

Срок службы силовых трансформаторов определяется сроком службы его изоляционной системы, поэтому к ее состоянию приковано особое внимание служб эксплуатации. Влага в изоляции не только ухудшает ее диэлектрические характеристики, но и становится катализатором деструктивных химических процессов.

Разработаны специальные системы, позволяющие осуществлять сушку изоляции без вывода трансформатора из работы и без участия персонала.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Новейшие технологии повышения эффективности



**Светлана
Высогорец,**
д.т.н.,
руководитель
направления
мониторинга
и управления
техническим
состоянием
трансформаторного
оборудования



**Сергей
Редькин,**
заместитель
генерального
директора по
стратегическому
развитию
и инновациям

АО «НПО «Стример», г. Санкт-Петербург

Современный парк трансформаторов работает в большей своей части с превышением нормативного срока эксплуатации. Элементом, определяющим ресурс трансформаторов, является целлюлозная изоляция, от состояния которой зависит работоспособность и долговечность оборудования.

Увлажненность изоляционной системы – один из ключевых факторов, влияющих на надежность и эффективность эксплуатации трансформаторов. Развитие технологий мониторинга и автоматизированного управления техническим состоянием данного функционального узла – актуальная задача современного энергопроизводства.

ВЛИЯНИЕ ВЛАГИ НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА

В твердой изоляции нового трансформатора обычно содержится около 0,5–0,8% влаги [1], количество которой в ходе эксплуатации растет. Главным источником воды в трансформаторе является атмосферная влага, проникающая через несовершенные системы защиты от увлажнения и дефектные уплотнения под воздействием градиента давления [2].

Вторым источником появления воды в трансформаторе являются процессы старения твердой изоляции и масла, где влага является одним из продуктов старения [2, 3].

Вода растворяется в масле в небольших количествах, а ее растворимость зависит от температуры и химического состава масла [4]. Увлажнение твердой изоляции трансформаторов в эксплуатации происходит путем миграции влаги из масла. При этом насыщающее значение влагосодержания целлюлозной изоляции, в отличие от масла, практически не зависит от температуры и составляет около 17% [3].

Влага в трансформаторе оказывает влияние на электрическую прочность и диэлектрические характеристики изоляции, в том числе влага влияет на снижение напряжения начала образования частичных разрядов (ЧР).

Ухудшение диэлектрических свойств изоляции зачастую сопровождается повышением теплового выделения и может приводить к местному перегреву изоляции, тепловому пробоем [5].

Также влагосодержание изоляции ограничивает предел нагрузки трансформатора из-за снижения температуры образования пузырьков воздуха [1, 6].

Повышенное влагосодержание оказывает влияние на скорость температурного старения. Так, изоляция с влажностью 3% будет стареть в 30 раз быстрее, чем изоляция с влажностью 0,3%, т. е. скорость разложения бумаги приблизительно пропорциональна количеству содержащейся в ней воды [3, 7].

Соответственно расчетный срок эксплуатации трансформатора будет зависеть от увлажненности твердой изоляции и температуры его эксплуатации [8].

Расчетный срок службы трансформатора при температуре эксплуатации 90°C и влажности изоляции 1% будет в 6 раз больше срока эксплуатации трансформатора при той же температуре эксплуатации, но с влажностью изоляции 3%.

АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ УВЛАЖНЕННОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Подавляющая масса влаги располагается в бумажной изоляции, влияя на ее электрические характеристики, химическую стойкость и механическую прочность [9], поэтому анализ влагосодержания масла с последующей оценкой влагосодержания твердой изоляции имеет большое значение для описания состояния электрооборудования.

Согласно [10] при содержании влаги в масле 20–25 г/т влагосодержание твердой изоляции составит 2,5–4%. При этом, согласно требованиям стандарта [11], влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла, проба которого отобрана из трансформатора, прогретого до 60°C, не превышает 10 г/т.

Учитывая температурную зависимость растворимости влаги в масле, при косвенной оценке увлажненности твердой изоляции по анализу жидкого диэлектрика принципиальное значение имеет температура отбора пробы. Наибольшая достоверность достигается при отборах проб масла после длительной работы трансформатора при большой нагрузке.

В соответствии с [11] допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, – не выше 1%, а эксплуатируемых трансформаторов – не выше 2% по массе. Для трансформаторов, отработавших установленные нормативно-технической документацией сроки, допускается значение влагосодержания твердой изоляции трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, 2%, а эксплуатируемых трансформаторов – 4% по массе.

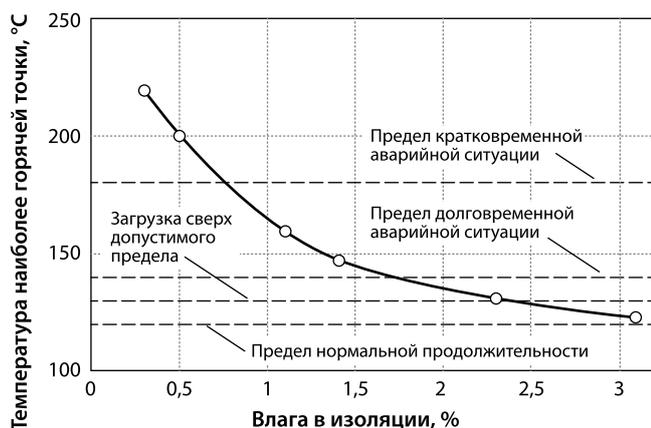
По физическому состоянию влага в твердой изоляции трансформаторов подразделяется на адсорбированную мономолекулярно и полимолекулярно [12, 13]. Первое (мономолекулярное) состояние адсорбированной влаги характеризуется связью ее молекул преимущественно непосредственно с молекулами целлюлозы. Второе состояние (полимолекулярное) характеризуется связью молекул воды с молекулами воды же, принадлежащими последующим (после мономолекулярного) слоям.

Граница между двумя вышеуказанными состояниями приходится на среднюю концентрацию влаги около 4% по массе, что соответствует завершению образования мономолекулярного слоя. Мономолекулярная влага и ионы примесей в ней, обуславливающие электропроводность материала, энергетически более сильно связаны с целлюлозой, чем полимолекулярная влага, и поэтому слабее сказываются на электрических характеристиках изоляции [12].

При температуре около 20°C кривая зависимости электрических характеристик – электропроводности и тангенса угла диэлектрических потерь – от влаги начинает быстро возрастать при влажности изоляции 3–4%, то есть при появлении полимолекулярных слоев влаги.

Влияние влажности изоляции на температуру образования пузырьков [6]

Рис. 1 •



При температуре изоляции порядка 60°C зависимость этих характеристик от влаги значительная уже при влагосодержании около 1%. Исходя из этого, превышение предельного значения влагосодержания твердой изоляции 4% соответствует массовому переходу адсорбированной влаги от монослойной к полислойной адсорбции и к существенному ухудшению диэлектрических свойств изоляции, что связано также с уменьшением электрической прочности маслобарьерной изоляции в целом [13, 14].

Вместе с этим негативное действие влаги в изоляции трансформатора связано с образованием пузырьков газа и пара, выделяющихся из изоляции в масло при ее перегреве от токов нагрузки в обмотках. Негативное воздействие состоит в том, что остаточная и приобретенная влага находится в изоляции в адсорбированном состоянии внутри целлюлозных волокон.

У нагруженного трансформатора из-за нагрева изоляции влага частично десорбируется (тем более, чем больше трансформатор нагружен) в микрокапилляры волокон, образуя в них пар, давление которого сравнимо с атмосферным давлением [12].

Как было обнаружено [15], температура, при которой начинают появляться пузырьки, зависит от содержания влаги в изоляции, причем у очень сухой изоляции она превышает 200°C, а у чрезмерно влажной она понижена до 100°C (для трансформаторов с пленочной защитой, где содержание адсорбированного газа мало).

Наряду с водяным паром из изоляции может выделяться (у трансформаторов с азотной защитой или свободным дыханием) в пузырьках адсорбированный газ (воздух или азот). Это дополнительно снижает температуру, при которой выделяются пузырьки, до 60°C (при влажной изоляции) [12].

У трансформаторов с остаточной концентрацией влаги, соответствующей обычным условиям сушки (до 1%), температура, при которой выделяются пузырьки, составляет 130–150°C (рис. 1).

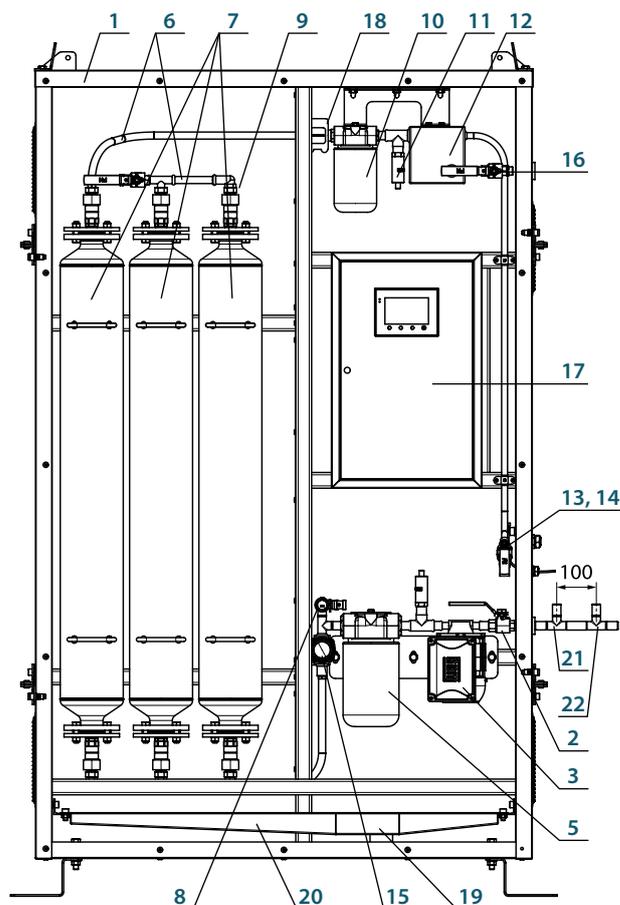
Соответственно образованию пузырьков влияет на снижение электрической прочности масляного промежутка (между витками обмотки или между обмоткой и ближайшим барьером) маслобарьерной изоляции. Для недопущения газовыделения, то есть появления «пузырькового эффекта», СИГРЭ и МЭК рекомендуют придерживаться влажности изоляции трансформаторов в процессе эксплуатации не более 2%, что в свою очередь снижает риски образования внутренних коротких замыканий [12].

Согласно указанным выше исследованиям и рекомендациям, трансформаторы со сверхнормативным сроком эксплуатации, работающие в условиях высоких нагрузок и имеющие влагосодержание изоляции 2,5–3%, требуют дополнительного контроля и поиска инженерных решений для повышения надежности их изоляции.

При этом допустимое влагосодержание твердой изоляции по условиям запаса электрической прочности не должно превышать 1,5–2% [10].

Общий вид и основные составные части АСУ СИТО TRANSEC

Рис. 2 •



- 1 – рама; 2 – впускной шаровый кран; 3 – насос;
- 4 – датчик влагосодержания и температуры масла на входе;
- 5 – фильтр предочистки масла (10 мкм);
- 6 – соединительные трубопроводы;
- 7 – резервуары адсорбции; 8 – прободоотборный кран на входе;
- 9 – воздухоперепускной кран между 1 и 2 резервуарами;
- 10 – фильтр тонкой очистки (3 мкм);
- 11 – датчик влагосодержания и температуры масла на выходе;
- 12 – деаэрактор; 13 – воздухоперепускной кран деаэратора;
- 14 – прободоотборный кран на выходе;
- 15 – индикатор потока; 16 – выпускной шаровый кран;
- 17 – шкаф блока мониторинга и управления (ШМУ);
- 18 – расходомер; 19 – поплавковый датчик уровня;
- 20 – поддон; 21, 22 – точки подключения систем мониторинга АРГ проточного типа (под заказ).

СОВРЕМЕННАЯ АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЕМ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ – АСУ СИТО

Для повышения эффективности и надежности эксплуатации трансформаторов разработано современное гибридное цифровое решение – АСУ СИТО TRANSEC (от англ. Transformer security – безопасность трансформатора).

Система предназначена для проведения мониторинга и восстановления (осушки) изоляции работающего трансформатора в течение 24 часов в сутки без участия обслуживающего персонала.

В состав АСУ СИТО TRANSEC входят резервуары адсорбции специальной конструкции, наполненные молекулярными ситами (один комплект из трех цилиндров позволяет удалить до 12 литров воды), а также система мониторинга состояния изоляции и автоматического управления режимами работы модулей системы (рис. 2).

► • Таблица 1 Результаты ОПЭ цифровой технологии TRANSEC

Организация	Тип трансформатора (дисп. №)	Количество удаленной воды из изоляции, кг
ООО «Газпром энерго» Саратовский филиал ПС-35 кВ «Латухино-2»	ТДНС-10000/35 (Т-2)	5,7 кг (за 10 месяцев)
ООО «Газпром энерго» Южно-Уральский филиал, ПС-110/10/6 кВ «Гелий-2»	ТРДЦН- 80000/110/-75У1 (ЗТ)	2,9 кг (за 9 месяцев)
ООО «БГК» Приуфимская ТЭЦ (ПП Павловская ТЭЦ)	ТРДЦН-63000/110-У1Б (ЗТ)	2,86 кг (за 3 месяца)
ООО «БГК» Затонская ТЭЦ	ТДЦ-125000/220-УХЛ1 (Т-3)	7,04 кг (за 3 месяца)
ПАО «Россети Московский регион» ПС «Чертаново»	ТРДЦН-63000/110 (Т-3)	4,7 кг (за 7 месяцев)
Металлургический завод Петросталь (всего опробовано на 7 объектах)	ЭТЦНВ-20000/10	1,8 кг (за 1 месяц)
	УТМРУ-3500/10	4,2 кг (за 6 месяцев)
Республика Казахстан, ГРЭС Топар	ТДЦ-125000/110	22 кг (за 9 месяцев)

Дополнительно АСУ СИТО TRANSEC имеет точки подключения систем анализа растворенных в масле диагностических газов.

Наличие в АСУ СИТО TRANSEC системы самодиагностики, позволяет технологии работать в полностью автоматическом режиме без участия человека. При этом данная технология предусматривает обработку изоляции трансформаторов щадящими методами (без негативного воздействия высоких температур и вакуума).

АСУ СИТО TRANSEC прошла успешную апробацию (табл. 1) на крупных производственных объектах. Система особенно рекомендована к применению на маслонаполненных силовых трансформаторах (автотрансформаторах, реакторах) напряжением 110 кВ и выше (независимо от способа защиты масла), имеющих срок эксплуатации 25 лет и более, как способ сдерживания роста уровня их физического износа (ухудшения технического состояния ресурсопределяющего функционального узла – обмоток) и рисков отказов.

Нарращивание в системе эксплуатации и ТОиР доли работ с применением технологий гибридного автоматического мониторинга и восстановления изоляции трансформаторов под нагрузкой будет способствовать:

- поддержанию/улучшению технических параметров трансформаторов, в том числе снижению темпов их физического износа;
- обеспечению нагрузочной способности трансформаторов со сверхнормативным сроком эксплуатации в питающих центрах;
- обеспечению надежного электроснабжения потребителей;
- снижению затрат на эксплуатацию;
- созданию безопасных условий труда для персонала, обслуживающего оборудование;
- перераспределению средств, предназначенных на проведение ремонтных работ по обработке изоляции трансформаторов, на проведение мероприятий по поддержанию нормативного состояния другого оборудования;
- созданию условий развития риск-ориентированной модели управления активами.

ВЫВОДЫ

Влага в изоляции трансформатора является важным фактором, влияющим на его надежность и долговечность эксплуатации.

Повышенное влагосодержание воздействует на электроизоляционные характеристики трансформатора, скорость температурного старения его изоляции и нагрузочную способность.

Предложена современная гибридная цифровая система мониторинга и восстановления изоляции трансформатора – АСУ СИТО TRANSEC.

Данная система позволяет оптимизировать операционные расходы при организации эксплуатационно-ремонтной деятельности, а также уменьшить долю использования человеческого труда в действующих электроустановках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Субоч Я. Вода в изоляции обмоток силовых трансформаторов. Причины, последствия, методы исследования // Конференция «Современные технологии контроля и оценки технического состояния высоковольтного оборудования под напряжением». ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», 2020.
2. Fabre J., Pichon A. Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers. CIGRE. 1960. Paper 137.
3. Силовые трансформаторы: справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. 616 с.
4. Griffin P., Sokolov V., Vanin B. et al. Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems // Technical Brochure CIGRE WG A2.30. 2008. Vol. 3.
5. Кучинский Г.С., Кизиветтер В.Е., Пингаль Ю.С. Изоляция установок высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
6. Frimpong G. K., Perkins M., Fazlagic A., Gafvert U. Estimation of Moisture in Cellulose and Oil Quality of Transformer Insulation using Dielectric Response Measurements // Doble Client Conference. 2001. Paper 8M.
7. Background information on high temperature insulation for liquid-immersed power transformers: WG report / IEEE PES Transformers Committee. Insulation life Subcommittee. WG on high temperature insulator liquid-immersed power transformers // IEEE Transaction on Power Delivery. 1994. Vol. 9, № 4.
8. Lundgaard L.E., Hansen W., Linhjell D., Painter T.J. Ageing of oil-impregnated paper in power transformers // IEEE PWRD, 2003.
9. Аракелян В.Г. Диагностика состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования по влагосодержанию масла // Электротехника. 2004. № 3. С. 2–13.
10. Жунин А.М., Николаев А.Г., Скворцов С.С. Определение влагосодержания в твердой изоляции трансформатора на основе влагосодержания в масле // Russian Internet Journal of Electrical Engineering. 2015. Vol. 2, no. 4. С. 84–91.
11. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования: Стандарт организации. ПАО «Россети», 2017. 241 с.
12. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Неклепаев Б.Н. Показатели состояния изоляции для оценки возникновения внутренних коротких замыканий в силовых трансформаторах // Электрические станции. 2003. № 2.
13. Ломец Ю.А., Журкевич В.В. Внутренние короткие замыкания в силовых трансформаторах // Актуальные проблемы энергетики: Материалы студенческой научно-технической конференции. Минск: БНТУ, 2018. С. 481–482.
14. Вайда Д. Исследование повреждений изоляции. М.: Энергия, 1968.
15. Oommen T.V., Pertie E.M., Lidgren S.R. Bubble Generation in Transformer Windings under Overload Conditions // Sixty-second Annual International Conference of Doble Clients. 1995. March.