

REFERENCES

1. Gumenuk V. M. Reliability and diagnostics of electrical systems. Vladivostok: Izd-vo Dalnevost. Gos. Teh. Un-t, 2010, 218 p.
2. Polilov E. V., Zelenov A. B. Experience in the development and implementation of registration of the electrical processes and events of electric mill line, *Visnik KDPU*, Kremenchuk, KDPU, 2005, Vip. 4/2005 (33), pp. 9–11.
3. Puljaev V. I., Ysachev U. V. Digital fault recorders power systems. Moscow, NTF «Energoprogress», 1999, 80 p.
4. Osipov O. I., Ysinin U. S. Technical diagnostics automated electric drives. Moscow, Energoatomizdat, 1991, 160 p.
5. Pirozhok A. V., Nazarova E. S., Sypryn O. O., Marinchenko A. G. Diagnosing multichannel complex of cold rolling mill, *Visnik KDPU*, Kremenchuk, KDPU, 2008, Vip. 4/2008 (51), P.1, pp. 117–122.
6. Nazarova E. S. Study of electromechanical processes temper mill with diagnostic multichannel complex, *Visnik KDPU*, Kremenchuk, KDPU, 2009, Vip. 3/2009 (56), P. 1, pp. 103–106.
7. Zhykov S. F., Shamrai A. A. System of diagnosing electrotechnical complex automatic control continuous cold rolling mill, *Specvipysk «Tehnicheskaja electrodinamika»*, 2010, P.3, pp. 165–168.
8. Zakladnoi A. N., Chermalih V. M., Zakladnoi O. A. Means of functional diagnostics efficiency of electromechanical systems, *Elektromehanichni I energozberigauchi systemi. Tem. vip. nauk.-virobn. Zhyrnaly*, Kremenchuk, KrNU, 2012, Vip. 3/2012(19), pp. 161–162.
9. Babij S. M., Folushnjak O. D. On the question of diagnosing automatic control devices of electric drive, *Zb. Nayk. Prac. VIII Vseykr. nayk.-the. Konferens molodih ychenih I specialistiv*, Kremenchuk, KDU, 2010, pp. 344–345.

УДК.621.3.048.1

Спица А. Г.

Аспирант, Запорожский национальный технический университет, Украина, E-mail: interas@yandex.ru

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РАБОТУ СИСТЕМ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В статье проанализированы результаты работы системы непрерывного контроля изоляции измерительных трансформаторов тока и высоковольтных вводов на подстанции 330 кВ «Днепр-Донбасс» Днепровской электроэнергетической системы. Рассмотрены эксплуатационные факторы, влияющие на достоверность результатов. Проведено подробное исследование погрешностей, вносимых разделительными трансформаторами. Выработаны рекомендации и методы по исключению влияния эксплуатационных факторов на работу систем мониторинга изоляции.

Ключевые слова: трансформатор, непрерывный контроль изоляции, диагностика состояния, эксплуатационный фактор.

ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения требуемого уровня надежности работы электрических сетей высокого напряжения особое внимание должно быть уделено контролю технического состояния оборудования. В современных условиях происходит переход от системы плановых ремонтов оборудования к новой системе обслуживания по текущему техническому состоянию. Это обстоятельство резко повышает ответственность за правильный диагноз состояния оборудования, поставленный при испытаниях и контроле, а также подчеркивает архаичность традиционных методов контроля, требующих, как правило, отключения оборудования и проведения трудоемких (иногда и с необоснованно высоким риском повреждения) испытаний. Появившиеся в последние годы новые технологии, например, тепловизионный контроль, являются хорошим примером в модернизации системы профилактическо-

го контроля оборудования, но не исчерпывают проблемы. Для обнаружения многих дефектов требуются новые методы: производительные, надежные и безопасные как для самого оборудования, так и для контролирующего персонала [1].

Как показывает практика, большой процент трансформаторов перед повреждением имели удовлетворительные характеристики твердой изоляции и масла. Это свидетельствует о недостаточной эффективности применяемых систем технического диагностирования и большом интервале времени между испытаниями. Время между появлением дефекта в изоляции и повреждением аппарата может быть существенно меньше промежутка времени между измерениями, рекомендуемого Нормами испытаний для каждого типа оборудования [2]. Поэтому периодический контроль позволяет только уменьшить вероятность повреждений оборудования. Системы непрерывного контроля избавлены от указанных недо-

статков. В мире существует несколько производителей таких устройств, все они базируются на различных методах контроля, однако эти методы неравнозначны и не одинаково эффективны. На современном этапе развития энергетики повышается актуальность вопросов диагностики силовых трансформаторов высших классов напряжения. Длительное время ведется дискуссия, в каком объеме и какими методами контролировать состояние высоковольтного оборудования. В первую очередь речь идет о диагностике оборудования посредством контроля электрической изоляции [3].

В настоящее время на подстанции 330 кВ «Днепр-Донбасс» Днепровской энергосистемы находится в эксплуатации система непрерывного контроля изоляции (СНКИ) измерительных трансформаторов тока и высоковольтных вводов, произведенная предприятием «Энергоавтоматизация», г. Запорожье. Система контролирует 30 измерительных трансформаторов тока типа ТФУМ-330, ТФРМ-330, ТФКН-330 и ТОГ-330 и 18 высоковольтных вводов типа ГМТА(Б)-150/2000 и ГМТПА(Б)-330/1000 трехфазных автотрансформаторов АДЦТН-250000/330/150. Принцип действия системы основан на непрерывном контроле изменения диэлектрических потерь и емкости основной изоляции под рабочим напряжением. Основными параметрами, по которым ведется контроль, являются: действующее значение тока комплексной проводимости изоляции, значения тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta_1$) и емкости (C_1) основной изоляции. Виды и методики контроля соответствуют нормативным документам: РД 34.45-51.300-97 – Объем и нормы испытаний электрооборудования; СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 – Нормы испытаний электрооборудования.

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ эксплуатационных факторов, влияющих на достоверность результатов, получаемых от систем непрерывного контроля изоляции трансформаторного оборудования, выработка рекомендаций и методов по исключению влияния указанных факторов на работу систем мониторинга изоляции.

МАТЕРИАЛ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В работе использованы базы данных, сформированные системой непрерывного контроля измерительных трансформаторов тока и высоковольтных вводов на подстанции 330 кВ «Днепр-Донбасс» Запорожских магистральных электрических сетей Днепровской электроэнергетической системы. В процессе эксплуатации СНКИ «Днепр-Донбасс» был выявлен ряд факторов, которые могут вносить погрешность в результаты измерений в системах непрерывного контроля. К ним можно отнести нестабильность характеристик элементов самой измерительной схемы (увлажнение поверхности и коррозия резисторов, разрядников и других элементов, температурная нестабильность элементов измерительной схе-

мы), а также помехи и различные токи влияния. Все это приводит к недостоверности информации, выдаваемой в условиях эксплуатации, а также к формированию ложных аварийных сигналов, которые не дают эксплуатационному персоналу адекватно реагировать на сигналы тревоги.

Одним из основных источников погрешности, при измерениях в эксплуатации, являются помехи. Коронные разряды на проводах, арматуре и оборудовании, частичные разряды как в контролируемом, так и в соседнем оборудовании, коммутационные перенапряжения и многое другое могут вызывать непериодические помехи в измеряемом сигнале. Основным способом фильтрации случайных непериодических помех это математическая фильтрация снятой осциллограммы. Обязательным условием корректных измерений является экранирование системы измерения и исключение влияния неэквивалентности точек заземления эталонных и контролируемых объектов [4].

Следующий фактор влияния – паразитные токи. Система СНКИ выполнена по прямой схеме включения (рис. 1), при которой система измерений находится под относительно низким напряжением (между низкопотенциальным выводом изоляции объекта и заземлением). Такой вариант наиболее часто используется при измерениях под рабочим напряжением. При этом через устройство присоединения (датчик) протекает паразитный ток, обусловленный проводимостью между проводом, подключенным к источнику высокого напряжения, и проводом от низкопотенциального вывода объекта к системе измерения. Исключить данный ток можно, заключив в заземленный экран датчик, низкопотенциальный вывод объекта и соединяющий их провод [5]. Конструкция трансформаторов тока и высоковольтных вводов подразумевает наличие таких экранов. Однако на практике встречаются случаи, когда в процессе эксплуатации, вследствие загрязнения изолятора и загрязнения изоляции низкопотенциального вывода, ток утечки по поверхности опорного изолятора попадает в схему измерения. В системах непрерывного контроля измерения ведутся непрерывно вне зависимости от условий окружающей среды. Это следует учитывать при анализе результатов измерений, полученных от СНКИ.

По результатам исследований баз данных СНКИ на некоторых трансформаторах тока установлена определенная корреляция значения тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции $\text{tg}\delta_1$ со значениями влажности окружающей среды, что свидетельствует о том, что в токе проводимости изоляции присутствует дополнительная активная составляющая, которая может быть током утечки по загрязненной поверхности изолятора. Такие явления могут возникать при атмосферных осадках, когда на поверхности фарфоровых покрышек трансформаторов тока образуется тонкая пленка воды, изменяющая ток утечки [6]. Анализ аварийных сигналов, формируемых СНКИ, позволил установить, что при тяже-

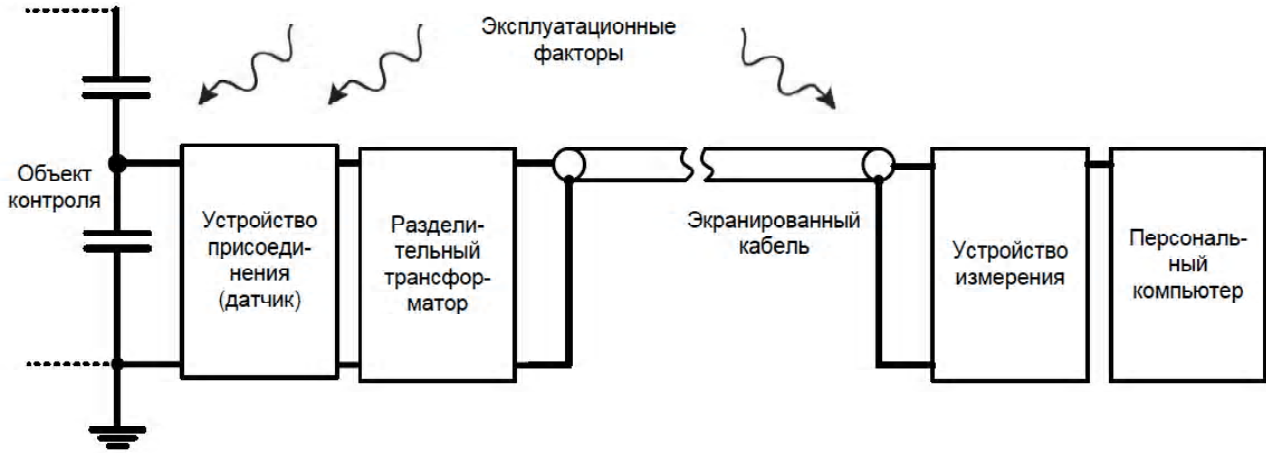


Рис. 1. Структурная схема включения СНКИ

лых погодных условиях (влажность окружающей среды более 90 %, намерзание льда, увлажнение поверхности опорного изолятора и т. д.) возможно искажение результатов контроля $\text{tg}\delta_1$ вследствие образования дополнительных паразитных составляющих тока проводимости по поверхности изоляторов. На рис. 2 представлен график суточных колебаний $\text{tg}\delta_1$ герметичного трансформатора тока типа ТФУМ-330, 1989 г. выпуска. На графике видно, что фазы роста совпадают с ростом влажности окружающей среды.

Еще одним примером паразитного влияния, является разгерметизация устройства присоединения (датчика), которая приводит к образованию конденсата внутри него и шунтированию паразитными активно-емкостными связями. В процессе анализа суточных колебаний $\text{tg}\delta_1$ на ряде трансформаторов была выявлена связь роста сопротивления измерительного элемента с ростом влажности окружающей среды, что свидетельствует о разгерметизации датчиков и внесении ими погрешности в результаты измерений. Проведенные лабораторные испытания типового резистивного датчика, используемого в СНКИ, позволили сделать предположение, что причиной искажений является увлажнение воздушного искрового промежутка, являющегося частью конструкции датчика.

К перечисленным эксплуатационным факторам влияния следует добавить влияние разделительных трансформаторов. В выбранном варианте схемы СНКИ входы системы автоматического контроля превращаются в части цепей заземляющих проводников измерительных выводов, поэтому к этим частям предъявляются такие же требования, как и ко всей цепи заземления. Выполнение указанных требований реализуется за счет сочленения частей заземляющего проводника по второму классу соединений [7]. К этому классу относятся болтовые контактные соединения.

С целью исключения разрыва цепи заземления во время проведения контроля применена схема (рис.3), в которой измерительный вывод аппарата (центральная жила коаксиального кабеля РК50-7-11) замыкается на землю через первичную обмотку разделительного транс-

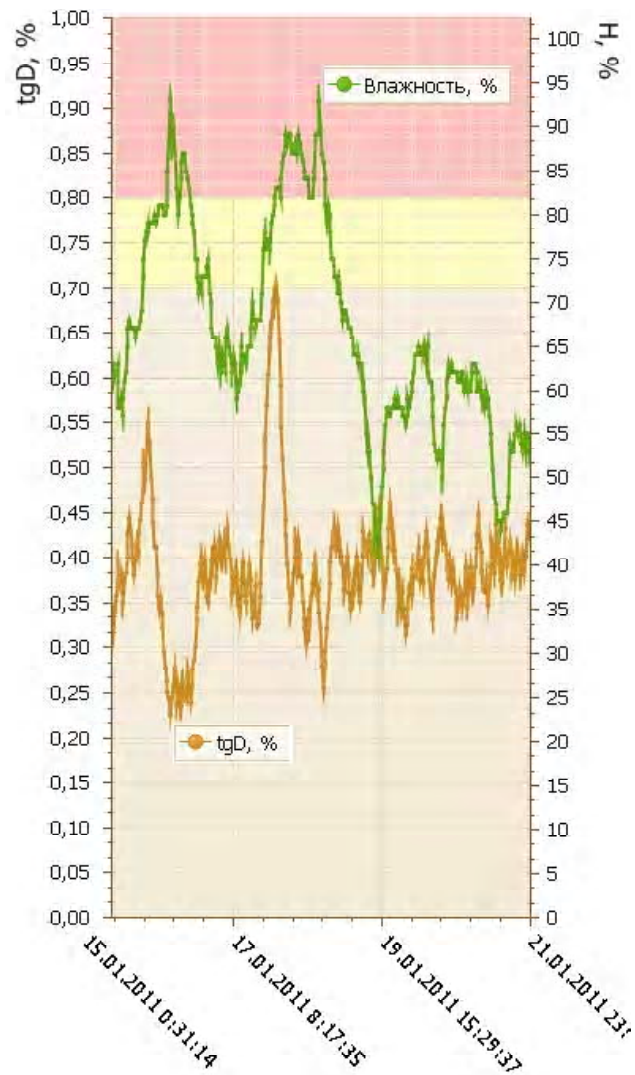


Рис. 2. Влияние влажности окружающей среды на значения $\text{tg}\delta_1$

форматора тока (РТТ). Первичная обмотка РТТ выполнена медным проводом с сечением 2,5 мм² и защищена от импульсных перенапряжений разрядниками с поро-

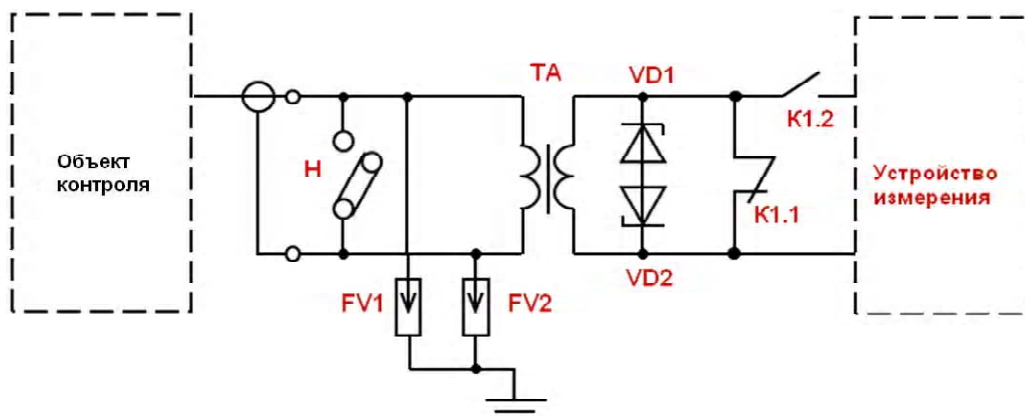


Рис. 3. Входной каскад СНКИ с РТТ: Н – накладка, замыкаемая при проведении ремонтных работ; FV1, FV2 – защитные разрядники; TA – разделительный трансформатор; VD1, VD2 – защитные стабилитроны для случая отказа контактов реле K1, используемого в схеме поочередного переключения каналов измерения

гом срабатывания 230 В [8]. Первичная обмотка РТТ закорачивает центральную жилу кабеля РК50-7-11 с его экранной оплеткой, которая заземляется в месте установки датчика.

Для обеспечения необходимой точности контроля характеристик изоляции все РТТ проходят лабораторные испытания, при которых устанавливается зависимость угловой и токовой погрешностей от величины тока проводимости изоляции. В дальнейшем, полученные характеристики используются системой непрерывного контроля для коррекции значений амплитуды и фазы сигнала тока проводимости изоляции, полученного с вторичной обмотки РТТ. Как показал опыт эксплуатации РТТ, реальные погрешности трансформаторов могут отличаться от погрешностей, полученных при лабораторных испытаниях из-за ряда факторов.

В соответствии с [9], номинальная токовая погрешность трансформатора тока:

$$f_{ин} = \frac{I_2 - I_{2н}}{I_{2н}} \cdot 100, \quad (1)$$

может быть представлена в виде:

$$f_{ин} = \frac{33,8 l_m z_2^{0,6} I_{2н}^{1,2}}{(I_1 / I_{1н})^{0,4} f^{0,6} F_{1н}^{1,6} S_m^{0,6}} \sin(\psi + \alpha) \cdot 100, \quad (2)$$

где l_m – средняя длина магнитного потока в магнитопроводе, м; z_2 – сопротивление ветви вторичного тока (полное сопротивление вторичной цепи и вторичной обмотки), Ом; $I_{2н}$ – номинальный вторичный ток, А; I_2 – действительный вторичный ток, А; I_1 – действительный первичный ток, А; $I_{1н}$ – номинальный первичный ток, А; f – частота переменного тока, Гц; $F_{1н}$ – номинальная первичная м.д.с. ($F_{1н} = I_{1н} \omega_1$, где ω_1 – количество витков первичной обмотки); S_m – действительное сечение магнитопровода, м²; ψ – угол потерь; α – фазовый сдвиг между вторичной ЭДС и вторичным током, °.

Формула угловой погрешности трансформатора тока, в соответствии с [9] имеет вид

$$\delta = \frac{119332 I_m z_2^{0,6} I_{2н}^{1,2}}{(I_1 / I_{1н})^{0,4} f^{0,6} F_{1н}^{1,6} S_m^{0,6}} \cos(\psi + \alpha) \quad (3)$$

Таким образом, на погрешности влияют первичный ток и вторичная (внешняя) нагрузка.

Первичный ток – ток проводимости основной изоляции высоковольтных аппаратов. Данный параметр при эксплуатации ввода является величиной практически неизменной и зависит от напряжения, приложенного к вводу и характеристик его изоляции. Полученная при лабораторных испытаниях ($z_2 = 20$ Ом, $\cos\varphi = 1$) зависимость угловой погрешности РТТ (зав. № 006) в сантирадианах от первичного тока приведена на рис. 4.

При колебании рабочего напряжения ввода в диапазоне $\pm 10\%$, ток проводимости изоляции будет колебаться в таких же пределах. При этом, если величина тока при номинальном напряжении составляет 25 мА, то угловая погрешность будет изменяться в соответствии с табл. 1.

Разница составляет 0,013 сантирадиан, поэтому влияние первичного тока на угловую погрешность РТТ можно не учитывать при эксплуатационном контроле. Изменение емкости ввода более чем на 5% является признаком частичного отказа ввода, что также вызовет пропорциональное изменение величины тока проводимости, но не окажет существенного влияния на угловую погрешность РТТ.

Измеренная при лабораторных испытаниях ($z_2 = 20$ Ом, $\cos\varphi = 1$) зависимость токовой погрешности РТТ (зав. № 006) от первичного тока приведена на рис. 5.

Погрешности при изменении тока в пределах $\pm 10\%$ будут изменяться на 0,003% (табл. 2). Данными колебаниями также можно пренебречь.

Таблица 1. Изменения угловой погрешности

Ток проводимости изоляции (I_1), мА	22,5	25	27,5
Угловая погрешность РТТ (δ), срад	0,279486	0,273097	0,266854

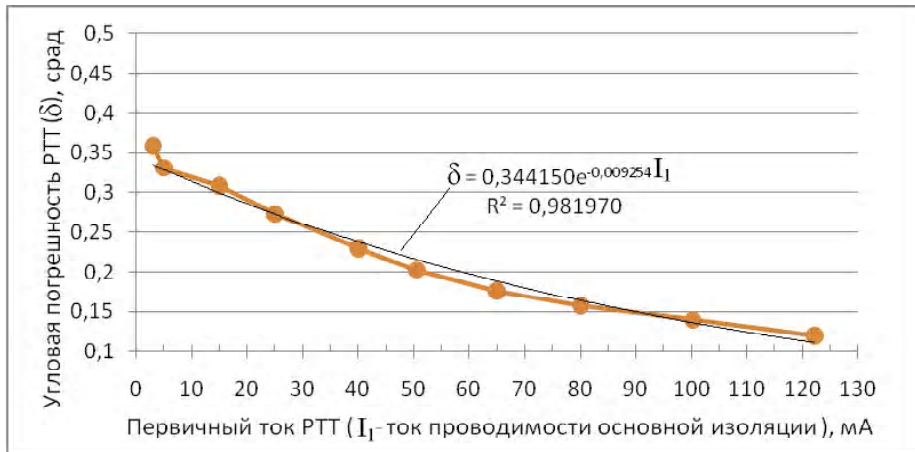


Рис. 4. Зависимость угловой погрешности РТТ от первичного тока

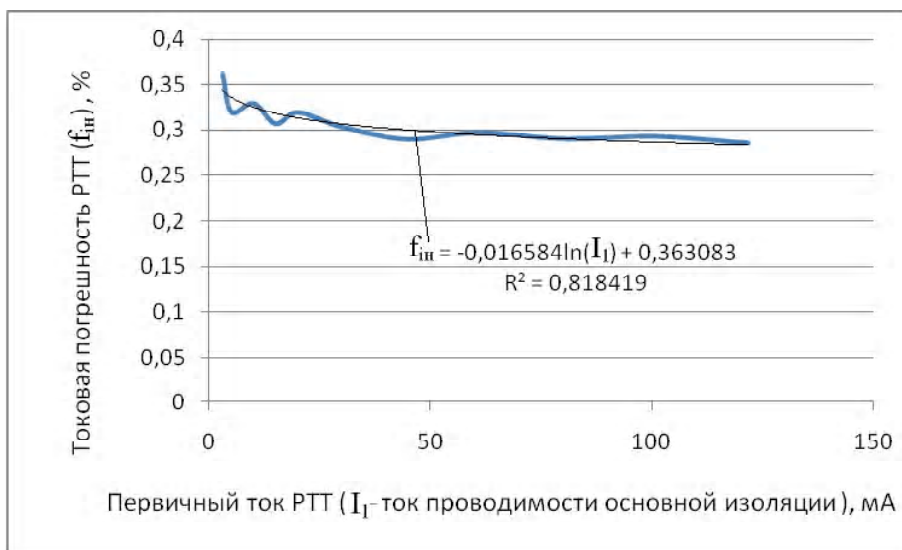


Рис. 5. Зависимость токовой погрешности РТТ от первичного тока

Таблица 2. Изменения токовой погрешности

Ток проводимости изоляции (I_1), мА	22,5	25	27,5
Токовая погрешность РТТ ($f_{ит}$), %	0,311448	0,309701	0,308121

Исходя из вышесказанного, для учета погрешности, вносимой каждым РТТ в цепь контроля характеристик изоляции конкретного аппарата, достаточным является получение токовой и угловой погрешности РТТ в одной точке (рабочее значение тока проводимости основной изоляции).

Увеличение вторичной (внешней) нагрузки обуславливает возрастание вторичной ЭДС, что приводит к повышению индукции, а соответственно и м.д.с. намагничивания, что в свою очередь увеличивает токовую и угловую погрешности трансформатора тока [9].

В эксплуатации шкафы с РТТ монтируются на бетонных опорах в непосредственной близости к объектам контроля. Вторичные обмотки РТТ соединяются с измерительными входами СНКИ коаксиальными кабелями

типа RG58, имеющими следующие характеристики: погонная электрическая емкость – 100 ± 2 пФ/м; погонное сопротивление внутреннего проводника – 38,5 Ом / км; погонное сопротивление внешнего проводника – 16,5 Ом / км. Удаленность объектов контроля от устройства измерения достигает 355 метров.

Полное сопротивление кабеля составляет:

$$z_k(l) = \frac{r_k(l) \cdot x_{ck}(l)}{\sqrt{r_k^2(l) + x_{ck}^2(l)}}, \quad (4)$$

где l – длина кабеля, м; r_k – активное сопротивление кабеля, Ом; x_{ck} – емкостное сопротивление кабеля, Ом.

При частоте 50 Гц: $r_k(l) = (0,0385 + 0,016) \cdot l$, $x_{ck}(l) = (2 \pi \cdot 50 \cdot 100 \cdot 10^{-12} \cdot l)^{-1}$ и полное сопротивление кабеля $z_k(l) = 19,5$ Ом.

Таким образом, при длине кабеля 355 м, появляется дополнительное вторичное сопротивление для РТТ (4) – 19,5 Ом, что практически вдвое увеличивает его вторичную нагрузку в эксплуатации. Такие влияния эксплуата-

ционных параметров необходимо учитывать. Полученные величины являются теоретическими и приводятся для качественного объяснения необходимости учета эксплуатационных факторов. Реальные величины погрешностей получают экспериментальными замерами для каждого конкретного РТТ.

РЕКОМЕНДАЦИИ

В связи с тем, что сторонние влияния на результаты измерений носят не постоянный, а быстроизменяющийся во времени характер, с целью исключения влияния помех целесообразно увеличивать число анализируемых периодов тока проводимости и количество измерений в каждом цикле управляющей программы. В системе СНКИ «Днепр-Донбасс» были произведены следующие модификации: увеличено число анализируемых периодов тока проводимости с 25 до 50; увеличено число проводимых измерений с одного до трех в каждом цикле, конечный результат при этом выводится по принципу мажоритарной выборки «два из трех».

При отключении объектов контроля рекомендуется производить проверку герметизации датчиков (состояние входной изолирующей втулки, плотность прилегания прокладки между корпусом и крышкой, состояние лакокрасочного покрытия). Кроме того, система должна иметь схему измерения, позволяющую учитывать температурную нестабильность элементов датчика. Как вариант, может использоваться схема, с двойным измерением тока. Первое измерение с прецизионным шунтом на входе АЦП (который размещен в шкафу со стабильными температурными условиями), второе без шунта. Дальнейший математический расчет позволит получить реальное сопротивление резистивного датчика, и, соответственно, исключить влияние его температурной нестабильности [4].

Для устранения влияния паразитных токов система должна иметь алгоритм распознавания подобных ситуаций и информирования о них персонала подстанции. Ток утечки по поверхности изолятора зависит от степени загрязнения поверхности изоляционной конструкции и от ее увлажненности. Алгоритм распознавания основывается на корреляции суточных изменений $\text{tg}\delta_1$ и влажности окружающей среды. Основным способом снижения погрешности измерения по этой причине является очистка поверхности и проверка заземления экранирующей конструкции.

При использовании РТТ в цепях измерения необходимо учитывать реальные погрешности трансформаторов, которые определяются условиями эксплуатации и могут отличаться от зависимостей угловой и токовой погрешностей, полученных в лабораторных условиях.

ВЫВОДЫ

Как показывают результаты эксплуатации, разработанные и реализованные в системе СНКИ принципы непрерывного контроля в сочетании с корректными методами и схемами измерения, предоставляют производи-

телям и потребителям высоковольтного электрооборудования эффективный аппарат для диагностики и предотвращения аварийных отказов оборудования. При этом, для повышения достоверности результатов контроля, должны учитываться эксплуатационные факторы, влияющие на работу систем мониторинга изоляции.

Следует отметить, что системы непрерывного контроля трансформаторного оборудования под рабочим напряжением достаточно новы, внедрение их на объектах энергетики находится в начальной стадии и, как следствие, мало представлена информация об опыте использования таких систем. Поэтому исследования, проведенные в данной статье, могут представлять практическую ценность, как для разработчиков, так и для персонала, эксплуатирующего системы непрерывного контроля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Живодерников С. В. Разработка методики и аппаратуры регистрации частичных разрядов в электрооборудовании под рабочим напряжением : дис. канд. техн. наук: 05.14.12 / Живодерников Сергей Валентинович. – Новосибирск, 2004. – 163 с.
2. Нормы испытаний электрооборудования: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2007. – 262 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми).
3. Спица А. Г. Системы непрерывного контроля изоляции электрооборудования подстанций / Спица А. Г. // Электрические сети и системы. – 2011. – № 5. – С. 65–73.
4. Сахно А. А. Источники погрешности при контроле характеристик основной изоляции трансформаторов тока и вводов 330–750 кВ под рабочим напряжением / [Сахно А. А., Рассальский А. Н., Конограй С. П. и др.] // Сборник тезисов Трансформаторостроение-2009. – Запорожье, 2009. – С. 67–70.
5. Сви П. М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения / Сви Павел Максимович. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 128 с.
6. Шинкаренко Г. В. Контроль опорных трансформаторов тока и вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением в энергосистемах Украины / Шинкаренко Г. В. // Электрические станции. – 2001. – № 5 – С. 56–62.
7. Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования: ГОСТ 10434-82. – [Действует с 1983-01-01]. – М. : Стандартинформ, 2007 – 15 с. – (Государственный стандарт Союза ССР).
8. Шинкаренко Г. В. Технические требования к системам непрерывного контроля трансформаторов тока 330–750 кВ под рабочим напряжением / Шинкаренко Г. В. // Материалы заседания электроэнергетической секции научно-технического совета НЭК «Укрэнерго» по теме: «Вимірювальні оливнонаповнені трансформатори струми і напруги 110–750 кВ.

Діагностика. Рекомендації щодо продовження ресурсу». – Вінниця, 2008. – С. 14–36.

9. Афанасьев В. В. Трансформаторы тока / [Афанасьев В. В., Адоньев Н. М., Кибель В. М. и др.]. – 2-е изд.,

перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.

Стаття надійшла до редакції 14.01.2013.

Після доробки 28.01.2013.

Спица А. Г.

Аспірант, Запорізький національний технічний університет, Україна

ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ ФАКТОРИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА РОБОТУ СИСТЕМ БЕЗПЕРЕРВНОГО КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ

У статті проаналізовані результати роботи системи безперервного контролю ізоляції вимірювальних трансформаторів струму й високовольтних уведень на підстанції 330 кВ «Дніпро-Донбас» Дніпровської електроенергетичної системи. Розглянуто експлуатаційні фактори, що впливають на вірогідність результатів. Проведено докладне дослідження погрешностей, що вносяться розділовими трансформаторами. Вироблено рекомендації та методи по виключенню впливу експлуатаційних факторів на роботу систем моніторингу ізоляції.

Ключові слова: трансформатор, безперервний контроль ізоляції, діагностика стану, експлуатаційний фактор.

Spitsa A. G.

Graduate student, Zaporozhye National Technical University, Ukraine

OPERATIONAL FACTORS AFFECTING THE PERFORMANCE OF CONTINUOUS MONITORING SYSTEM OF TRANSFORMER EQUIPMENT INSULATION

To ensure the required level of high voltage electrical networks reliability, special attention should be paid to the equipment technical condition monitoring and diagnosis. The periodic monitoring can only reduce the probability of device damaging. The time period between the insulation defect appearance and the device damage can be considerably less than the time interval between measurements recommended by the Testing norms and recommendations for each type of equipment. This demonstrates the lack of effectiveness of the systems of technical diagnostics and large time interval between tests. Continuous monitoring systems are free from these disadvantages. The article covers the results of the insulation continuous monitoring of current transformers and bushings at substation 330 kV «Dnipro-Donbass» Dnieper Power System. Operational factors affecting the reliability of the results are considered, and detailed analysis of errors caused by isolating transformers is given. The article describes methods and recommendations elaborated for mitigation of operational factors impact on the insulation continuous monitoring system. It should be noted that systems of continuous monitoring of transformer equipment under operating voltage are relatively new. Their implementation at the power facilities is at the initial stage. As a result, there is no reliable information on such systems operating experience. Therefore, the investigations covered by this article can be of practical value for both continuous monitoring system developers and operating personnel.

Keywords: transformer, insulation continuous monitoring, condition monitoring and diagnosis, operational factors.

REFERENCES

- Zhivodernikov S. V. Razrabotka metodiki i apparatury registratsii chastichnykh razryadov v elektrooborudovanii pod rabochim napryazheniem: dis. kand. tehn. nauk: 05.14.12 / Zhivodernikov Sergey Valentinovich. Novosibirsk, 2004, 163 p.
- Normy ispytaniy elektrooborudovaniya : SOU-N EE 20.302:2007. , Ofits. vid. , K. : GRIFRE : M-vo paliva ta energetiki Ukrainyi, 2007, 262 p. (Normativniy dokument MInpalivenergo Ukrainyi. Normi).
- Spitsa A. G. Sistemy nepreryvnogo kontrolya izolyatsii elektrooborudovaniya podstantsiy, *Elektricheskije seti i sistemy*, 2011, No. 5, pp. 65–73.
- Sakhno A. A., Rassalskiy A. N., Konogray S. P., dr. Istochniki pogreshnosti pri kontrole harakteristik osnovnoy izolyatsii transformatorov toka i vvodov 330–750 kV pod rabochim napryazheniem, *Sbornik tezisov Transformatorostroenie-2009*. Zaporozhe, 2009, pp. 67–70.
- Svi P. M. Kontrol izolyatsii oborudovaniya vyisokogo napryazheniya, 2-e izd., pererab. i dop. Moscow, Energoatomizdat, 1988, 128 p.
- Shinkarenko G. V. Kontrol opornykh transformatorov toka i vvodov silovykh transformatorov pod rabochim napryazheniem v energosistemah Ukrainyi, *Elektricheskije stantsii*, 2001, No. 5, pp. 56–62.
- Soedineniya kontaktnyie elektricheskije. Klassifikatsiya. Obschie tehnikheskie trebovaniya: GOST 10434-82., [Deystvuet s 1983-01-01]., Moscow, Standartinform, 2007, 15 p. (Gosudarstvenniy standart Soyuza SSR).
- Shinkarenko G. V. Tehnikheskie trebovaniya k sistemam nepreryvnogo kontrolya transformatorov toka 330–750 kV pod rabochim napryazheniem, *Materialyi zasedaniya elektroenergeticheskoy sekti nauchno-tehnikheskogo soveta NEK «Ukrenergo» po teme: «Vimiryuvalni olivonapovneni transformatori strumi i naprugi 110–750 kV*. Diagnostika. Rekomendatsiyi schodo prodovzhennya resursu», Vinnitsa, 2008, pp. 14–36.
- Afanasev V. V., Adonev N. M., Kibel V. M. i dr. Transformatory toka, 2-e izd., pererab. i dop., Leningrad, Energoatomizdat, 1989, 416 p.