

**ВЫВОДЫ**

*Твердая изоляция маслонаполненных трансформаторов является важным ресурсопределяющим элементом. Обеспечение оптимальной увлажненности изоляционной системы трансформатора существенно влияет как на срок ее службы и безаварийность эксплуатации, так и на возможность создания необходимых сетевых режимов.*

Подтверждена необходимость разработки методов онлайн осушки изоляции работающих транс-

форматоров. Определены основные требования для автоматических систем управления состоянием изоляции трансформаторного оборудования — АСУ СИТО, в соответствии с которыми проведено усовершенствование английской технологии «TRANSEC», прошедшее успешную апробацию на действующих электроустановках. Определена область применения АСУ СИТО, внедрение которых позволит повысить надежность и эффективность эксплуатации трансформаторного оборудования. **Р**

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Андриенко П.Д., Сахно А.А., Когонрай С.П., Скрупская Л.С. Особенности непрерывного контроля характеристик влагосодержания изоляции маслонаполненного электрооборудования // Электротехника та електроенергетика, № 2, 2014. С. 32–40.
2. Брай И.В. Регенерация трансформаторных масел. М.: Химия, 1972. 168 с.
3. Силовые трансформаторы: справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоиздат, 2004. 616 с.
4. Кучинский Г.С., Кизиветтер В.Е., Пинталь Ю.С. Изоляция установок высокого напряжения. Под общ. ред. Г. С. Кучинского. М.: Энергоатомиздат, 1987. 368 с.
5. Lundgaard L.E., Hansen W., Linhjell D., Painter T.J. Ageing of oil-impregnated paper in power transformers. IEEE PWRD, 2003. URL: <https://www.researchgate.net/publication/3274684>.
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, Paper 8M, 2001.
7. Аракелян В.Г. Диагностика состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования по влагосодержанию масла // Электротехника, 2004, № 3. С. 2–13.
8. Жунин А.М., Николаев А.Г., Скворцов С.С. Определение влагосодержания в твердой изоляции трансформатора на основе влагосодержания в масле // Электротехника, 2015, т. 2, № 4. С. 84–91.
9. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Утв. распоряжением ПАО «Россети» от 26.05.2017 № 280р «Об утверждении стандарта организации». URL: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293734/4293734154.htm>.
10. 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. С. 65–69.
11. Ломец Ю.А., Журкевич В.В., науч. рук. Гавриелок Ю.В. Внутренние короткие замыкания в силовых трансформаторах / Материалы студенческой научно-технической конференции «Актуальные проблемы энергетики 2018». URL: <https://rep.bntu.by/handle/data/51522>.
12. Вайда Д. Исследование поврежденной изоляции. М.: Энергия, 1968. 400 с.
13. Oommen T.V., Pertie E.M., Lidgren S.R. Bubble generation in transformer windings under overload conditions. Sixty-Second International Conference of Doble Clients, 1995, March.
14. 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, Paper 8M, 2001.
15. Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Неклепаев Б.Н., Антипов К.Н., Сурба А.С., Чичинский М.И. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации // Электрические станции, 2001, № 9. С. 53–58.
16. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 216 с.
17. Рыбаков Л.М., Иванова З.Г., Макарова Н.Л. Обслуживание элементов и оборудования электроустановок по результатам диагностирования состояния. Йошкар-Ола: Марийский гос. ун-т, 2015. 318 с.
18. Тутубалина В.П., Гайнуллина Л.Р. Осушка трансформаторного масла адсорбентами на электрических станциях. Казань: Казанский гос. энергетический ун-т, 2017. 113 с.
19. Юсупов Д.Т., Юсупов Ш.Б., Маркаев Н.М. Влияние механических примесей на эксплуатационные характеристики трансформаторного масла // Молодой ученый, 2019, № 22(260). С. 144–146.
20. Кельцев Н. В. Основы адсорбционной техники. М.: Химия, 1984. 591 с.

**ПОДПИСКА – 2022**

Обращаем ваше внимание, что стоимость подписки на журнал «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение» на 2022 год осталась без изменений:

год (шесть номеров) — **11 250 руб.**

полгода (три номера) — **5 625 руб.**

один выпуск — **1 875 руб.**

Форма оплаты — безналичный расчет.



Доставка осуществляется Почтой России простой бандеролью. Стоимость доставки включена в стоимость подписки.

Чтобы подписаться на журнал, заполните форму заявки на подписку на сайте [www.eepir.ru](http://www.eepir.ru) или направьте заявку по электронной почте: [podpiska@eepir.ru](mailto:podpiska@eepir.ru)

Телефон редакции: **+7 (495) 645-12-41**

Табл. 1. Информация об объектах опытной эксплуатации технологии «TRANSEC»

№	Наименование организации	Тип трансформатора (дисп. №)	Количество удаленной из изоляции воды, кг
1.	ООО «Газпромэнерго», Саратовский филиал, ПС 35 кВ «Латухино-2»	ТДНС-10000/35 (Т-2)	5,7 кг (за 10 месяцев)
2.	ООО «Газпромэнерго», Южно-Уральский филиал, ПС 110/10/6 кВ «Гелий-2»	ТРДЦН- 80000/110/-75У1 (3Т)	2,9 кг (за 9 месяцев)
3.	ПАО «Россети Московский регион», ПС «Чертаново»	ТРДЦН-63000/110 (Т-3)	4,7 кг (за 7 месяцев)
4.	АО «Металлургический завод «Петросталь», ПС «АКОС»	ЭТЦНВ-20000/10	1,8 кг (за 1 месяц)
5.	АО «Металлургический завод «Петросталь»	УТМРУ-3500/10	4,2 кг (за 6 месяцев)
6.	ТОО «ГРЭС Топар» (Республика Казахстан)	ТДЦ-125000/110	22 кг (за 9 месяцев)



Рис. 2. Упрощенная цеолитовая структура

равный 4 Å [18]. Размер молекул воды (3–4 Å) — близкий к размеру пор цеолита NaA, что обеспечивает ее глубокое избирательное удаление из трансформаторного масла даже при низком содержании, а полярность цеолитов обеспечивает высокую скорость процесса.

Цеолит имеет однородные поры, размер которых определяется строением элементарной ячейки кристалла (рисунок 2), не позволяющие адсорбировать молекулы, превышающие диаметр их входного окна. Это свойство называют молекулярно-ситовым эффектом. Соответственно, особенностью синтетического цеолита NaA является малый размер входных окон, которые не адсорбируют углеводородные соединения, входящие в состав трансформаторного масла (в том числе антиокислительные присадки и фурановые производные), что позволяет исключить негативное влияние технологии на информативность диагностических параметров масла.

Не менее важным элементом установок онлайн обработки изоляции молекулярными ситами на работающем трансформаторе является тонкая фильтрация. Задача тонкой фильтрации сводится к улавливанию мелких пылевидных гигроскопичных частиц цеолита, исключая их попадание в основной бак трансформатора. Появление значительного количества гигроскопичных механических примесей в трансформаторном масле даже с незначительным содержанием влаги приводит к ухудшению его электроизоляционных характеристик. При этом опасность мелких загрязнений размером 5 мкм заключается еще и в их высокой способности проникать внутрь твердой изоляции, меняя ее электрофизические свойства [19].

Оптимальная скорость пропускания трансформаторного масла через адсорбционные колонны с молекулярными ситами установлена на уровне 400–450 л/ч (0,0060–0,0068 м/с), что не противоречит рекомендациям [20], согласно которым осушка масел в динамических условиях синтетическими цеолитами осуществляется при скорости потока от 0,003 до 0,01 м/с и температуре 20–80°C.

В соответствии с вышеизложенными требованиями была усовершенствована английская версия системы «TRANSEC». Новое поколение техноло-

гии «TRANSEC» прошло успешную апробацию на действующих электроустановках. Результаты апробации, представленные в таблице 1, указывают на эффективное извлечение воды из изоляции работающих трансформаторов, что позволило улучшить их электроизоляционные характеристики в среднем в 2 и более раза.

### КОГДА РЕКОМЕНДУЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ОСУШКИ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Автоматические системы управления состоянием изоляции трансформаторного оборудования (АСУ СИТО) востребованы при возникновении следующих ситуаций:

- трансформатор невозможно вывести в ремонт по режимам сети, а восстановление изоляции необходимо;
- необходимо проведение оперативной обработки изоляции трансформатора, имеющего признаки увлажнения, без создания ремонтного режима;
- трансформатор имеет признаки износа изоляции (снижение степени полимеризации, наличие фурановых производных и т.д.), для которой допустима обработка только щадящими методами;
- время проведения капитального ремонта существенно ограничено и/или трансформатор имеет чрезмерно влажную изоляцию ( $\geq 3,5\%$ ), когда целесообразна предварительная подсушка изоляции (или ее досушка после ремонта) на работающем оборудовании;
- трансформатор уникальной конструкции либо находится в особо ответственном центре питания, либо работает с высокой и/или резко переменной нагрузкой;
- срок эксплуатации трансформатора превышает 30 лет (требуется обработка изоляции с целью обеспечения его долговечности, снижения риска образования внутренних КЗ и обеспечения необходимой нагрузочной способности).

рекомендуют придерживаться влажности изоляции трансформаторов в процессе эксплуатации не более 2%, что также снижает риски образования внутренних КЗ [10].

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 по повышению надежности их изоляции.

### ПОИСК ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СО СВЕРХНОРМАТИВНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В современных условиях многие субъекты электроэнергетики обслуживают значительный парк силовых трансформаторов за рамками его нормативного срока. При нормальной работе замена силовых трансформаторов по истечении назначенного срока эксплуатации (25 лет) не оправдана [15, 16]. Вместе с этим, согласно исследованиям Яна Субоча (Западнопоморский Технологический Университет, Польша), к 30 годам эксплуатации в изоляции трансформатора может накапливаться количество влаги, превышающее 2,5–3%, которое будет влиять как на нагрузочную способность и надежность работы, так и на долговечность оборудования.

Большой объем трансформаторов со сверхнормативным сроком эксплуатации, негативное влияние на состаренную изоляцию высоких температур и вакуума классических методов осушки в период ремонтов, ставит задачу поиска щадящих способов онлайн обработки изоляционных систем.

Таким способом онлайн осушки изоляции может являться метод циркуляции в баке трансформатора, осушаемого молекулярными ситами, изоляционного масла. Сушка твердой изоляции происходит за счет диффузии влаги из ее наружных слоев в осушаемое цеолитами масло. Так, хорошо высушенное масло способно поглощать воду из более влажной целлюлозной изоляции [17]. На этом принципе основан метод осушки увлажненных трансформаторов способом «последовательной обработки масла», согласно которому при заполнении трансформатора сухим маслом с высоким значением электрической прочности по истечении некоторого времени вследствие перераспределения влаги между бумагой и маслом происходит снижение электрической прочности и/или рост влажности последнего. Масло в трансформаторе вновь подвергается осушке до получения прежних показателей качества. Такие циклы повторяются до приведения изоляции к установленной норме. Этот способ позволяет обрабатывать изоляцию без травмирующего воздействия высоких температур и макромеханического воздействия вакуума.

При этом для работы в онлайн режиме на трансформаторе под нагрузкой вышеуказанная технология должна быть оснащена системой мониторинга,

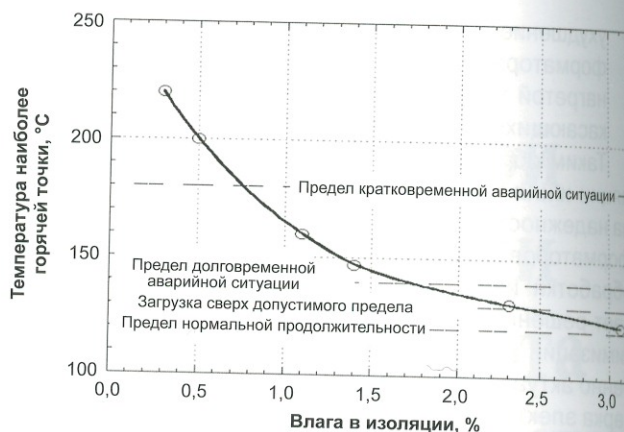


Рис. 1. Влияние влажности изоляции на температуру образования пузырьков

что позволит обеспечить контроль основных параметров процесса, а также глубину осушения твердой изоляции и масла. Определены следующие параметры, рекомендованные для систем мониторинга установок онлайн обработки изоляции работающих трансформаторов:

- температура масла (°C);
  - относительное влагонасыщение (%);
  - абсолютное влагосодержание масла (ppm, г/т);
  - влажность твердой изоляции (%);
  - суммарный объем перекачанного масла (л);
  - скорость потока масла (л/ч);
  - вес извлеченной воды (кг);
  - остаточная емкость цилиндров с цеолитом (%);
  - ориентировочная дата исчерпания ресурса цилиндров с цеолитом;
  - температура внутри шкафа электроники (°C).
- Для обеспечения самодиагностики устройств онлайн обработки изоляции трансформаторов (что обеспечит возможность их эксплуатации без надзора оператора — в автоматическом режиме) необходимо отслеживание следующих событий с привязкой по времени и формированием управляющих команд:
- ошибки измерительных датчиков;
  - перегрев шкафа с электроникой;
  - низкий поток масла;
  - протечки масла;
  - превышение допустимой температуры масла;
  - пересушка изоляции;
  - сброс ошибок;
  - превышение допустимого уровня относительного влагонасыщения;
  - превышение допустимого уровня влажности твердой изоляции;
  - низкий остаточный ресурс цеолита;
  - температура масла ниже 0°C.

Диапазон температур, при котором наиболее эффективно протекает процесс онлайн обработки изоляции трансформатора с помощью молекулярных сит, составляет от плюс 10°C до плюс 60°C, что не противоречит исследованиям [18].

Для исключения негативного влияния обработки масла на информативность диагностических параметров трансформатора рекомендуется осушку проводить синтетическим цеолитом марки NaA. Цеолит марки NaA имеет эффективный диаметр пор,

Рис

рае  
(3—  
оли  
бок  
тра  
низ  
оли

ры  
кри  
ват  
окн  
эф  
чес  
ны  
сое  
мас  
и ф  
чит  
тив

лай  
на  
фи  
к ул  
час  
бак  
лич  
в тр  
сод  
тро  
нос  
чае  
вну  
ские

с  
мат  
с м  
400-  
чит  
мас  
цеол  
0,0С  
Е  
ями  
сист

– ухудшение нагрузочной способности трансформатора (снижение температуры наиболее нагретой точки и металлических частей, соприкасающихся с изоляционным материалом) [6].

Таким образом, влагосодержание твердой изоляции и/или трансформаторного масла влияет как на надежность, так и долговечность силовых трансформаторов. Соответственно, возможность онлайн обработки изоляции трансформаторов обеспечивает решение задачи снижения аварийности и оптимизации расхода остаточного ресурса, что особенно актуально в условиях критического старения парка электрооборудования.

### **АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ УВЛАЖНЕННОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА**

Влага является серьезным «врагом» электрической изоляции. Она оказывает отрицательное влияние на все электрические характеристики изоляционной системы. Существенный вред трансформаторному оборудованию наносится именно через увлажнение целлюлозной изоляции. Подавляющая масса влаги располагается в бумажной изоляции, влияя на ее электрические характеристики, химическую стойкость и механическую прочность [7]. Поэтому анализ влагосодержания масла с последующей оценкой влагосодержания твердой изоляции имеет большое значение для описания состояния электрооборудования.

Так, согласно [8], при содержании влаги в масле 20–25 г/т влагосодержание твердой изоляции может составить 2,5–4%. При этом, согласно требованиям [9], 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 [9], 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.

Так, по физическому состоянию влага в твердой изоляции трансформаторов подразделяется на адсорбированную мономолекулярно и полимолекулярно [10, 11]. Первое (мономолекулярное) состояние адсорбированной влаги характеризуется связью ее молекул преимущественно непосредственно с молекулами целлюлозы. Второе состо-

яние (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 [10].

При температуре около 20°C кривая зависимости электрических характеристик (то есть электропроводности и тангенса угла диэлектрических потерь) от влаги начинает быстро возрастать при влажности изоляции 3–4%, то есть при появлении полимолекулярных слоев влаги. При температуре изоляции порядка 60°C зависимость этих характеристик от влаги значительна уже при влагосодержании около 1%. Соответственно, превышение предельного значения влагосодержания твердой изоляции 4% соответствует массовому переходу адсорбированной влаги от монослойной к полислойной адсорбции и существенному ухудшению диэлектрических свойств изоляции, что связано также с уменьшением электрической прочности маслосорбционной изоляции в целом [11, 12].

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. Оно 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 [10].

Как было обнаружено [13], 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), что дополнительно снижает температуру, при которой выделяются пузырьки, до 60°C (при влажной изоляции) [10]. У трансформаторов с остаточной концентрацией влаги, соответствующей обычным условиям сушки (до 1%), температура, при которой выделяются пузырьки, составляет 130–150°C [14] (рисунок 1). Это снижает электрическую прочность масляного промежутка (между витками обмотки или между обмоткой и ближайшим барьером) маслосорбционной изоляции. Соответственно для недопущения газовыделения (появления «пузырькового эффекта») СИГРЭ и МЭК

# Опыт применения усовершенствованной цифровой технологии TRANSEC как элемента повышения надежности трансформаторов

**В работе изложены проблемы эксплуатации изоляции трансформаторов, также проведена оценка влияния влаги на ее диэлектрические характеристики, скорость окислительных процессов в масле и термического старения. Проведен анализ критериев увлажненности изоляции трансформатора. Показано влияние увлажненности на срок эксплуатации и нагрузочную способность трансформаторов. Подтверждена необходимость разработки методов онлайн осушки изоляции работающих трансформаторов. Сформулированы основные требования для автоматических систем управления состоянием изоляции трансформаторного оборудования (АСУ СИТО), на основе которых усовершенствована английская технология «TRANSEC», опробованная на действующих электроустановках.**

**Высогорец С.П.,**  
д.т.н., руководитель направления мониторинга и управления техническим состоянием трансформаторного оборудования АО «НПО «Стример»

**Редькин С.М.,**  
заместитель генерального директора по стратегическому развитию и инновациям АО «НПО «Стример»

**В** электрооборудовании используются различные виды внутренней изоляции. В силовых трансформаторах (автотрансформаторах) 4 габарита и более широкое распространение получила изоляция, основным компонентом которой является минеральное трансформаторное масло. В ходе эксплуатации изоляция трансформаторов по ряду причин увлажняется. Негативными последствиями наличия влаги в изоляции являются:

- ухудшение диэлектрических свойств (электрической прочности) масла, снижение стойкости к частичным разрядам [1, 2, 3];
- повышение тепловыделения, соответственно рисков появления теплового пробоя и местного перегрева изоляции, рост риска внутренних КЗ [4];
- ускорение старения целлюлозной изоляции (увеличение влажности от 0,5 до 7% приводит к ускорению процессов старения приблизительно в 16 раз, при этом скорость деградации твердой изоляции при концентрации влаги в бумаге в указанном диапазоне пропорциональна количеству содержащейся в ней воды [1, 3, 5]);
- ускорение окисления масла, увеличение каталитической активности железа и обильное выделение осадков из масла при наличии свободной воды [2];
- усиление коррозионного воздействия масла на стальные части трансформаторов [1];



ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ