

УДК 621.314.212

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В СИЛОВЫХ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Н. В. ГРУНТОВИЧ, Е. А. ЖУК

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Ключевые слова: трансформатор, диагностирование, дефекты, вибрация, горючие газы, факторы, хроматография.

Введение

Несмотря на большой опыт в энергосистеме по техническому диагностированию трансформаторов, имеются случаи внезапных отказов трансформаторов без возможности их дальнейшего восстановления. Есть параметры, которые одновременно являются диагностическими и факторами, существенно влияющими на срок службы трансформаторов. Это влагосодержание, вибрация и частичные разряды. Взаимное влияние данных факторов глубоко не изучено. Самым опасным дефектом трансформаторов являются частичные разряды. Физические процессы возникновения частичных разрядов вообще не исследованы. Не в полной мере разработаны и технологии восстановления технического состояния трансформаторов. На сегодняшний день распределение трансформаторов в энергосистеме по сроку эксплуатации следующее: до 15 лет – 15 %; 15–25 лет – 20 %. Количество трансформаторов, эксплуатирующихся свыше 25 лет, достигает около 60–70 % и общее их число составляет около 2000 единиц. Аналогичную проблему можно обозначить и для подстанций крупных промышленных предприятий. Последние годы участились случаи повреждения трансформаторов как в энергосистеме, так и на промышленных предприятиях (рис. 1). Снижение аварийности трансформаторов и увеличение срока службы на 10–15 лет каждого трансформатора позволит сэкономить значительные денежные средства.

Целью работы является исследование причин частичных разрядов в силовых маслонаполненных трансформаторах.



а)



б)

Рис. 1. Аварийные ситуации с трансформаторами промышленных предприятий и энергосистемы: а – возгорание трансформатора 330 кВ на подстанции предприятия; б – повреждение автотрансформатора 330 кВ в результате взрыва ввода

Основная часть

Анализ текущего состояния в диагностировании силовых высоковольтных трансформаторов и направления его совершенствования. Первопричиной аварийных ситуаций является несовершенство теории технической диагностики, изложенной в нормативных документах и, как следствие, слабый контроль и низкое качество их диагностирования в процессе эксплуатации.

В табл. 1 приведен перечень контролируемых параметров, измерения которых не только бесполезны, но даже опасны из-за той ложной информации, которую они дают о техническом состоянии трансформаторов [1].

Таблица 1

Неинформативные контролируемые параметры технического состояния трансформаторов и их альтернатива

Контролируемые неинформативные параметры согласно СТП 33243.20.366–16	Периодичность измерения	Предлагаемые информативные параметры
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}(\delta)$ изоляции обмоток	П ¹ , К ² , М ³ после расшиновки	Частичные разряды. Тепловизионный контроль под нагрузкой
Испытание изоляции повышенным напряжением частотой 50 Гц	П, К, М после расшиновки	Частичные разряды. Тепловизионный контроль под нагрузкой. Влагосодержание
Испытание изоляции обмоток вместе с вводами	П, К, М после расшиновки	Частичные разряды. Тепловизионный контроль под нагрузкой. Влагосодержание
Измерение сопротивления обмоток постоянному току	П, К, М после расшиновки	Частичные разряды. Тепловизионный контроль под нагрузкой. Хроматография горючих газов. Частичные разряды
Проверка коэффициента трансформации	П, К после расшиновки	Вибрация бака. Хроматография горючих газов
Измерение потерь холостого хода	П, К, М	Вибрация бака трансформатора под нагрузкой
Измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k) трансформатора	П, К, М	Вибрация бака трансформатора под нагрузкой

¹ П – при вводе в эксплуатацию.

² К – при капитальном ремонте.

³ М – между ремонтами.

Рассмотрим факторы и дефекты, повышающие риск повреждения силовых трансформаторов.

Анализ научных статей [2]–[8], проведенные исследования в лаборатории университета [11], [12], комплексное техническое диагностирование силовых трансформаторов в РУП «Гомельэнерго» показывают, что необходимо различать *внешние* и *внутренние факторы*, которые могут влиять на срок службы трансформаторов и вызывать их аварийные отключения.

К внешним факторам относятся воздействия геомагнитных бурь при усилении солнечной активности. Эти воздействия могут быть двух видов: солнечные электромагнитные излучения и геомагнитные токи.

Под влиянием солнечных электромагнитных излучений в изношенной изоляции возникают частичные разряды, которые вызывают короткие замыкания. С 6 по 8 сентября 2017 г. было зарегистрировано усиление солнечной активности. 7 сентября произошло возгорание трансформатора 110 кВ на минской ТЭЦ-4. Возможно, это случайное совпадение. Однако ученые уже давно отмечали воздействие солнечной активности на надежность электрооборудования. 21 сентября 1859 г. сверхмощная вспышка получила название Каррингтонское событие [10]. Тогда были выведены из строя телеграфные аппараты. 23 мая 1967 г. самые мощные в XX в. электромагнитный импульс и рентгеновское излучение солнца вывели из строя три радара системы раннего оповещения в полярных районах США. Еще спустя неделю по всей планете плохо функционировали радиоприемники. Следует отметить, что астрономы периодически регистрируют сверхмощные вспышки в различных созвездиях, которые в миллиарды раз мощнее, чем вспышки солнца.

Воздействие геомагнитных токов оказывает влияние на надежность работы трансформаторов. В первую очередь геомагнитные токи воздействуют на измерительные трансформаторы тока, что ведет к ложным срабатываниям релейной защиты. Кроме того, геомагнитные бури вызывают в ЛЭП меридионального размещения токи низкой частоты порядка сотен ампер, которые действуют аналогично постоянному току.

Вызывают повреждения трансформаторов с изношенной изоляцией грозовые и коммутационные перенапряжения. Создаваемые токами короткие замыкания или мгновенными нагрузками (сталеплавильные печи, горные машины, отключение генерирующих источников предприятия) ударные механические воздействия вызывают деформацию обмоток трансформаторов при их недостаточной динамической стойкости. Повреждения обмоток трансформатора вызывают и токи намагничивания, возникающие при включении трансформатора в сеть. Снижают срок службы трансформатора из-за старения изоляции токовые перегрузки. Но в настоящее время загрузка трансформаторов в энергосистеме Беларуси не выше 50 %. В летнее время возможен перегрев трансформатора при нарушении функционирования системы охлаждения.

Наличие в сети высших гармоник вызывает повышенную вибрацию в диапазоне 5–12 тыс. Гц. Это приводит к ускоренному износу бумажной изоляции, ослаблению контактных соединений и, как следствие, к локальным перегревам.

В табл. 2 представлены внутренние дефекты трансформаторов энергосистемы и процент отказов по каждому из них от общего количества отказов за 1989–2014 гг.

Таблица 2

Внутренние дефекты трансформаторов энергосистемы и оценка отказов из-за них за 1989–2014 гг.

Вид дефекта	Процент отказов от общего количества, %
Электрические дефекты РПН	38,7
Механические повреждения РПН	5,37
Электрические частичные разряды	11,82
Возгорание шинных отводов	8,6
Дефекты термического характера	7,52
Дефекты масляной системы охлаждения	5,38
Повреждение стяжных шпилек	4,35
Переток масла из бака РПН в бак трансформатора	4,3

Окончание табл. 2

Вид дефекта	Процент отказов от общего количества, %
Обрыв и возгорание шинки заземления	3,23
Витковое замыкание в обмотках	3,22
Деформация обмотки	2,16
Образование короткозамкнутых контуров	2,15

Увеличивает риск повреждения трансформаторов сложившаяся практика диагностирования. Выполненное авторами комплексное техническое диагностирование 10 трансформаторов позволило выявить некоторые проблемные вопросы, снижающие достоверность диагностирования.

1. *Хроматографический контроль горючих газов.* Достоверность хроматографии составляет 70–80 %. Это определено еще 20 лет назад рабочей группой СИГРЭ 15.01. Поэтому кроме белорусской методики необходимо применять другие, например, методику Дорненбурга. Наряду с хроматографией обязательно нужно контролировать частичные разряды. Достоверность в этом случае повышается до 100 %.

2. *Оценка степени прессовки обмоток и магнитопровода по общему уровню вибрации в диапазоне 10–1000 Гц.* Достоверность по общему уровню вибрации достигает 50–60 %. Повысить достоверность выявления дефектов до 80–90 % становится возможным при измерении амплитуды вибрации в диапазоне 10–5000 Гц.

3. *Регистрация частичных разрядов,* которую необходимо выполнять каждые шесть месяцев вместе с хроматографическим контролем горючих газов. Достоверность выявления дефектов повышается до 100 %. В определенных условиях частичные разряды переходят в электрическую дугу, которая повреждает узлы трансформатора. При этом 60–70 % повреждений вводов и обмоток трансформаторов происходит при интенсивном развитии частичных разрядов. При комплексном диагностировании авторами 10 трансформаторов в пяти из них были выявлены частичные разряды малой мощности, при этом хроматография не показала наличия горючих газов.

Российские ученые рассматривают в основном два фактора, влияющих на срок службы бумажной изоляции [12]–[14]: влагосодержание и повышение температуры.

- *Повышение влагосодержания.* Считается, что при влагосодержании 1 % бумага стареет в 6 раз быстрее, чем при влагосодержании 0,3 %. Учитывая, что в энергосистеме Беларуси физико-химические испытания проводятся каждые шесть месяцев, такой фактор можно исключить как значимо влияющий на срок службы трансформатора.

- *Отрицательное воздействие на срок службы оказывает повышенная температура масла.* Например, при температуре масла 20 °С срок службы трансформатора составит 50 лет, а при температуре 60 °С срок службы уже сокращается до 30 лет. Кроме того, при температуре 60 °С в несколько раз снижается вязкость масла, что делает возможным при работе масляного насоса возникновение кавитации с образованием пузырьков. Интенсивное образование пузырьков начинается при температуре 120–140 °С. Как следует из табл. 2, вероятность локальных перегревов в трансформаторах энергосистемы в сумме составляет 0,23 % при температуре от 100 до 700 °С.

Рассмотрим проблему повышения достоверности при выявлении дефектов в силовых трансформаторах по результатам концентрации (хроматографии) горючих газов. В энергосистеме Республики Беларусь самый распространенный способ выявления дефектов в силовых трансформаторах (около 19 дефектов) – это хроматографический контроль горючих газов в масле. В научных кругах давно известно, что ни одна национальная методика не обеспечивает высокую достоверность [2].

Авторами была взята случайная выборка 8 проб масла разных трансформаторов (табл. 3) и проведен анализ горючих газов по белорусско-российской методике и по Дорненбургу [2]. Так для пробы Т-1 по белорусско-российской методике состав и концентрация горючих газов указывают на наличие дуговых разрядов, а по методике Дорненбурга – это разряды низкой энергии. Различная трактовка результатов анализа по двум методикам влечет за собой и большую разницу влияния показателей на техническое состояние трансформатора: дуговые разряды могут повредить отдельные детали трансформатора или вызвать короткое замыкание, а разряды низкой энергии оцениваются в 300–400 пКл при аварийном значении в 1000 пКл.

Согласно результатам хроматографии Т-5 (табл. 3), по методике Дорненбурга возможны термические дефекты, а по действующей методике Республики Беларусь указывается на наличие дуговых разрядов. Это также абсолютно разные дефекты. В пробах Т-6 и Т-8 по методике Дорненбурга получается неопределенность, так как значения отношений горючих газов выходят за пределы эталонов. Следует отметить, что абсолютное совпадение дефектов по двум методикам дают термические дефекты.

Таблица 3

Сравнительный анализ концентрации горючих газов в трансформаторном масле по методике Дорненбурга и действующей белорусско-российской методике

Силовые маслонаполненные трансформаторы	Концентрация горючих газов	Методика	
		белорусско-российская	Дорненбурга
Т-1	$C_2H_2/C_2H_4 = 2,9$ $CH_4/H_2 = 0,21$ $C_2H_4/C_2H_6 = 1,2$	Дуговые разряды	Разряды низкой энергии
Т-2	$C_2H_2/C_2H_4 = 0,45$ $CH_4/H_2 = 0,0004$ $C_2H_4/C_2H_6 = 0,047$	Частичные разряды	Частичные разряды
Т-3	$C_2H_2/C_2H_4 = 2,2$ $CH_4/H_2 = 1$ $C_2H_4/C_2H_6 = 5$	Дуговые разряды	Разряды низкой энергии, переходящие в разряды высокой энергии
Т-4	$C_2H_2/C_2H_4 = 2,5$ $CH_4/H_2 = 0,24$ $C_2H_4/C_2H_6 = 19$	Дуговые разряды	Разряды низкой энергии, переходящие в разряды высокой энергии
Т-5	$C_2H_2/C_2H_4 = 0,105$ $CH_4/H_2 = 1,1$ $C_2H_4/C_2H_6 = 6,3$	Дуговые разряды	Термические дефекты при $t \geq 700$ °С
Т-6	$C_2H_2/C_2H_4 = 7,7$ $CH_4/H_2 = 0,07$ $C_2H_4/C_2H_6 = 4$	Дуговые разряды	За пределами эталонов
Т-7	$C_2H_2/C_2H_4 = 0,032$ $CH_4/H_2 = 7,5$ $C_2H_4/C_2H_6 = 7,5$	Термические дефекты при $t = 300-700$ °С	Термические дефекты при $t = 300-700$ °С
Т-8	$C_2H_2/C_2H_4 = 0,45$ $CH_4/H_2 = 0,05$ $C_2H_4/C_2H_6 = 0,047$	Частичные разряды с высокой плотностью энергии	За пределами эталонов

Следовательно, для повышения достоверности выявления дефектов необходимо кроме хроматографического контроля горючих газов контролировать частичные разряды, а в некоторых случаях дополнительно проводить термографическое обследование.

Пути повышения достоверности выявления дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах по результатам измерения вибрации бака. В последние годы российские специалисты при определении степени прессовки обмоток и магнитопровода вместо измерения потерь холостого хода и сопротивления короткого замыкания *измеряют вибрацию бака трансформатора*. Отечественные диагносты предприятия ОАО «БЭРН» степень прессовки обмоток и магнитопровода определяют с помощью программы обработки виброданных «Веста» на основе системы, разработанной НИЦ «Виброцентр» в диапазоне частот до 1000 Гц. В 1997 г. специалисты ОАО «БЭРН» отказались от данного прибора, так как были разработаны собственные программные продукты. Однако здесь следует отметить одну существенную деталь. Многолетний опыт вибродиагностирования силовых высоковольтных трансформаторов показывает, что *анализировать вибрацию бака трансформатора до 1000 Гц условие необходимое, но явно не достаточное, так как высока вероятность пропуска дефектов* [15], [16]. В трансформаторе присутствуют дефекты, которые никак не проявляют себя в диапазоне частот от 5 до 1000 Гц.

Авторами предлагается расширить диапазон вибродиагностирования до 5000 Гц и сделать вибродиагностирование ежегодным для трансформаторов со сроком службы более 25 лет и обязательным после коротких замыканий на питающих его ЛЭП. При достижении предельного уровня вибрации измерения необходимо проводить один раз в шесть месяцев.

Повышение вибрации бака трансформатора обусловлено:

- магнитострикционной вибрацией, проявляющейся до 700 Гц;
- ослаблением прессовки обмоток и магнитопровода (потеря динамической стойкости), проявляющимся во всем диапазоне частот до 5000 Гц;
- повреждением шинок отвода в трансформаторах 110 кВ и образованием пузырьков в масле, проявляющимися в диапазоне частот от 700 до 1500 Гц;
- резонансными частотами отдельных элементов трансформатора, измеряемых на частоте свыше 1500 Гц.

При проведении диагностирования авторы регистрировали вибрацию бака трансформаторов более 80 дБ (при минимальном уровне вибрации 40–50 дБ) в диапазоне частот свыше 1500 Гц. Предложены следующие точки измерения вибрации: днище бака; нижняя часть бака; средняя часть бака. Общее количество точек измерения в силовых трансформаторах для повышения достоверности выявления места дефекта необходимо не менее 20.

Заключение

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Для повышения долговечности силовых трансформаторов необходимо не только выявлять дефекты на ранней стадии, но и научиться уменьшать влияние внешних факторов.

2. Выявление дефектов в трансформаторах по изменению $\text{tg}\delta$ при испытательном напряжении 10 кВ является в большей степени ложным, так как изоляция вводов должна выдерживать напряжение 500 кВ.

3. По изменению потерь холостого хода и сопротивлению короткого замыкания диагностирование динамической стойкости выполняется с большой погрешностью, так как эти параметры изменяются при больших повреждениях обмотки.

4. При проведении диагностирования анализ вибрации бака трансформатора до 1000 Гц является необходимым условием, но недостаточным, так как есть дефекты, которые проявляют себя на частоте свыше 1000 Гц.

5. Предложено расширить диапазон вибродиагностирования до 5000 Гц и сделать вибродиагностирование ежегодным для трансформаторов со сроком службы более 25 лет и обязательным после коротких замыканий на питающих его ЛЭП. При достижении предельного уровня вибрации измерения необходимо проводить один раз в шесть месяцев.

6. Учитывая длительный срок эксплуатации силовых высоковольтных трансформаторов и количество повреждаемых трансформаторов, необходимо разработать новые методические рекомендации по комплексному техническому диагностированию с учетом современных технологий.

Литература

1. СТП 33243.20.366–2016. Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы / ГПО «Белэнерго». – Введен 01.11.2016. – Режим доступа: <https://energodoc.by/post/view?id=385>. – Дата доступа: 10.12.2018.
2. Алексеев Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б. А. Алексеев. – М. : НЦ ЭНЛС, 2002. – 216 с.
3. Николаев, А. А. Внедрение системы мониторинга технического состояния трансформатора 80 МВА энергоблока ТЭЦ ОАО «ММК» / А. А. Николаев // Электротехн. системы и комплексы (ЭСиК). – 2016. – № 2 (31). – С. 52–56.
4. Святых, А. Б. Развитие акустических способов контроля технического состояния жидкой изоляции маслонаполненных трансформаторов / А. Б. Святых // Электротехн. системы и комплексы (ЭСиК). – 2015. – № 1 (26). – С. 22–24.
5. Диагностирование силовых трансформаторов методом акустической локализации частичных разрядов / А. С. Карандаев [и др.] // Вестн. Моск. гос. техн. ун-та им. Г. И. Носова. – 2012. – № 1. – С. 105–108.
6. Основные неисправности и методы диагностирования силовых трансформаторов в условиях эксплуатации / Н. Г. Гунн [и др.] // Вестн. Моск. гос. техн. ун-та им. Г. И. Носова. – 2012. – № 1. – С. 102–105.
7. Баженов, С. А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств / С. А. Баженов. – М. : Электропрогресс, 2000. – 76 с.
8. Бартли, У. Обзор повреждений трансформаторов / У. Бартли // Энергия и Менеджмент. – 2011. – № 1. – С. 40–43.
9. Грунтович, Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие для студентов учреждений высш. образования по электротехн. и энергет. специальностям / Н. В. Грунтович. – Минск : Новое знание ; Москва : ИНФРА-М, 2013. – 269 с.
10. Лаговский, В. Солнце нанесет удар по Земле в течение 100 лет / В. Лаговский // Комсомол. правда. – 2019. – 6–12 нояб. – С. 27.
11. Грунтович, Ник. Вас. Применение искусственного интеллекта в диагностических системах энергетического оборудования / Ник. Вас. Грунтович, Над. Влад. Грунтович // 8-я Международная научная конференция по военно-техническим проблемам, проблемам обороны и безопасности, использованию технологий двойного применения, Минск, 16–17 мая 2019 г. : сб. науч. ст. : в 5 ч. / Гос. воен.-пром. ком. Респ. Беларусь. – Минск : Лаб. интеллекта, 2019. – Ч. 1. – С. 45–49.
12. Анализ проблемных вопросов эксплуатации маслонаполненных трансформаторов / Н. В. Грунтович [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2017. – № 3 (96). – С. 2–6.

13. Христинин, Р. М. Комплексная диагностика маслонеполненных трансформаторов / Р. М. Христинин, А. Р. Христинин, Е. В. Христинин // Вестн. Краснояр. гос. аграр. ун-та. – 2007. – № 3. – С. 222–227.
14. Лоханин, А. К. Обеспечение работоспособности маслонеполненного высоковольтного оборудования после расчетного срока службы / А. К. Лоханин, В. В. Соколов // ЭЛЕКТРО. – 2002. – № 1. – С. 10–15.
15. Грунтович, Н. В. Техническое диагностирование динамической устойчивости обмоток и магнитопровода маслонеполненных трансформаторов / Н. В. Грунтович, П. М. Колесников // Междунар. науч.-техн. конф., г. Севастополь, 14–19 сент. 2014 г. – С. 60–61.
16. Разработка методики восстановления технического состояния и прогнозирование отказов маслонеполненных трансформаторов и автотрансформаторов для увеличения срока службы 2017–2019 гг. / Н. В. Грунтович [и др.] – № ГР 20170298 от 3 марта 2017 г. // Гос. программа науч. исслед. на 2016–2020 гг. «Энергетическая безопасность и надежность энергетических систем» научного совета «Энергетические системы, процессы и технологии» на 2016–2020 гг.

Получено 21.11.2019 г.