

Методологические аспекты развития частичных разрядов и контроля изоляции силовых трансформаторов в эксплуатации

ЛЬВОВ М. Ю., доктор техн. наук, АО «ОЭК»

ЛЬВОВ Ю. Н., доктор техн. наук, АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3

GMONSTER-BEST@Yandex.ru

КОМАРОВ В. Б., канд. хим. наук, КУЛЮХИН С. А., доктор хим. наук

Институт физической химии и электрохимии РАН

МИТЬКИН Ю. А., доктор техн. наук, ИГЭУ

ВДОВИКО В. П., канд. техн. наук, ООО «ЭМА»

Снижение в процессе эксплуатации электрической и механической прочности маслобарьерной изоляции в локальном объёме силового трансформатора может приводить к возникновению частичных разрядов, обуславливающих формирование быстроразвивающихся дефектов электрического характера, сопровождающихся внутренними короткими замыканиями, взрывами и пожарами. Перспективные направления контроля и поддержания на заданном уровне технического состояния изоляции: соблюдение и развитие требований нормативно-технической документации; применение новых технологий восстановления свойств масла и твёрдой изоляции; применение непрерывного контроля (мониторинга) диагностических параметров изоляции трансформатора в целях своевременного обнаружения развивающихся дефектов, последующего уточнения вида и места образования, а также устранения дефекта.

Ключевые слова: трансформатор, электрическая изоляция, дефект электрического характера, частичные разряды, методы контроля.

Рассмотрим проблемы снижения интенсивности старения изоляции трансформаторов под действием частичных разрядов (ЧР). Анализ опыта эксплуатации маслонаполненных трансформаторов показывает, что надёжность силовых трансформаторов зависит в первую очередь от состояния изоляции обмоток [1], которая разделяется на главную и продольную.

Главная изоляция трансформаторов (маслобарьерного типа) состоит из последовательно расположенных слоёв трансформаторного масла и барьеров из картона. Продольная изоляция обмоток трансформаторов включает в себя витковую и катушечную изоляцию. Витковая (бумажно-масляного типа) — изоляция между катушками, состоящая из масляного канала и бумажной изоляции.

В трансформаторной изоляции, представляющей собой слои бумаги и масла, при воздействии переменного и импульсного напряжений в равномерном электрическом поле распределение напряжённостей поля по слоям изоляции определяется выражением [2]:

$$E_m/E_6 = \varepsilon_6/\varepsilon_m, \quad (1)$$

где E_m , E_6 — напряжённости в масле и бумаге (картоне); ε_m , ε_6 — относительные диэлектрические проницаемости масла и бумаги.

В рассматриваемом случае ($\varepsilon_m = 2,2$; $\varepsilon_6 = 4$) согласно выражению (1) имеем: $E_m/E_6 = 1,8$. Следовательно, в трансформаторной изоляции наиболее нагружены слои масла, что обуславливает развитие ЧР в масляных каналах и пролайках. Дальнейшее развитие ЧР при-

водит к ускорению процессов старения изоляции.

В последнее время за счёт повышения уровня проектирования, производства и эксплуатации силовых трансформаторов нормативный срок эксплуатации увеличен с 25 лет (ГОСТ 11677-85) до 30 лет (ГОСТ Р 52719-2007). При этом имеет место тенденция рационального выбора изоляции трансформаторов с учётом статистических характеристик электрической прочности масла, в частности, объёма масла, который определяется мощностью и классом напряжения трансформаторов [3, 4]. Такой подход предполагает некоторую вероятность того, что в слое масла не будет ЧР в течение принятого нормативного срока эксплуатации трансформатора.

С учётом изложенного повышается ответственность эксплуатационного персонала за поддержание качества изоляции на основании требований документа РД 34.45-51.300-97 [5]. Однако для решения этой проблемы необходимы дополнительные разработки методов и технических средств, позволяющих оценивать состояние изоляции с применением диагностических параметров, отражающих роль факторов, влияющих на возникновение и развитие ЧР в эксплуатации.

Одновременно с этим возникает необходимость в корректировке и дополнении документа [5] согласно [6]. Введение новых диагностических параметров и их предельных значений позволит своевременно оценивать состояние изоляции и применять при необходимости технические средства для восстановления жидкой и твёрдой изоляции до требуемого уровня.

В процессе эксплуатации трансформаторов может снижаться электрическая прочность масла в первую очередь за счёт её повышенной влажности и образования в нём газовых включений, что приводит к возникновению ЧР. В связи с этим в эксплуатации важно проводить непрерывный мониторинг уровня ЧР в изоляции. Кроме того, возникает необходимость в разработке методических аспектов и технических средств определения места возникновения ЧР, а также автоматической защиты силового трансформатора от ЧР предельного уровня, приводящих к пробою изоляции и возникновению внутреннего КЗ в трансформаторе.

Следует раскрыть современные аспекты возникновения и развития ЧР в изоляции трансформаторов с учётом влияния эксплуатационных факторов, а также создания новых методов и технических средств. Последние направлены на снижение риска появления быстроразвивающихся дефектов электрического характера вследствие ухудшения состояния маслобарьерной изоляции в локальном объёме силового трансформатора при эксплуатации и на защиту тем самым трансформатора от внутренних КЗ, взрывов и пожаров.

Механизм возникновения ЧР в изоляции трансформаторов

Ранее отмечалось, что ЧР формируются в самом слабом месте трансформаторной изоляции (без дефектов) — в слое масла. Возникновение и развитие ЧР определяются качеством масла и значением напряжённости внешнего электрического поля в слое масла. Для проведения оценочных расчётов рассматривается модель двухслойного диэлектрика масло-бумага в однородном электрическом поле.

Оценка напряжённости поля в масляном канале проводилась по средней напряжённости в многослойной трансформаторной изоляции E_{cp} с учётом её геометрических размеров [7]:

$$E_m = \frac{d_m/d_6 + 1}{d_m/d_6 + \varepsilon_m/\varepsilon_6} E_{cp}, \quad (2)$$

где d_m , d_6 — толщина слоёв масла и бумаги.

Средняя напряжённость определяется по формуле

$$E_{cp} = U/d = U/(d_m + d_6), \quad (3)$$

где U — напряжение, воздействующее на изоляцию; $d = d_m + d_6$ — общая толщина изоляции.

Выражение для напряжённости поля в слое бумаги по аналогии запишем следующим образом:

$$E_6 = \frac{(d_m/d_6 + 1)\varepsilon_m/\varepsilon_6}{d_m/d_6 + \varepsilon_m/\varepsilon_6} E_{cp}. \quad (4)$$

При этом отметим, что определение отношения E_m/E_6 с применением формул (2) и (4) приводит к выражению (1). Из формул (2) и (4) следует, что при заданной средней напряжённости в изоляции распределение напряжённостей

по слоям масла и бумаги зависит от безразмерных комплексов d_m/d_6 и $\varepsilon_m/\varepsilon_6$, отражающих соотношение геометрических размеров и диэлектрических проницаемостей масла и бумаги. В эксплуатации отношение d_m/d_6 постоянно, поскольку определяется конструкцией изоляции трансформатора.

Отношение $\varepsilon_m/\varepsilon_6$ зависит от влажности изоляции и изменяется в эксплуатации, причём с ростом влажности оно уменьшается, так как скорость возрастания диэлектрической проницаемости бумаги существенно больше по сравнению с маслом [8]. Тогда в соответствии с формулой (2) возрастание влажности в изоляции трансформатора приведёт к увеличению напряжённости в слое масла и вероятности возникновения ЧР.

Вместе с тем отношение геометрических размеров d_m/d_6 различно для главной маслобарьерной и витковой бумажно-масляной изоляции, что обуславливает различие напряжённостей в масле для этих видов изоляции. В целях оценки этих напряжённостей при заданной средней напряжённости примем характеристические значения безразмерных комплексов [7]: $d_m/d_6 = 4 \div 6$ (для маслобарьерной изоляции); $d_m/d_6 = 1 \div 2$ (для бумажно-масляной изоляции); $\varepsilon_m/\varepsilon_6 = 0,55$.

Расчёты напряжённостей в масле по формуле (2) в этих случаях следующие:

для маслобарьерной изоляции

$$E_{m.m/6} = (1,1 \div 1,07)E_{cp}, \quad (5)$$

для бумажно-масляной изоляции

$$E_{m.b/m} = (1,29 \div 1,12)E_{cp}. \quad (6)$$

В обоих рассмотренных случаях отмечается возрастание напряжённости поля в слое масла при уменьшении значения комплекса d_m/d_6 , причём в большей степени это проявляется для бумажно-масляной изоляции. В эксплуатации трансформаторное масло может содержать примеси в виде газовых включений, которые существенно снижают характеристики электрической прочности изоляции. При этом важно оценить напряжённости в газовых включениях для различных видов изоляции.

В маслобарьерной изоляции имеют место газовые пузыри, размер которых значительно меньше толщины слоя масла. Напряжённость электрического поля во внутренней полости газового пузыря, расположенного в масле, может быть определена в соответствии с физической моделью Лоренца для неполярных жидкостей [9], в которой радиус сферы достаточно мал по сравнению с расстоянием между электродами.

Каналы масла в главной изоляции имеют ширину порядка 10 мм, размер газовых пузырей может достигать сотен мкм [7], а трансформаторное масло относится к числу неполярных жидкостей [9]. Следовательно условия Лоренца в рассматриваемом случае соблюдаются и напряжённость электрического поля

в газовом пузыре рассчитывается по формуле [9]:

$$E_{r,n} = \frac{\varepsilon_m + 2}{3} E_{m.m/6}, \quad (7)$$

где $E_{m.m/6}$ — напряжённость внешнего электрического поля в масляном слое маслобарьерной изоляции.

С учётом выражения (5) формула (7) примет вид:

$$E_{r,n} = (1,54 \div 1,50)E_{cp}. \quad (8)$$

Следует отметить существенное возрастание напряжённости электрического поля в газовом пузыре по сравнению со средней напряжённостью поля в маслобарьерной изоляции. В бумажно-масляной изоляции газовое включение имеет размеры одного порядка с масляной прослойкой [7], поэтому для данного случая участок изоляции с газовым включением представляется в виде плоской двухслойной системы газ — бумага. Тогда распределение напряжённостей по слоям в соответствии с выражением (1) при $\varepsilon_r = 1$ имеет вид:

$$E_r/E_6 = \varepsilon_6. \quad (9)$$

Напряжённость в газовом слое ($\varepsilon_6 = 4$) превышает напряжённость в бумаге в четыре раза. Связь напряжённости в газовом слое со средней напряжённостью в изоляции в соответствии с формулой (2) выражается следующим образом:

$$E_{r.b/m} = \frac{d_r/d_6 + 1}{d_r/d_6 + 1/\varepsilon_6} E_{cp}. \quad (10)$$

Тогда при $d_r/d_6 = 1 \div 2$ и $\varepsilon_6 = 4$ из выражения (10) имеем:

$$E_{r.b/m} = (1,6 \div 1,33)E_{cp}. \quad (11)$$

Следовательно напряжённость поля в газовом слое бумажно-масляной изоляции существенно больше средней напряжённости в изоляции.

Возникновение ЧР в изоляции обеспечивает условия реализации процесса термической деструкции витковой изоляции силовых трансформаторов при загрязнении её металлосодержащими коллоидными частицами, так как при этом образуются заряженные частицы (в основном электроны) в случае воздействия начальных ЧР (кажущийся заряд до 1000 нКл).

Загрязнение витковой изоляции обмоток трансформатора металлосодержащими коллоидными частицами (меди, железом) происходит в результате взаимодействия масла с конструкционными материалами трансформатора (меди обмоток, железом бака, магнитопровода и пр.), называемого коррозионным процессом.

Результаты исследований физико-химических изменений целлюлозы, модифицированной солями металлов при воздействии потока ускоренных электронов, проведённые ИФХЭ РАН [10], показали, что при содержании железа в целлюлозе более 1 % (масс.) после облучения ускоренными электронами происходит

карбонизация (науглероживание) и образование ультрадисперсной фазы металла (размер частиц, нм) и нестехиометрических оксидов (яросит, выностит, сидерит и пр.), обладающих хорошо проводящими свойствами. При содержании железа в целлюлозе более 3 % (масс.) образуется ультрадисперсная фаза металла с пирофорными свойствами.

В работе [11] приведены примеры повреждений 16 шунтирующих реакторов из-за развития витковых замыканий в результате загрязнения изоляции обмоток металлосодержащими коллоидными частицами — сульфидом меди CuS_2 [5 — 7 % (масс.)] при использовании масел, содержащих серу марок Nitro 10 GBA или Nitro 10 GBN. Повышение температуры способствует тем реакциям, которые нуждаются в тепловой активации. К ним относится, в частности, реакция отрыва водорода, который восстанавливает металлосодержащие коллоидные частицы до нестехиометрических проводящих оксидов и ультрадисперсной фазы металла с пирофорными свойствами.

Загрязнение изоляции обмоток в первую очередь металлосодержащими коллоидными частицами, ведёт к повышению неоднородности и росту напряжённости электрического поля. Действие указанных факторов сопровождается появлением ЧР, образованием микропузырьков газа, разогревом и прогоранием изоляции витка, возникновением тока в короткозамкнутом витке, что в свою очередь ведёт к развитию повреждения, увеличению числа короткозамкнутых витков, образованию газового пузыря, переходу виткового замыкания во внутреннее дуговое замыкание на заземлённые части трансформатора (бак, магнитопровод) и между обмотками. Возникновение силовой дуги сопровождается значительными разрушениями, взрывами и пожарами трансформаторов.

Влияние эксплуатационных факторов на интенсивность ЧР и старение изоляции

При воздействии рабочего напряжения напряжённость E_{cp} в рассматриваемых электроизоляционных системах оборудования 110 — 500 кВ, не имеющих явных технологических дефектов, может находиться в диапазоне от 2,5 до 4 кВ/мм [8]. При этом в масляных слоях изоляции напряжённость поля в соответствии с выражениями (5) и (6) может достигать следующих значений: $E_{m.m/6} = 2,75 \div 4,4$ кВ/мм (для маслобарьерной изоляции); $E_{m.b/m} = 3,2 \div 5,16$ кВ/мм (для бумажно-масляной изоляции).

Электрическая прочность эксплуатационного масла при его нормативной влажности менее 25 г/т составляет более 20 кВ/мм в широком диапазоне температур [12, 13]. Следовательно электрическая прочность масляных слоёв в рабочем режиме трансформатора достаточная. Возникающие в электрических сетях коммутационные перенапряже-

жения до $(2,0 - 2,6)U_{\text{раб}}$ [13] также не приведут к пробою масляных слоёв.

Однако в эксплуатации возникают режимы, при которых масло увлажняется и возрастает разброс его пробивных напряжений, что повышает вероятность пробоя масляных слоёв изоляции в области рабочих напряжённостей поля, причём в большей степени это будет проявляться для продольной бумажно-масляной изоляции и при воздействии перенапряжений.

Такие режимы имеют место, в частности, при работе ГЭС в режиме регулирования частоты и активной мощности, когда специально выделяются блоки, которые согласно диспетчерскому графику по несколько раз в сутки включаются и отключаются от сети. При включениях — отключениях блоков, особенно в зимний период при отрицательных температурах, трансформаторы переходят из нагретого состояния в холодное и наоборот. Следовательно в эксплуатации при увлажнении масла в трансформаторной изоляции могут зарождаться ЧР.

Одна из причин, приводящая к ослаблению изоляции в эксплуатации и возможному развитию повреждения трансформатора под рабочим напряжением на первой стадии электрического пробоя, обусловлена выделением из масла пузырьков воздуха при включении трансформатора в работу после отключения и его охлаждении стимулированным действием циркуляционных маслонасосов системы охлаждения. Выделению воздуха предшествует пересыщение им масла при изменении температуры, что может быть количественно охарактеризовано с помощью температурной зависимости коэффициента растворимости воздуха в трансформаторном масле [14].

В маслобарьерной изоляции напряжённость электрического поля во внутренней полости газового пузыря, расположенного в масле, может быть определена для ранее выбранных средних рабочих напряжённостей по формуле (8) $E_{r,n} = 3,85 \div 6,16 \text{ кВ/мм}$. С учётом применения в электрических сетях ограничителей перенапряжений для оценки максимальной напряжённости поля можно принять кратность перенапряжений $2U_{\text{раб}}$ [13], тогда максимальная напряжённость в газовом включении составит $12,3 \text{ кВ/мм}$. В бумажно-масляной изоляции напряжённость электрического поля в газовой полости аналогично может быть определена по формуле (11) $E_{r,g/m} = 4 \div 6,4 \text{ кВ/мм}$. Максимальная напряжённость в газовом включении с учётом перенапряжений $2U_{\text{раб}}$ составит $12,8 \text{ кВ/мм}$.

Таким образом, в газовых включениях трансформаторной изоляции напряжённости электрического поля достигают значений $12,3 \div 12,8 \text{ кВ/мм}$, которые могут вызвать разряд воздушного промежутка толщиной более 50 мкм [$E_{\text{пр},g}(50 \text{ мкм}) = 13,6 \text{ кВ/мм}$] [12].

Следовательно для исключения возникновения ЧР в газовых включениях трансформаторной изоляции их размер

не должен превышать 50 мкм . Однако более предпочтительное решение — исключение газовых пузырей в изоляции путём соблюдения нормативных режимов герметизации внутренней изоляции трансформаторов и своевременной дегазации масла в эксплуатации.

Процесс ЧР в газовых полостях может сохраняться длительное время за счёт постоянного образования газа или прекратиться в случае растворения газа в масле и исключения в таком случае условий для образования и развития ЧР. Постоянное газообразование в результате разрушения жидкого или твёрдого диэлектриков приводит к устойчивости процесса ЧР, а интенсивное газопоглощение и растворение газовых включений в масле — к затуханию ЧР.

К затуханию процесса ЧР приводит также и образование повышенного давления в газовых включениях (увеличение электрической прочности газа), находящихся в замкнутом объёме изоляции. Возобновлению процесса ЧР способствует снижение давления в газовых полостях и соответственно электрической прочности газа в них, а также последующее воздействие перенапряжений. Таким образом, процесс ЧР во времени может носить прерывистый характер [15].

В [14] сделан анализ упомянутого явления развития ЧР в газовых включениях масла применительно к условиям Братской ГЭС, где имели место повреждения двух трансформаторов попавшим разрядом приблизительно в одно время. Оба трансформатора работали в блоках, участвовавших в регулировании частоты и активной мощности, которые многократно включались и отключались в течение суток, в том числе при отрицательных температурах.

В этих режимах после остановки, охлаждения и последующего включения трансформатора в работу происходит выделение из масла растворённого воздуха или азота, стимулированное действием насосов системы принудительной циркуляции, а также вследствие вибраций магнитопровода и обмотки [14]. Пузырьки газа, переносимые потоками масла внутри трансформатора, могут попасть в зоны напряжённого электрического поля, инициировать ЧР в маслобарьерной изоляции под рабочим напряжением и привести в конечном счёте к повреждению трансформатора. Отсутствие пересыщения масла воздухом практически обеспечивается при его содержании в масле не более 8 % объёма, что всегда выполняется в трансформаторах с плёночной защитой. Повредившиеся трансформаторы Братской ГЭС не были оснащены плёночными щитами масла.

В [16] рассмотрено повреждение силового трансформатора ТЦ-400000/500-УХЛ1, введённого в эксплуатацию в 2012 г. Причина тому — дуговое перекрытие верхней половины обмотки высокого напряжения (ВН) фазы В, имеющей ввод в середине обмотки. Дуговое пере-

крытие было вызвано снижением электрической прочности маслобарьерной изоляции из-за развития поплавущего разряда по поверхности электроизоляционного цилиндра, прилегающего к обмотке трансформатора. Отметим, что в данном случае нарушение герметичности в элегазовых вводах ВН при образовании пузырьков элегаза и попадания их в масляный канал трансформатора могло стать причиной электрического пробоя маслобарьерной изоляции.

Наиболее уязвимым элементом силовых трансформаторов, по существу определяющим срок их службы, — витковая бумажная изоляция обмоток. Один из основных показателей технического состояния витковой изоляции обмоток — её износ. Ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 ед. [5].

Как указано в [17], при снижении степени полимеризации бумажной изоляции обмоток до 250 ед. наблюдается следующее:

- не менее чем четырёхкратное снижение механической прочности изоляции по сравнению с исходной;
- выход воды (дегидратация) из бумажной изоляции, составляющий 6 % (масс.) и более [выход воды из бумаги со степенью полимеризации более 250 ед. равен $10^{-3} \div 10^{-2} \%$ (масс.) и не имеет существенного значения].

Возможные повреждения витковой изоляции при снижении степени полимеризации до 250 ед. перечислены далее:

- разрушение изоляции обмоток от осевого давления сил при воздействии токов КЗ;
- снижение электрической прочности между витками при повреждении изоляции на проводе (разрыв или трещина) в $1,5 \div 2$ раза. Расчётные запасы электрической прочности в различных конструкциях обмоток трансформатора колеблются от 1,1 до 1,7;
- местное увеличение концентрации влаги при деградации в результате чего возможен разогрев участка изоляции диэлектрическими потерями, сопровождающийся прогоранием изоляции под рабочим напряжением.

При достижении степени полимеризации бумажной изоляции 250 ед. значительно возрастает риск повреждения трансформатора из-за возникновения виткового замыкания при рабочем напряжении, воздействии токов КЗ, грозовых и коммутационных перенапряжениях.

Старение бумажной изоляции на 98 — 99 % определяется нагрузкой и исходной степенью полимеризации намоточной бумаги. «Весовая доля» всех остальных факторов в старении трансформаторов составляет не более 1 — 2 %. Эти соотношения справедливы для трансформаторов отечественного производства, оборудованных фильтрами непрерывной очистки масла (термосифонными, адсорбционными). В силу

этого при эксплуатации силовых трансформаторов отечественного производства значение степени полимеризации наружных слоёв витковой изоляции обмоток выше, чем внутренних слоёв, непосредственно прилегающих к меди, вследствие постоянно низкой концентрации катализаторов шламообразования и деградации.

Следует отметить, что в соответствии с ГОСТ 645–89 «Бумага кабельная для изоляции кабелей напряжением от 110 до 500 кВ. Технические условия» значение исходной степени полимеризации не нормируется. При эксплуатации силовых трансформаторов с различной степенью полимеризации исходной намоточной бумаги при прочих равных условиях срок достижения предельно допустимого износа изоляции (степени полимеризации 250 ед.) может иметь значительный разброс. Степень полимеризации исходной (новой) изоляции должна быть не менее 1250 ед. [18].

Мероприятия, направленные на снижение интенсивности старения изоляции трансформаторов в эксплуатации

Ранее отмечалось, что масло играет большую роль в возникновении и развитии ЧР в изоляции трансформаторов, поэтому важно проанализировать уровень контроля и нормативные параметры для масла. В [5] предусмотрено определение среднего значения пробивного напряжения масла по шести пробоям в стандартном пробойнике.

При пробоях в стандартном пробойнике в одной и той же пробе масла меняются условия: при первом пробое сам пробойник соприкасается с атмосферой, в последующих пробоях образуются газы, сажа. Поэтому каждый пробой статистически неоднороден с последующими и сама процедура испытаний вносит погрешность.

В РД [5] отсутствуют показатели, отражающие влияние разброса пробивного напряжения масла на статистические характеристики состояния масла силовых трансформаторов. В эксплуатации под действием технологических факторов происходит ухудшение свойств масла: снижение среднего значения пробивной напряжённости и возрастание его среднеквадратического отклонения (коэффициента вариации). Возможные существенные разбросы пробивного напряжения масла между минимальными и максимальными значениями в условиях эксплуатации приводят к возрастанию вероятности пробоя масляных каналов в трансформаторах при воздействующих перенапряжениях и при рабочем напряжении.

В [19] указан предельный коэффициент вариации среднего пробивного напряжения масла, равный 20 %. Анализ требований стандарта ASTM D 1816-91971 (США, 1971) «Метод определения пробивного напряжения нефтяных электроизоляционных масел с по-

Показатель качества масла	Напряжение силового трансформатора	Предельно допустимое значение показателя качества масла	
		РД 34.4551.300-97	предлагаемые нормы
Класс чистоты по ГОСТ 17216-2001 (количество механических примесей в 100 см ³ масла при размере частиц 15 мкм)	До 220 кВ включительно	13 (63 000 частиц)	12 (31 500 частиц)
	330, 500 кВ	12 (31 500 частиц)	11 (16 000 частиц)

мощью VDV — электродов» показал, что в нём предусмотрено другое значение предельного коэффициента вариации среднего пробивного напряжения масла — 6 %.

Проведённый в [20] анализ результатов эксплуатационных испытаний масла на пробой в пробойнике свидетельствует, что в отечественных силовых трансформаторах коэффициент вариации среднего пробивного напряжения масла имеет следующие значения: среднее — (4 ± 5) %; минимальное — (0,5 ± 1,0) %; максимальное — (8 ± 9) %.

Актуальность коэффициента вариации среднего пробивного напряжения масла как диагностического параметра состоит в том, что пробой масла формируется в самом слабом месте, так называемом напряжённом объёме масла, поэтому снижение электрической прочности масла происходит при повышенном разбросе пробивных напряжений.

Следует отметить, что к снижению электрической прочности масла в первую очередь приводит наличие крупных (более 1 мкм) механических частиц. Их содержание согласно [5] выше по сравнению с рекомендациями СИГРЭ. Для повышения электрической прочности маслобарьерной изоляции целесообразно повысить класс чистоты трансформаторных масел. Требования к качеству эксплуатационного трансформаторного масла по содержанию механических частиц приведены в таблице.

Для трансформаторов с большим сроком эксплуатации, где наблюдается повышенное образование механических частиц в результате старения масла и наличия твёрдой изоляции, эта проблема особенно актуальна. Существенную роль в снижении риска возникновения ЧР и развития витковых замыканий играют фильтры непрерывной очистки масла (термосифонные, адсорбционные).

При массе масла в трансформаторе от 2 до 50 т на силикагелях фильтров непрерывной очистки масла может быть сорбировано от 12 до 230 кг и более, преимущественно полярных соединений — продуктов старения масла. В этом случае отмечаются недостатки традиционного силикагеля марок КСК и КСКГ: малая обменная ёмкость, низкая селективность (избирательность) в отношении сорбции коллоидных соединений.

Для повышения работоспособности силовых трансформаторов необходимо использовать сорбенты нового поколения. В целях удаления как органической, так и минеральной части загрязнений, в том числе соединений меди и железа, в ИФХЭ РАН разработан сорбент «ФИЗХИМИН». Он создан на основе

промышленно выпускаемого силикагеля марки КСКГ в результате физико-химической модификации его поверхности, что позволило существенно улучшить эксплуатационные характеристики масла при его очистке.

Применение сорбента марки «ФИЗХИМИН» позволит обеспечить:

- продление периодов между ремонтами маслонаполненных трансформаторов, связанных с заменой сорбента в термосифонных и адсорбционных фильтрах;
- эксплуатацию трансформаторного масла и твёрдой изоляции в зоне допустимых значений контролируемых показателей в течение всего жизненного цикла трансформатора без проведения специальных ремонтных мероприятий по регенерации или замене трансформаторного масла.

Исследования показывают, что для трансформаторов с плёночной защитой масла проводить внеочередную замену силикагеля целесообразно при следующих условиях:

- увеличении тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток $\tg \delta$ на 50 % и более относительно значений при вводе силового трансформатора в работу, в том числе при $\tg \delta < 1$;
- достижении значения кислотного числа 0,05 мг КОН/г (вместо 0,1 мг КОН/г согласно [21]);
- достижении значения оптической мутности масла 80 m^{-1} .

При этом содержание воды в сорбente, загружаемом в фильтры, должно быть не более 0,5 % (масс.).

Контроль интенсивности ЧР в изоляции и средства защиты от их опасных уровней трансформаторов в эксплуатации

В настоящее время всё больше обсуждается и реализуется методология контроля оборудования, основанная на техническом состоянии, определяемом измерением диагностических параметров в режиме мониторинга. На основе имеющегося опыта [16] для указанных целей целесообразно непрерывно контролировать следующие показатели:

- содержание растворённых в масле газов, в первую очередь водорода;
- влагосодержание масла;
- частичные разряды.

Анализ развития ЧР, приводящих к возникновению быстро развивающихся дефектов электрического характера, показывает, что надёжный уровень их обнаружения происходит на предпробивной стадии развития дефекта. При этом перспективное направление — примене-

ние непрерывного контроля технического состояния трансформатора в режиме мониторинга характеристик ЧР.

Использование таких систем позволяет обеспечить своевременный вывод из работы силовых трансформаторов до появления внутренних КЗ, силовой дуги, взрывов и пожаров (аварийных режимов). Вместе с тем следует отметить, что современные промышленные методы измерения ЧР не позволяют определить однозначно место их образования.

В эксплуатации важно иметь точное представление о предельных значениях диагностических параметров, при которых возможно возникновение аварийного режима трансформатора. Так, показатель степени опасности развития дефекта по уровню горючих газов в аварийном режиме должен устанавливаться по относительной скорости нарастания водорода не менее 1000 % в месяц (без учёта достижения граничной концентрации).

Согласно [22], если концентрация углеводородного газа (в данном случае основной газ водород) превышает граничное значение и при этом относительная скорость нарастания газа превышает 10 % в месяц, это указывает на наличие быстро развивающегося дефекта в трансформаторе. Как показывает опыт эксплуатации [16], в аварийном режиме содержание растворённого в масле водорода не достигает граничного значения за промежуток времени развития этого режима при имеющейся массе масла в баке трансформатора.

Для определения степени опасности регистрируемых ЧР используются два показателя [23]: регулярность ЧР и кажущийся заряд неоднократно повторяющихся ЧР. Регулярность ЧР рассчитывается как отношение числа периодов воздействующего напряжения, в которых зарегистрирован кажущийся заряд неоднократно повторяющихся ЧР и кажущиеся заряды ЧР одного и того же значения, к общему числу периодов за длительность одного цикла регистрации ЧР. Кажущийся заряд неоднократно повторяющихся ЧР определяется как значение кажущегося заряда ЧР, возникающих в различных периодах воздействующего напряжения за длительность одного цикла регистрации ЧР. Для неоднократно повторяющихся ЧР устанавливаются следующие значения предельных диагностических параметров: регулярность ЧР — 0,5; опасный кажущийся заряд — не менее 10 нКл; длительность одного цикла регистрации ЧР — от 1 с до 1 мин.

Выходы

1. В эксплуатации маслонаполненных трансформаторов возможно поддерживать техническое состояние маслобарьерной изоляции в пределах нормативного срока эксплуатации за счёт соблюдения требований нормативно-технической документации и применения новых технологий восстановления свойств масла и твёрдой изоляции.

2. Перспективное направление контроля технического состояния изоляции в эксплуатации — мониторинг диагностических параметров изоляции трансформатора, обеспечивающий своевременное обнаружение развивающихся дефектов в изоляции со сниженными электроизоляционными параметрами.

3. Для повышения эффективности мониторинга ЧР в изоляции важно выполнить методические рекомендации, использовать технические средства определения места возникновения ЧР и их уровня интенсивности, а также автоматическую защиту силового трансформатора от ЧР предельного уровня, приводящих к пробою изоляции и возникновению внутреннего КЗ в трансформаторе.

4. Для поддержания в требуемых пределах показателей маслобарьерной изоляции в течение всего жизненного цикла трансформатора эффективно применение сорбентов нового поколения в термосифонных и адсорбционных фильтрах непрерывной очистки масла.

5. С учётом имеющихся в научно-технической литературе новых данных, полученных по результатам эксплуатационных испытаний масла, возникает необходимость в корректировке раздела 25 «Трансформаторное масло» в [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации / Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, М. Ю. Львов и др. // Электрические станции. 2001. № 9. С. 53 – 58.
2. Электрофизические основы техники высоких напряжений: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. / И. М. Бортник и др. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 704 с.
3. Лоханин А. К., Ларин В. С., Матвеев Д. А. Развитие систем проектирования внутренней изоляции трансформаторного оборудования // Электроэнергетика. 2009. № 5. С. 19 – 24.
4. Ikeda M., Inone T. Statistical approach to breakdown stress of transformer insulation. III International Symposium on high voltage Engineering. — Milan, 1979. Р. 13 – 23.
5. РД 34.45-51.300—97. Объём и нормы электрооборудования. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
6. Методологические и методические аспекты совершенствования и развития РД «Объём и нормы испытаний электрооборудования» для силовых трансформаторов и автотрансформаторов / М. Ю. Львов, Ю. Н. Львов, В. Б. Комаров, Ю. А. Миткин // Энергоэксперт. 2016. № 5(58). С. 40 – 44.
7. Кучинский Г. С., Кизеветтер В. Е., Пинталь Ю. С. Изоляция установок высокого напряжения. Учебник для вузов — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 368 с.
8. Справочник по электротехническим материалам. Т. 1 / Под ред. Ю. В. Корицкого, В. В. Пасынкова, Б. М. Тареева. — М.: Энергия, 1974. — 584 с.
9. Теория диэлектриков / Н. П. Бородицкий, Ю. М. Волокобинский, А. А. Воробьев, Б. М. Тареев. — М. — Л.: Энергия, 1965. — 344 с.
10. Образование ультрадисперсных оксидной и металлических фаз при облучении ускоренными электронами целлюлозы, модифицированной солями переходных металлов / В. Б. Комаров, Н. И. Карташов, Б. Г. Ершов и др. // Химия высоких энергий. 1999. № 3. С. 194 – 198.
11. Scattiglio F., Morchiori C., Botelho P. Understanding and management of Sulfur corrosion from insulation oil. A2-214. CIGRE, 2008.
12. Сканави Г. И. Физика диэлектриков (область сильных полей). — М.: ГИФМЛ, 1958. — 907 с.
13. Техника высоких напряжений: учеб. для вузов / И. М. Богатенков, Ю. Н. Бочаров и др. — СПб.: Энерготомиздат. Санкт-Петербургское издание, 2003. — 608 с.
14. Анализ газовыделения в масле трансформаторов, вводимых в работу из резерва при низких температурах / Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, Ю. М. Сапожников, А. К. Петрунько // Электрические станции. 1993. № 2.
15. Вдовико В. П. Влияние перенапряжений на инициирование частичных разрядов в бумажно-масляной изоляции высоковольтного оборудования. VI Симпозиум «Электротехника 2010». — М.: ТРАВЭК, 2001.
16. О снижении риска повреждений силовых трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, сопровождающихся внутренними короткими замыканиями / М. М. Львова, С. Ю. Львов, В. Б. Комаров и др. // Электрические станции. 2014. № 9.
17. Оценка предельного состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов / М. Ю. Львов, К. М. Антипов, Ю. Н. Львов и др. // Электрические станции. 2008. № 1.
18. СТО 56947007-29.180.091—2011. Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110 – 500 кВ. — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.
19. ГОСТ 6581—75 (СТ СЭВ 3166—81). Материалы электроизоляционные жидкые. Методы электрических испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 1998.
20. Миткин Ю. А., Мельникова О. С. Диагностические статистические характеристики пробивных напряжений масла действующих силовых трансформаторов 110 кВ // Вестник ИГЭУ. 2016. Вып. 3. С. 40 – 46.
21. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. — М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
22. РД 153-340-46.32—00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле. — М.: ВНИИЭ, 2000.
23. СТО 56947007-29.180.01.207—2015. Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования. — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2015.