емкости изоляции, который сопровождается скачком напряжения с последующим восстановлением напряжения на емкости в колебательном режиме. Эти изменения напряжения трансформируются трансформатором напряжения системы шин, к которому присоединен

аппарат с возникшим ЧР на вторичную сторону ТН. Так как скачок напряжения происходит на одной фазе, то это нарушает симметрию напряжения и приводит к появлению напряжения нулевой последовательности $3U_0$, что может быть зарегистрировано во вторичной обмотке ТН системы шин, соединенной по схеме разомкнутого треугольника. А это позволяет организовать непрерывный контроль ЧР надежным и простым средством – цифровым регистратором аварийных процессов [10]. При этом ЦРАП регистрирует ЧР в любом аппарате, подключенном к системе шин. Признаком регистрации ЧР является запуск ЦРАП только от напряжения $3U_0$. При появлении сигнала ЧР необходимо выявить аппарат, в котором появился ЧР, либо переносными приборами, либо подключением к датчикам, установленным на контролируемом оборудовании.

На рис. 11 и 12 приведены первая и последняя осциллограммы (промежуточные не приведены) регистрации ЧР в напряжении $3U_0$ на шинах 500 кВ, которая позволила проследить развитие дефекта от момента появления дефекта до развития в стадию повреждения в течение одного месяца. Это указывает на то, что дефект регистрируется в напряжении $3U_0$ на самой ранней стадии развития, когда эксплуатационный персонал имеет достаточно времени для выявления аппарата с развивающимся дефектом и вывода его из эксплуатации. После этого было выявлено еще три ТТ-500 кВ с развивающимися дефектами, сигнал от которых фиксировал ЦРАП по напряжению $3U_0$, а дефектные ТТ выявлялись тепловизионным контролем.

Эффективная система диагностики ТТ включает следующие составляющие:

- непрерывная регистрация частичных разрядов регистратором аварийных процессов в напряжении $3U_0$ вторичных обмоток ТН системы шин;
- выявление переносными приборами аппарата, в котором подозревается развитие дефекта по результатам непрерывной регистрации ЧР;
- тепловизионный контроль;
- измерение $\text{tg}\delta$ и емкости подозреваемого аппарата под рабочим напряжением;
- измерение частичных разрядов под рабочим напряжением;
- регистрация СВЧ излучения от подозреваемого аппарата.

Аппарат, выявленный по результатам измерений переносными приборами, необходимо дополнительно обследовать в следующем объеме:

- хроматографический анализ газов, растворенных в масле каждой фазы этого присоединения. Оценка результатов сравнением состава газов в фазах. Наличие дефекта сопровождается появлением горючих газов и, прежде всего, водорода и ацетилена;

- измерение $\tan \delta$ и емкости основной изоляции под рабочим напряжением. Наличие дефекта вызовет увеличение значения $\tan \delta$ относительно данных измерений на заводе-изготовителе. Бракочным показателем является увеличение $\tan \delta \geq 0,3 \%$;

- снятие кривой намагничивания всех вторичных обмоток.

Эффективная система диагностики всего электрооборудования, в том числе и ТТ, разработана, опробована, прошла экспериментальную проверку и внедрена в эксплуатацию на ПС 1150 кВ «Костанайская», ПС 500 кВ «Ульке» и Экибастузской ГРЭС-2 в Казахстане. В России внедрены отдельные элементы системы на нескольких объектах, в основном, на электростанциях.

Внедрение системы исключает повреждение электрооборудования при условии своевременного выполнения ее рекомендаций, поэтому необходимо ее более широкое использование для контроля электрооборудования всех классов напряжения от 6 кВ до 750 кВ.

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Причиной повреждения оборудования являются не расчетные эксплуатационные воздействия, для установления характера которых необходимы научные исследования, а не только расследования, констатирующие следствие, но не устанавливающие причину. И только установив действительную причину повреждений оборудования можно разработать эффективную систему его эксплуатации и диагностики.

Эффективность системы диагностики определяется двумя равноценными составляющими: методами выявления на ранней стадии развития дефектов, приводящих к повреждению оборудования, а также научно-обоснованной периодичностью проведения диагностики, исходящей из времени развития дефекта.

Внедрение эффективной системы диагностики электрооборудования, и, прежде всего, непрерывного контроля, описанного в статье, позволит отказаться от периодических испытаний всего электрооборудования, и перейти на испытания только того оборудования, на котором получен сигнал о начале развития дефекта от системы непрерывного автоматического контроля под рабочим напряжением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хренников А.Ю., Мажурин Р.В. Анализ аварийности высоковольтного электрооборудования электрических сетей с элегазовой изоляцией // «Энергоэксперт» № 6, 2012 год.

2. Фомина И.А. Исследование воздействия коммутационных перенапряжений на измерительные трансформаторы тока сверхвысокого напряжения и результаты химического анализа трансформаторного масла // Сборник научных трудов НГТУ. – 2010. – № 4(62) – 155–160.

3. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. шестое. – М.: ЭНАС. 1998.

4. Отчет о научно-исследовательской работе: «Разработка типовой методике ресурсных испытаний и методов диагностики дефектов изоляции трансформаторов тока 110–1150 кВ (заключительный)» // Научный руководитель, к.т.н., с.н.с. НИО-2 В.С. Поляков. НИИПТ Арх. № АТ09646: – Санкт-Петербург, 1992 г.

5. 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, № 12, 1995. с. 36–43.

6. Поляков В.С., Аристов Е.В. О причинах повреждения и способах выявления развивающихся дефектов в изоляции трансформаторов тока ТФУМ-330А-У1 /ТФКН330. Из опыта работы высоковольтных сетей Ленэнерго. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. с. 111–127.

7. Поляков В.С., Аристов Е.В. Об опыте эксплуатации трансформаторов тока ТФКН-330 // Электрические станции, 1983, № 6, с. 56–67.

8. Айзстраус Э.В., Апинис Г.А. Об опыте эксплуатации трансформаторов тока ТФКН-330 // Электрические станции. 1980. № 4. с. 61–64.

9. Гармаш В.А., Кухтиков В.А., Тимошин В.К., Быструев А.К., Руденко В.И.,

Бондарь В.Г. Испытание каскадного трансформатора тока в условиях близких коротких замыканий // Электрические станции. 1989, № 4. с. 56–60.

10. 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.

11. Поляков В.С. Принципы построения эффективной системы диагностики-2. // Материалы международного научно-технического семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». – Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2006 г.

12. Поляков В.С. Тепловизионная диагностика высоковольтного оборудования энергосистем / Сборник материалов семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». Выпуск 1: Научные и практические проблемы применения тепловизоров для оценки состояния энергетического оборудования». – Санкт-Петербург: ПЭИПК, 1996 г. с. 4–9.

13. Поляков В.С., Гольдштейн В.Г., Дадонов Д.Н. Анализ требований норм испытаний маслonaполненных вводов и трансформаторов тока под рабочим напряжением // «Электротехника» № 7/2009. ЗАО «Знак»: Москва. с. 34–37.

14. Калинин Е.В. О защите от перенапряжений междувитковой изоляции первичных обмоток трансформаторов тока // Электричество. 1951, № 12. с. 56–60.

15. Поляков В.С. Устройство непрерывного контроля сигнала частичных разрядов трехфазных высоковольтных трансформаторов в условиях эксплуатации / Патент РФ на изобретение № 2393494; RU 2 393 494 C1; МПК G01R 31/02; - 200911878/28; заявл. 08.05.2009; опубл. 27.06.2010 Бюлл. № 18.

16. Поляков В.С., Утегулов Н.И. Система непрерывного контроля изоляции высоковольтного электрооборудования // Вестник Алматинского института энергетики и связи № 3(6), 2009, с. 4–10.: Алматы, Казахстан.

17. Поляков В.С. Система непрерывного контроля электрооборудования // Энергоэксперт, № 3, 2016 г.