

УДК 621.311

DOI: 10.17212/1814-1196-2019-4-147-160

О проблемах в эксплуатации оборудования иностранного производства на объектах отечественной энергетики*

В.М. ЛЕВИН^a, К.И. САГАЛАКОВА^b, А.А. ЯХЬЯ^c

630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет

^a levin@corp.nstu.ru ^b karina.sagalakova@mail.ru ^c ammaraz384@gmail.com

За прошедшее десятилетие на объектах отечественной энергетики неоднократно наблюдались нештатные ситуации, вызванные действием систем мониторинга, защиты и автоматики на сигнал и/или отключение генерирующего и передающего оборудования иностранного производства по условию выхода одного или нескольких контролируемых параметров технического состояния за границы установленных предельных значений. В ряде случаев указанные ситуации сопровождались тяжелыми нежелательными последствиями от нарушений надежности электроснабжения потребителей. При индивидуальном характере и условиях возникновения каждой ситуации можно выделить общие признаки проблемы в эксплуатации электрооборудования иностранного производства.

В качестве примера рассмотрены некоторые аспекты проблемы, возникшей в эксплуатации силовых трансформаторов типа TNEPE-125000/110 PN компании ABB (Asea Brown Boveri Ltd.), установленных на Новосибирской ГЭС. Представлена суть проблемы, выполнен всесторонний экспертный анализ проблемной ситуации. Выявлены вероятные причины, повлекшие развитие нежелательных физических процессов в оборудовании. Сформулирована необходимость поиска решений для повышения наблюдаемости технического состояния ответственного оборудования с фиксацией его отклонений от установленных нормативами предельных значений.

В целях повышения достоверности и обоснованности принимаемых эксплуатационных решений предложено применение обобщенного идентификатора состояния для индикации нежелательных отклонений состояния трансформаторов от нормы и для своевременного введения адекватных корректирующих воздействий. Информационной основой разработки служит ретроспектива протоколов анализа растворенных газов в масле силовых трансформаторов. Формирование критериев для принятия решений осуществляется с применением байесовского классификатора, обеспечивающего минимальный риск ошибки идентификации. Разработан алгоритм принятия оперативных решений, реализующий предложенные теоретические положения и позволяющий интегрировать полученные решения в информационную систему мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования НГЭС.

Ключевые слова: надежность электроснабжения, маслонаполненные трансформаторы, причины дефектов, диагностика, экспресс-оценка состояния, диагностическая статистика, байесовская классификация, решающее правило

* Статья получена 25 августа 2019 г.

ВВЕДЕНИЕ

Высокотехнологичное электротехническое оборудование иностранного производства занимает достаточно прочные позиции на отечественном энергетическом рынке. Этому положению в немалой степени способствует конъюнктура, подогреваемая действиями компаний-производителей через свои представительства на территории России.

По мнению авторов статьи, дать однозначно положительную оценку указанному явлению нельзя. В ряде случаев применения электрооборудования иностранного производства на объектах отечественной энергетики возникает проблема, связанная с их надежной и безопасной эксплуатацией. Это снижает уровень наблюдаемости и управляемости энергообъектов, а зачастую приводит к повышению риска их аварийного отключения с нежелательными последствиями. В настоящей статье обсуждаются отдельные аспекты указанной проблемы, а также предлагается решение, направленное на повышение наблюдаемости и управляемости энергообъектов, на которых в эксплуатации находится электрооборудование иностранного производства.

1. ПРОБЛЕМА ОБОСНОВАННОСТИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС

На Новосибирской гидроэлектростанции (НГЭС) в 2009–2010 годах установлены 5 трансформаторов типа TNEPE-125000/110 PN, а в 2013 году – группа однофазных автотрансформаторов AR1ES3E-120000/220/110 PN. Начиная с 2013 года у указанных трансформаторов проявляется тенденция к повышению концентраций оксида и диоксида углерода в масле. Периодически концентрации указанных газов выходят за граничные нормы (согласно [1], граничные концентрации СО составляют 0,05 %, а СО₂ – 0,2 %). В качестве корректирующей меры периодически производилась дегазация масла, однако после некоторого времени концентрации СО и СО₂ вновь начинали расти. Указанная тенденция опасна с точки зрения дальнейшей эксплуатации трансформаторов и вызывает обоснованную тревогу службы технической диагностики НГЭС.

Первоначально предполагалось, что рост оксида и диоксида углерода связан с ростом потерь холостого хода. Согласно заводским испытаниям, исходные потери холостого хода составляли 56,48 кВт, а согласно протоколу от 04.09.2017 их значение составило 84,79 кВт, что выше исходных на 57,6 %. Согласно [1], предельно допустимое превышение ΔP_x составляет 30 % за весь срок службы трансформатора. Полученный результат неизбежно требует вывода трансформаторов из работы для дальнейшего обследования и ремонта. Однако оставались сомнения, которые заставили службу технической диагностики НГЭС обратиться за консультацией в компанию-производитель. В результате последней проверки потерь холостого хода, выполненной с участием представителей компании, у трансформаторов 110 кВ на примере Т-3 (26.03.2019) оказалось, что потери холостого хода находятся на вполне приемлемом уровне и превышают паспортные значения лишь на 9,85 % (наибольшее из имеющихся значений).

Повышенные значения потерь холостого хода объясняются использованием разных методов их измерения производителем (компания АВВ) и в условиях эксплуатации на Новосибирской ГЭС. Измерения на заводе-производителе выполнялись в соответствии с нормативными требованиями, согласно которым к испытываемому трансформатору подводится номинальное напряжение. Измерения в условиях эксплуатации на НГЭС выполнялись в соответствии с требованиями национального стандарта РФ [1], согласно которым к трансформатору подводилось пониженное напряжение. Это и явилось причиной значительных расхождений в паспортных (исходных) и текущих измеренных значениях контролируемого параметра ΔP_x .

Таким образом, отсутствие должного подхода к согласованию (адаптации) нормативных требований по эксплуатации и оценке технического состояния оборудования иностранного производства на примере силовых маслонаполненных трансформаторов, установленных на НГЭС, способствует принятию необоснованных решений об их отбраковке по техническому состоянию, длительному простое и дорогостоящему ремонту.

2. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ПРОБЛЕМНОЙ СИТУАЦИИ

Несмотря на то что опасения критического роста потерь холостого хода трансформаторов не нашли подтверждения, систематическое увеличение концентраций CO и CO₂, растворенных в масле (рис. 1), представляет опасную для эксплуатации тенденцию и требует более детального анализа.

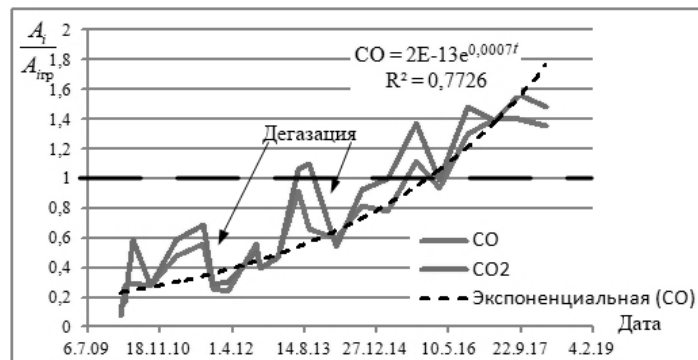


Рис. 1. Монотонный рост концентраций CO и CO₂ в масле трансформаторов 110 кВ НГЭС

Fig. 1. Monotonous growth of CO and CO₂ concentrations in the NHPS 110 kV transformers oil

Рост концентраций оксида и диоксида углерода в трансформаторном масле указывает на возможное ускоренное старение и увлажнение масла и/или целлюлозной изоляции, а также повышенный нагрев целлюлозной изоляции [2]. Причины, вызывающие ускоренное старение, могут быть следующими.

1. Повышенная нагрузка, приводящая к увеличению температуры активной части трансформатора. Однако у исследуемых трансформаторов нагрузка

поддерживалась постоянной, коэффициент загрузки находился на уровне 0,5...0,6 о.е. относительно номинальной мощности трансформаторов, что исключает сделанное предположение. Тогда возникает другое предположение: повышенные температуры могут быть вызваны нарушенной циркуляцией масла из-за возможных неисправностей системы охлаждения. Для трансформаторов систем охлаждения типа Д и ДЦ такие неисправности обычно связаны с загрязнением трубок охлаждающего калорифера из-за втягивания воздуха работающими вентиляторами либо с засорением масляных фильтров [3]. Однако по данным эксплуатации подобных проблем с системой охлаждения трансформаторов установлено не было.

2. Дефекты термического характера, вызывающие локальные перегревы бумажной изоляции. Указанные дефекты характеризуются повышенными температурами наиболее нагретых точек [2] и вызваны внутренними повреждениями. Они могут быть вызваны местными перегревами за счет нарушения межлистовой изоляции пластин магнитопровода, а также при замыкании этих пластин токопроводящими частицами или между собой, что приводит к росту вихревых токов, а следовательно, и к росту потерь холостого хода. Кроме того, перегрев может быть вызван увеличением переходного сопротивления в контактных соединениях, уменьшением сечения масляных каналов из-за деформации (разбухания) изоляции обмоток [3]. Согласно данным эксплуатации и встроенных систем диагностического мониторинга трансформаторов, температура верхних и нижних слоев масла не превышала 55 °С, что является вполне приемлемым.

Косвенным подтверждением перегрева служит повышенное значение концентрации этилена C_2H_4 в масле, однако его фактическая концентрация не превышала граничных значений для всех трансформаторов.

3. Повышенная степень увлажнения масла (бумаги). Главным источником влаги является атмосферная влага, которая проникает при нарушении герметичности (особенно через ослабленные уплотнения). Герметичность может быть нарушена вследствие ухудшения качества пленочной защиты трансформатора. О надежности защиты можно судить по показателям кислотного числа и содержанию антиокислительной присадки в масле [4]. Согласно имеющимся данным, у исследуемых трансформаторов периодически наблюдается нарушение герметичности. Согласно акту выполненных работ от 11.04.2013, на трансформаторах Т-1 и Т-2 была устранена протечка масла по фланцевому соединению на указателе потока масла. На трансформаторе Т-4 была устранена протечка масла на входе охладителя второй группы № Р21 системы охлаждения. Также при выполнении корректирующих работ проверялась целостность пленочной защиты. В процессе тренировки пленки масло выходило с микропузырями воздуха. Все наблюдения говорят о том, что в процессе эксплуатации у трансформаторов нарушалась герметичность. Параметром, позволяющим оценить негативное влияние влаги, является электрическая прочность масла [2, 8]. Согласно результатам физико-химического анализа масла (ФХА), пробивное напряжение масла находится в норме. Также результаты ФХА (а именно тангенс угла диэлектрических потерь масла) могут помочь в проверке другого предположения, касающегося присутствия эмульсионной воды (не растворенной в масле), вызывающей рост диэлектрических потерь [5, 10]. По полученным эксплуатацией резуль-

татам ФХА масла из баков исследуемых трансформаторов влагосодержание не превышало допустимых норм. Согласно протоколу от 21.03.2018, влагосодержание составляло 6,1 г/т, в то время как норматив – 25 г/т.

4. Качество и эксплуатационные характеристики масла Nytro 11 GX. Эксплуатационные показатели масла марки Nytro 11 GX находятся на высоком уровне, указанное масло обладает хорошей теплоотводящей способностью, высокой устойчивостью к окислению. По газостойкости в электрическом поле в среде ионизированного водорода масло является газвыделяющим, т. е. может повышать общий фон концентраций растворенных в нем газов [6, 7].

5. Косвенные характеристики окислительных процессов – фурановые производные. Наличие защиты – антиокислительная присадка «ионол». Согласно [4], количество ионола в трансформаторном масле должно быть не меньше 0,2 % массы. При эксплуатации трансформаторного масла идет непрерывный процесс расходования присадки, скорость которого зависит от многих факторов, особенно от температуры и концентрации кислорода в масле. При снижении концентрации ионола ниже 0,1 % эксплуатация трансформаторного масла недопустима, поскольку возможно образование шлама. Кроме того, при малых концентрациях ионола последний перестает работать как ингибитор и становится инициатором окисления [4]. Согласно [6], первая проверка качества масла после введения присадки производится через 5 лет эксплуатации, а затем в зависимости от кислотного числа – через 3 или через 5 лет. Поэтому можно сделать еще одно рабочее предположение по поводу роста концентраций СО – концентрация ионола в масле стала ниже допустимого предела. Однако по имеющимся у эксплуатации данным концентрация антиокислительной присадки находится в допустимых пределах. В процессе эксплуатации трансформаторов происходит деструкция бумажной изоляции, в результате которой образуются фурановые производные [7]. Термическая деструкция целлюлозы как раз вызывает выделение кислот и оксидов углерода [3, 9]. Но опять же, согласно результатам ФХА, содержание фурановых производных в масле исследуемых трансформаторов не превышает допустимых пределов.

Детальный анализ возможных причин, приводящих к опасному росту концентраций СО и СО₂ в масле обследуемых трансформаторов, и сопоставление имеющихся данных о результатах диагностических испытаний позволяют сделать следующий вывод. Наблюдающийся монотонный рост концентраций оксида и диоксида углерода в трансформаторном масле с большой степенью вероятности вызван локальным нарушением герметичности (целостности пленочной защиты) трансформаторов, поскольку остальные индикаторы технического состояния находятся в допустимых пределах.

3. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ

Одна из мер по снижению критичности указанной проблемы, направленная на повышение наблюдаемости технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов и обоснованности принимаемых эксплуатационных решений, заключается в применении обобщенного идентификато-

ра состояния (ОИС). В качестве ОИС может быть использована нелинейная свертка вида

$$G = \sum_{i=1}^7 \left[\left(\frac{A_i}{A_{igr}} \right)^2 \right] / \sum_{i=1}^7 \left(\frac{A_i}{A_{igr}} \right), \quad (1)$$

которая рассчитывается по данным протоколов анализа растворенных газов (АРГ) в масле трансформаторов [11, 12] и представляет собой случайную величину, зависящую от определенного набора факторов [13, 14]. Важным стохастическим свойством случайной величины (1) является чувствительность к проявлениям характерных дефектов в трансформаторе, вызывающих превышения концентраций отдельных ключевых газов A_i над рекомендуемыми пределами концентраций A_{igr} [11]. Ключевым принято называть газ, растворенный в масле силового трансформатора и имеющий максимальное превышение рекомендуемого предела концентраций. В табл. 1 показан характер возможных дефектов в трансформаторе, интерпретируемый по критерию ключевого газа.

Таблица 1

Table 1

Характер дефектов в трансформаторе по критерию ключевого газа

Nature of defects in the transformer according to the key gas criterion

Ключевой газ	Повышенное содержание газов	Характер дефекта в трансформаторе
C ₂ H ₂	H ₂	Дуга в масле
	H ₂ , CO, CO ₂	Дуга в масле, затронута бумага
H ₂	CH ₄ , C ₂ H ₆	Перегрев масла < 150 °С
	CH ₄ , C ₂ H ₆ , CO, CO ₂	Перегрев бумаги < 150 °С
	—	Частичные разряды в масле
	CO, CO ₂	Частичные разряды в бумаге
C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	Перегрев масла > 600 °С
	—	Перегрев бумаги > 600 °С
CO	—	Старение, увлажнение масла

Данными табл. 1 подтверждается вывод экспертизы о возможном характере дефекта в исследуемых трансформаторах НГЭС. Появление СО в роли ключевого газа в отсутствие других сопутствующих проявлений однозначно указывает на старение и/или увлажнение масла, которое может быть следствием локального нарушения герметичности трансформаторов.

Применение вычислительной процедуры, включающей формирование статистической выборки G на основе протоколов АРГ группы исследуемых

однотипных трансформаторов НГЭС, выделение дихотомии классов технического состояния трансформаторов Π_1 – «норма», Π_2 – «отклонения от нормы» по критерию

$$A_i \leq A_{igr} \in \Pi_1,$$

$$A_i > A_{igr} \in \Pi_2,$$

позволяет рассчитать числовые характеристики случайной величины G – математическое ожидание (M_j) и среднеквадратическое отклонение (σ_j) в каждом из $j = 2$ классов состояний (табл. 2) и определить стартовое значение границы их раздела

$$G_{гр} = M_1 + k \cdot \sigma_1. \quad (2)$$

В процессе эксплуатации стартовое значение $G_{гр}$ подлежит периодической корректировке по мере накопления статистики (пополнения базы протоколов АРГ). Кроме того, возможность адаптации решающего правила

$$G \leq G_{гр} \in \Pi_1, \quad (3)$$

$$G > G_{гр} \in \Pi_2$$

к актуальным процессам в контролируемых трансформаторах заключается в выборе значения вычислительной константы $k = 2-3$ из условия минимума суммарной ошибки распознавания [13].

Таблица 2

Table 2

Числовые характеристики распределения G для дихотомии классов

Numerical characteristics of the G distribution for class dichotomy

Классы состояний	Числовые характеристики случайного распределения	
Π_1	$M_1 = 0,529$	$\sigma_1 = 0,259$
Π_2	$M_2 = 1,326$	$\sigma_2 = 0,266$

С использованием числовых характеристик случайной величины G по выражению (2) получена граница раздела классов технических состояний

$$G_{гр} = 0,529 + 2 \cdot 0,259 = 1,037.$$

На рис. 2 приведена гистограмма относительных частот случайной величины G в классах Π_1 и Π_2 , которая отражает как формат, так и статистиче-

ские свойства используемого диагностического признака. Таким образом, гистограмма относительных частот случайного распределения G для выделенной дихотомии классов технического состояния трансформаторов наглядно демонстрирует возможности решающего правила (3), согласно которому удастся выявить опасную тенденцию $G > G_{\text{гр}}$, требующую в качестве адекватного корректирующего воздействия выполнения дегазации трансформаторного масла.

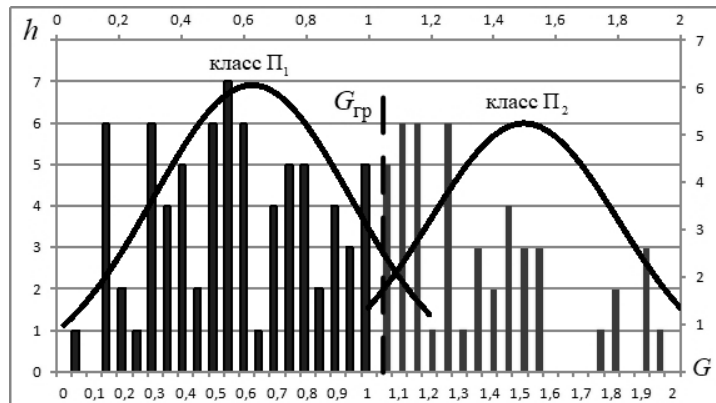


Рис. 2. Гистограмма относительных частот случайного распределения G

Fig. 2. A histogram of relative frequencies of the G random distribution

Для реализации разработанного подхода и возможности интеграции полученных моделей и критериев в информационную систему мониторинга и диагностики электрооборудования ГЭС требуется разработка подсистемы поддержки принятия решений, предназначенной выполнять ряд специальных функций и направленной на обеспечение эксплуатационной надежности энергообъекта. На рис. 3 представлена структурно-функциональная схема подсистемы поддержки принятия решений по оценке технического состояния трансформаторов НГЭС и выбору адекватных корректирующих воздействий.

Указанная подсистема включает пять взаимосвязанных функциональных блоков, каждый из которых в зависимости от назначения обеспечивает решение комплекса задач: сбор и обработку текущей диагностической информации по трансформаторам, формирование и хранение статистики, вычисление решающих правил, идентификацию текущего состояния трансформаторов, выбор адекватного корректирующего воздействия, визуализацию данных.

Подсистема функционирует следующим образом. На вход вычислительного блока (ВБ) и блока памяти (БП) периодически поступает диагностическая информация двух типов. Во-первых, это данные с датчиков встроенных локальных систем online-мониторинга трансформаторов 1, 2, ..., n , такие как концентрации оксида (CO) и диоксида углерода (CO₂), в % об.; температуры верхних слоев масла, в °C; мощности электрических нагрузок, в МВ·А, и др. Во-вторых, данные периодического offline-диагностирования: результаты АРГ

и ФХА масла (влагосодержание, кислотное число, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение), потери холостого хода ΔP_x . В вычислительном блоке производится вычисление ОИС по формуле (1), формирование статистических выборок функции G для дихотомии классов состояний Π_1 , Π_2 и расчеты ее граничных значений $G_{гр}$ по выражению (2).

Блок памяти предназначен для хранения результатов вычислений. Кроме этого, в нем содержится нормативно-справочная информация (НСИ), в состав которой входят предельно допустимые значения контролируемых параметров, ретроспективные данные многолетних наблюдений за параметрами состояния трансформаторов с применением методов offline-диагностирования и пр. Блок сравнения (БС) осуществляет логические операции сравнения текущих значений контролируемых параметров со значениями установленных предельных норм и непосредственно связан с блоком принятия решения (БПР), в котором в зависимости от исхода операций сравнения производится идентификация текущего состояния каждого из трансформаторов, а также выбор адекватных корректирующих воздействий, направленных на обеспечение их эксплуатационной надежности. Интерфейс вывода данных (ИВД) обеспечивает визуализацию результатов оценки состояния трансформаторов и рекомендаций по введению корректирующих эксплуатационных воздействий.

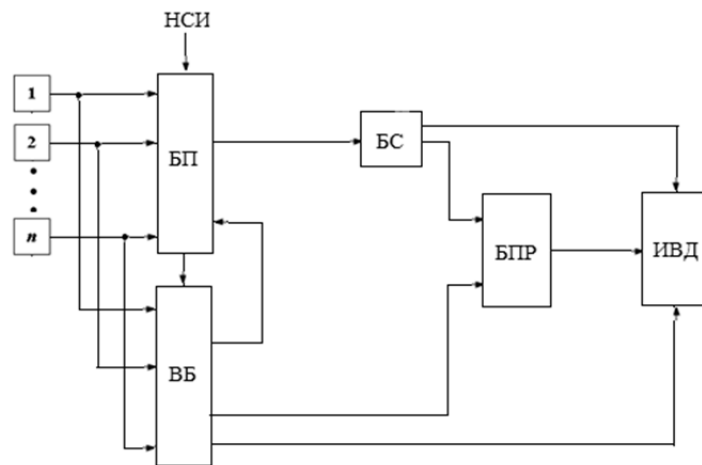


Рис. 3. Структурно-функциональная схема подсистемы поддержки принятия решений по эксплуатации трансформаторов НГЭС:

1, 2, ..., n – контролируемые трансформаторы; ВБ – вычислительный блок; БП – блок памяти; НСИ – нормативно-справочная информация; БС – блок сравнения; БПР – блок принятия решений (блок идентификации); ИВД – интерфейс вывода данных

Fig. 3. A structural-functional diagram of the subsystem of decision-making support for NHPP power transformer operation

1 and 2 are n controlled transformers; ВБ is a computing unit; БП is a memory unit; НСИ is normative-reference information, БС is a decision-making unit (an identification unit); ИВД is a data output interface

В процессе функционирования подсистемы поддержки принятия решений по эксплуатации трансформаторов НГЭС реализуется следующий операционный алгоритм.

1. Начало.
2. Ввод исходных данных, включая ретроспективу протоколов АРГ.
3. Расчеты ОИС по формуле (1).
4. Формирование вариационного ряда G .
5. Расчеты статистических моментов распределения G и вычисление $G_{гр}$ по формуле (2).
6. Если $G \leq G_{гр}$, то класс состояния трансформатора Π_1 «норма».
7. Конец.
8. Иначе, если $G > G_{гр}$, то класс состояния трансформатора Π_2 «отклонение от нормы».
9. Если СО (или СО и СО₂) – ключевой газ, то необходима проверка наличия сопутствующих факторов.
10. Если сопутствующие факторы не зафиксированы, то рекомендована дегазация масла трансформатора, переход к п. 7.
11. Если температура верхних слоев масла в баке трансформатора превысила предельно допустимую норму при значении электрической мощности нагрузки $\leq 0,6$ от номинального, то вероятна неисправность в системе охлаждения, рекомендована ревизия системы охлаждения, переход к п. 7.
12. Если концентрация С₂Н₄ превысила допустимую предельную норму, то вероятен термический дефект активной части трансформатора в диапазоне высоких температур ($\theta > 600$ °С), рекомендовано тепловизионное обследование для локализации места и уточнения причины дефекта, переход к п. 7.
13. Если наблюдается существенное (более 5 % от предшествующего значения) увеличение потерь холостого хода трансформатора, то вероятен дефект в магнитопроводе, рекомендовано тепловизионное обследование, переход к п. 7.
14. Если пробивное напряжение масла трансформатора стало ниже допустимой предельной нормы, то вероятно повышенное увлажнение масла и/или целлюлозной изоляции, рекомендовано испытание бака (пленочной защиты) на герметичность, переход к п. 7.
15. Если содержание фурановых производных в масле трансформатора превысило допустимый предельный уровень, то вероятна термическая деструкция целлюлозы, рекомендован повторный контроль фурановых производных для оценки динамики процесса, переход к п. 7.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Эксплуатация оборудования иностранного производства на объектах отечественной энергетики зачастую осложняется проблемой отсутствия должного подхода по согласованию (адаптации) нормативных документов заводов-производителей к требованиям отечественных стандартов по диагностике, оценке технического состояния и эксплуатации соответствующих видов электрооборудования. Наличие указанной проблемы может приводить к

принятию необоснованных и несвоевременных эксплуатационных решений, длительному простоя и дорогостоящему ремонту оборудования.

2. Характерные аспекты указанной проблемы проиллюстрированы на примере силовых трансформаторов 110 кВ НГЭС, у которых наблюдается опасная с точки зрения надежной эксплуатации тенденция увеличения концентраций СО и СО₂, растворенных в масле, а обнаружение истинной причины явления затрудняется отсутствием согласованных требований к выполнению измерений диагностических параметров.

3. Одним из эффективных методов своевременного распознавания и индикации характерных отклонений технического состояния трансформатора от нормы является применение решающего правила (3) на основе ОИС. Метод обеспечивает высокую достоверность распознавания и представляет собой основу автоматизированной системы диагностического мониторинга и принятия решений по надежной и безопасной эксплуатации оборудования.

4. Практическая реализация разработанного подхода направлена на повышение наблюдаемости технического состояния основного оборудования НГЭС и базируется на создании подсистемы поддержки принятия решений по эксплуатации трансформаторов с возможностью ее интеграции в действующую информационную систему мониторинга и диагностики электрооборудования ГЭС. С этой целью разработано алгоритмическое обеспечение комплекса решаемых задач.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытания электрооборудования. – Взамен СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97): введ. 29.05.2017. – М.: ПАО «Россети», 2017. – 262 с. – (Стандарт организации ПАО «Россети»).
2. Алексеев Б.А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии. – М.: НТФ «Энергопрогресс»: Энергетик, 2010. – 92 с.
3. Щеглов Н.В. Электрооборудование высокого напряжения и его эксплуатация: учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 139 с.
4. РД 34.43.105-83. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. – М.: Союзтехэнерго, 1989. – 24 с.
5. Литштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 296 с.
6. Литштейн Р.А., Глазунова Т.В., Довгопольный Е.Е. Шведские трансформаторные масла фирмы «Nynas» марок Nitro 11GX и Nitro 10X // Электрические станции. – 1998. – № 1. – С. 61–64.
7. РД 34.43.101-82. Типовая инструкция по продлению срока службы трансформаторных масел с помощью присадки «Антраниловая кислота». – М.: Союзтехэнерго, 1982. – 15 с.
8. Широков О.Г., Зализный Д.И., Лось Д.М. Методика автоматического обнаружения ненормального нагрева силового трансформатора // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. – 2004. – № 4. – С. 64–68.
9. Исследование новых сорбентов для газохроматографического анализа фурановых производных в трансформаторном масле / В.Ф. Новиков, А.А. Карташов, И.А. Галишина, О.И. Федоренко, А.В. Танеева // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 2. – С. 99–103.
10. Стрижова Т.А. Физико-химический анализ маслonaполненного оборудования в диагностике подстанций // Вестник АПК Верхневолжья. – 2016. – № 2 (34). – С. 79–84.
11. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М.: ЭНАС, 2000. – 25 с.

12. IEEE Std C 57.104–2008. IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers. – New York, 2009. – 28 p.

13. Левин В.М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию // Промышленная энергетика. – 2013. – № 8. – С. 37–42.

14. Левин В.М., Яхья А.А. Адаптивное управление техническим состоянием силовых трансформаторов // Новое в российской электроэнергетике. – 2018. – № 11. – С. 81–89.

Левин Владимир Михайлович, доктор технических наук, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – диагностика и эксплуатационная надежность электрооборудования. Имеет более 80 публикаций. E-mail: levin@corp.nstu.ru

Сагалакова Карина Ивановна, магистрант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – диагностика маслонаполненных трансформаторов. Имеет 5 публикаций. E-mail: karina.sagalakova@mail.ru

Яхья Аммар Абдулазиз, аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – диагностика и оценка технического состояния силового маслонаполненного оборудования. Имеет 7 публикаций. E-mail: ammarazez384@gmail.com

Levin Vladimir Mikhailovich, D.Sc. (Eng.), head of the department of automated power systems, Novosibirsk State Technical University. The main field of his research is diagnostics and service reliability of electric power equipment. He is the author of more than 80 publications. E-mail: levin@corp.nstu.ru

Sagalakova Karina Ivanovna, a graduate student at the department of automated power systems, Novosibirsk State Technical University. The main field of her research is oil-filled transformer diagnostics. She has published 5 research papers. E-mail: karina.sagalakova@mail.ru

Yahya Ammar Abdulaziz, a postgraduate student at the department of automated power systems, Novosibirsk State Technical University. The main field of his research includes diagnostics and evaluation of technical condition of power oil-filled equipment. He has published 7 research papers. E-mail: ammarazez384@gmail.com

DOI: 10.17212/1814-1196-2019-4-147-160

On problems in the operation of foreign-made equipment at Russian energy facilities*

V.M. LEVIN^a, K.I. SAGALAKOVA^b, A.A. YAHYA^c

Novosibirsk State Technical University, 20 K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

^a levin@corp.nstu.ru ^b karina.sagalakova@mail.ru ^c ammarazez384@gmail.com

Abstract

Over the past decade, abnormal situations caused by the action of monitoring, protection and automation systems on the signal and/or shutdown of generating and transmitting equipment of foreign manufacture have repeatedly been observed at Russian energy facilities when one or more controlled parameters of their technical condition exceeded the established limit

* Received 25 August 2019.

values. In some cases, these situations were accompanied by severe undesirable consequences caused by violations of power supply to consumers. With an individual character of each situation, it is possible to distinguish general aspects of a problem in the operation of electric equipment of foreign manufacture. They are discussed in the article.

As an example, some aspects of the problems encountered in the operation of the PNEPE-125000/110 PN ABB (Asea Brown Boveri Ltd.) power transformer type installed at the Novosibirsk HPP are considered. The essence of the problem is shown and a comprehensive expert analysis of the problem situation is made. The probable causes that led to the development of undesirable physical processes in the equipment are revealed. The necessity of finding solutions to improve the observability of deviations of the critical equipment technical condition from the established norms is formulated.

In order to increase the reliability and validity of operational decisions, it is proposed to use a generalized status identifier to indicate undesirable deviations of transformers from the norm and timely introduction of adequate corrective actions. The information basis of the development is a retrospective review of the analysis protocols of dissolved gases in the power transformer oil. The formation of criteria for decision-making is carried out using the Bayesian classifier, which provides a minimum risk of identification errors. The algorithm of operational decision-making is developed, which implements the proposed theoretical provisions and allows integrating the obtained solutions into the information system of monitoring and diagnostics of transformer equipment of NPP. The algorithmic implementation of the developed approach is developed

Keywords: reliability of power supply, oil-filled transformers, causes of defects, diagnostics, condition rapid assessment, diagnostic statistics, Bayesian classification, decision rule

REFERENCES

1. STO 34.01-23.1-001–2017. *Ob"em i normy ispytaniya elektrooborudovaniya* [Standard organization 34.01-23.1-001–2017. Scope and standards of testing electrical equipment]. Moscow, PJSC Rosseti Publ., 2017. 262 p.
2. Alekseev B.A. *Krupnye silovye transformatory: kontrol' sostoyaniya v rabote i pri revizii* [Large power transformers: state monitoring in operation and during revision]. Moscow, Energoprogres Publ., Energetik Publ., 2010. 92 p.
3. Shcheglov N.V. *Elektrooborudovanie vysokogo napryazheniya i ego ekspluatatsiya* [High-voltage electrical equipment and its operation]. Novosibirsk, NSTU Publ., 2017. 139 p.
4. RD 34.43.105–83. *Metodicheskie ukazaniya po ekspluatatsii transformatornykh masel* [Regulating document 34.43.105–83. Guidelines for the operation of transformer oils]. Moscow, Soyuztekhnenergo Publ., 1989. 24 p.
5. Lipshtein R.A., Shakhnovich M.I. *Transformatornoe maslo* [Transformer oil]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1983. 296 p.
6. Lipshtein R.A., Glazunova T.V., Shvedskie transformatornye masla firmy "Nynas" marok Nitro 11GX i Nitro 10X [Swedish transformer oils from Nynas, Nitro 11GX and Nitro 10X]. *Elektricheskie stantsii – Power Plants*, 1998, no. 1, pp. 61–64. (In Russian).
7. RD 34.43.101–82. *Tipovaya instruktsiya po prodleniyu sroka sluzhby transformatornykh masel s pomoshch'yu prisadki "Antranilovaya kislota"* [Regulating document 34.43.101–82. Typical instruction for extending the service life of transformer oils using the additive "Anthranilic acid"]. Moscow, Soyuztekhnenergo Publ., 1982. 15 p.
8. Shirokov O.G., Zaliznyi D.I., Los' D.M. Metodika avtomaticheskogo obnaruzheniya nenormal'nogo nagreva silovogo transformatora [Technique for automatic detection of abnormal heating of a power transformer]. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. P.O. Sukhogo – Bulletin of the Sukhoi State Technical University of Gomel*, 2004, no. 4, pp. 64–68.
9. Novikov V.F., Kartashov A.A., Galishina I.A., Fedorenko O.I., Taneeva A.V. Issledovanie novykh sorbentov dlya gazokhromatograficheskogo analiza furanovykh proizvodnykh v transformatornom masle [Study of new sorbents for gas chromatographic analysis of furan derivatives in transformer oil]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta – Bulletin of Kazan Technological University*, 2015, vol. 18, no. 2, pp. 99–103.

10. Strizhova T.A. Fiziko-khimicheskii analiz maslonapolnennogo oborudovaniya v diagnostike podstantsii [The Physical and chemical analysis of isolation of oil-filled equipment in diagnosis of substations]. *Vestnik APK Verkhnevolzh'ya – Herald of Agroindustrial complex of Upper Volga region*, 2016, no. 2 (34), pp. 79–84. (In Russian).
11. RD 153-34.0-46.302-00. *Metodicheskie ukazaniya po diagnostike razvivayushchikhsya defektov transformatornogo oborudovaniya po rezul'tatam khromatograficheskogo analiza gazov, rastvorenykh v masle* [Regulating document 153-34.0-46.302-00. Guidelines for the diagnosis of developing defects in transformer equipment based on the results of chromatographic analysis of gases dissolved in oil]. Moscow, ENAS Publ., 2000. 25 p.
12. IEEE Standards C57.104-2008. *IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers*. New York, 2009. 28 p.
13. Levin V.M. Statisticheskii metod raspoznavaniya defektov v silovykh transformatorakh pri ikh tekhnicheskoy obsluzhivaniy po sostoyaniyu [Statistical method of recognition of defects in power transformers at their maintenance on a condition]. *Promyshlennaya energetika – Industrial power engineering*, 2013, no. 8, pp. 37–42.
14. Levin V.M., Yahya A.A. Adaptivnoye upravleniye tekhnicheskimi sostoyaniyami silovykh transformatorov [Adaptive management of the power transformers technical condition]. *Novoe v rossiiskoy elektroenergetike – New in the Russian Electrical Power-Engineering*. 2018, no. 11, pp. 81–89.

Для цитирования:

Левин В.М., Сагалакова К.И., Яхья А.А. О проблемах в эксплуатации оборудования иностранного производства на объектах отечественной энергетики // Научный вестник НГТУ. – 2019. – № 4 (77). – С. 147–160. – DOI: 10.17212/1814-1196-2019-4-147-160.

For citation:

Levin V.M., Sagalakova K.I., Yahya A.A. O problemakh v ekspluatatsii oborudovaniya inostrannogo proizvodstva na ob"ektakh otechestvennoy energetiki [On problems in the operation of foreign-made equipment at Russian energy facilities]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2019, no. 4 (77), pp. 147–160. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-4-147-160.