

<sup>1</sup>Шахтинский автодорожный институт  
(филиал) Южно-Российского  
государственного политехнического  
университета (НПИ)  
имени М. И. Платова,  
г. Шахты

<sup>2</sup>ООО «Высоковольтные измерительные  
комплексы и системы»,  
г. Балаково

## ОПЫТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКА РЕСУРСА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

В статье рассмотрен комплексный подход к оценке остаточного ресурса для трансформаторов со значительным сроком эксплуатации более 30 лет. На примере комплексного диагностического обследования двух трансформаторов продемонстрировано, что трансформаторы имеют различные варианты старения активной части и подход к оценке ресурса должен быть различным. Первый вариант — это равномерное общее «старение» активной части, факт старения на надежности сказывается через 50–60 лет. Второй вариант — это возникновение локального дефектного узла с вибрацией (ВИБРО) и электроразрядными явлениями (ЭРА), дефект появляется спонтанно через 15–25 лет.

Появление критических дефектов может быть зафиксировано в режиме on-line с применением инновационных методик. Процессами, определяющими старение узлов активной части, являются явления «ВИБРО»–«ЭРА»–«ТЕРМО»–«ХАРГ». По анализу параметров и динамике явлений можно оценить техническое состояние и ресурс. Данный подход подтверждается анализом технического состояния по типичным вариантам возникновения дефектов в трансформаторах.

**Ключевые слова:** электроразрядные явления, виброявления, виброудары, степень распрессовки, мера деструкции, тепловизионный контроль, ХАРГ.

**Актуальность.** Поддержание эксплуатационной надежности и процедуры ремонта определено в нормативной документации [1–4]. Практика показывает [5–8], что из всего парка ~30–50 % силовых трансформаторов эксплуатируются уже более 30 лет. «Сценарии старения» трансформаторов имеют два основных варианта:

1) равномерное общее «старение» активной части, факт старения сказывается на надежности через 50–60 лет. Обычно это блочные трансформаторы и трансформаторы узловых подстанций,

которые работают в стационарном режиме и останавливаются один раз в год для ремонта и обслуживания;

2) возникновение локального дефектного узла с виброявлениями (ВИБРО) и электроразрядными явлениями (ЭРА), дефект появляется спонтанно через 15–25 лет. Причинами развития локальных дефектов обычно являются близкие короткие замыкания (КЗ), перенапряжения, часто переменная нагрузка, реже — дефекты конструкции или изготовления.

По первому варианту ресурс трансформаторов определяется по индексу технического состояния (ИТС), порядок расчета ИТС определен Приказом министра энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676.

По второму варианту при локальном дефекте деструкция обычно бывает быстрой с возникновением вибрационных (ВИБРО) и электроразрядных (ЭРА) процессов. При этом выход из строя трансформатора будет спонтанным и его невозможно предсказать по ИТС.

Цель работы — показать, что появление критических дефектов может быть зафиксировано при комплексном диагностическом обследовании (КДО) в режиме on-line с применением инновационных методик [9–11], которые позволяют провести локацию зон с наличием дефектных узлов, определить критичность дефекта и дать время на подготовку к устранению во время ремонта. В работе продемонстрировано, что знание природы дефекта и степени его развития позволяет подобрать режим работы, при котором проявление дефекта будет минимальным [10], что позволит выиграть время для подготовки ремонта. Эффективность КДО показана в [12–15], возможности оценки технического состояния трансформаторов после ремонта будут представлены в данной статье. Сценарии развития дефектов и их модель обоснованы на базе данных по КДО более 1000 ед. и ремонтов более 100 ед. трансформаторов в течение 20 лет. Это подтверждено работами на Жигулевской, Саратовской, Нижнекамской, Вилюйской ГЭС, Загорской ГАЭС и ПС.

**Оценка ресурса при возникновении локального дефекта.** Основой оценки реального ресурса служит анализ доминирующих механизмов деградации (Приказ Ростехнадзора от 13 октября 2017 г. № 429) [16, 17] с учетом механического износа (под действием вибрации) и электрического, разрядного воздействия. При этом имеет место синергия, т.е. влияние ВИБРО на ЭРА. Развитие дефекта состоит из последовательности процессов «внешнее воздействие (близкое КЗ, перенапряжение и т.д.)», появление вибрации (ВИБРО) или частичных разрядов (ЧР), дальнейшее воздействие вибрации на активную часть и появление других разрядов (искрений) в местах истирания изоляции пластин пакета или изоляции элементов крепления сердечника (стяжные шпильки, полубандажи и т.д.). Развитие повреждения происходит по следующей упрощенной схеме: вибрация — ослабление креплений — истирание изоляции — появление разрядов — повреждение.

Деградация узлов активной части по стадиям при спонтанном возникновении локального дефекта (вариант № 2):



Для определения технического состояния трансформатора требуется определение текущего технического состояния узлов трансформатора, информативным является КДО в режиме on-line. Процессами, определяющими старение узлов активной части, являются явления «ВИБРО» — «ЭРА» — «ТЕРМО» — «ХАРГ» (хроматографический анализ газов, растворенных в масле). По анализу параметров и динамике явлений будет оцениваться



Рис. 1. Внешний вид автотрансформатора АТДЦТН-63000/220

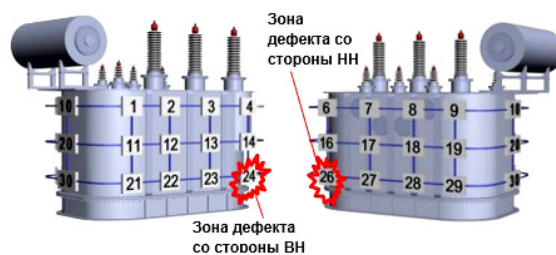


Рис. 2. Обозначение точек установки датчиков на баке трансформатора и зон дефектов

техническое состояние и ресурс [18]. Данный подход подтверждается анализом технического состояния по типичным вариантам возникновения дефектов в трансформаторах. В данной статье приведены два примера:

Объект I — трансформатор с малозначительным локальным дефектом перед ремонтом и их анализ при режиме короткого замыкания.

Объект II — ответственный мощный блочный трансформатор с механическими повреждениями магнитной системы шунтов.

**Объект I. Техническое состояние автотрансформатора по результатам КДО.** На рис. 1 дан внешний вид обследуемого автотрансформатора, тип АТДЦТН-63000/220.

Изготовлен в 1988 г. на Тольяттинском трансформаторном заводе. Уровни напряжений не превышают предельно допустимых. Нагрузка 50–75 % от номинальной. На данном трансформаторе определен дефектный узел (домкрат), который был устранен при ремонте.

#### Результаты КДО

##### 1. Электроразрядная активность.

Методика измерения ЧР и локации их зон определена в [1, с. 73; 3, с. 40; 4, с. 19–32; 19], фиксируют амплитуды импульса —  $Q$ , мВ; число импульсов —  $n$ , имп/период; мощность разрядов —  $P$ , о.е.

Наибольшая мощность разрядов в нижней части трансформатора на фазе (ф.) «С» со стороны высокого напряжения (ВН) (т. 24) и на стороне низкого напряжения (НН) (т. 26), рис. 2. Имеют место разряды и в форме искрений, ЧР тах в точках 24 и 26. Таким образом, в этой зоне существует развитый дефект с разрядами в изоляции (ЧР) и искрения между металлическими частями (пакеты, контакты с ярмовыми балками). Импульсы от ЧР с большой амплитудой, до 500 мВ, число импульсов 1,5–2 имп/на период. Таким образом, ЧР загорается в каждые полпериода 50 Гц, следовательно, разряды имеют

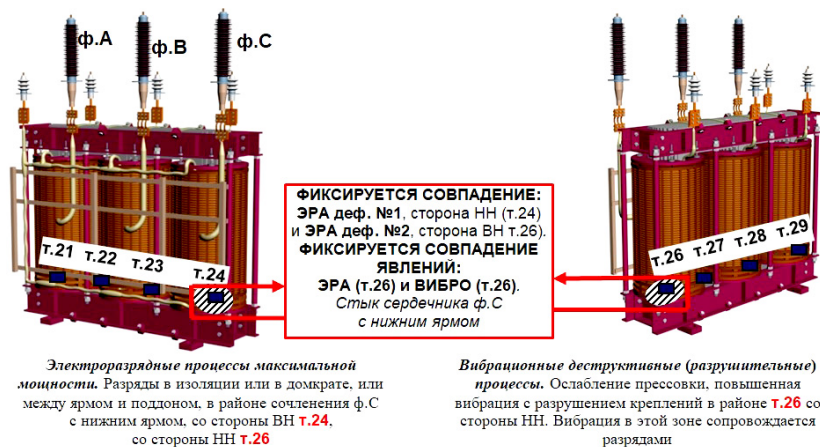


Рис. 3. Анализ взаимного влияния ЭРА и ВИБРО явлений в дефекте по точкам измерения для определения их совпадения в обобщенной зоне

место между плоскостями (без острых выступов). При искрениях амплитуды малы (до 50 мВ), число импульсов — до 70 имп/период.

2. Вибрационное состояние и степень механического разрушения.

Методы вибродиагностики определены [3, с. 38; 20–22], фиксируются следующие параметры: интенсивность виброударов; степень распрессовки —  $10/\delta$ , дБ; мера деструкции (степень износа креплений) —  $\Delta$ , дБ.

По спектральному анализу вычисляется усредненная мера деструктивного воздействия ( $\delta = \Sigma P_{ч.г.} - P_{100г.}$  — локальная), которая определяет результат износа креплений ярма. Обнаружена *повышенная вибрация* на ф. «С» со стороны НН (т. 26) и точки 24 на стороне ВН. Дефект обусловлен ослаблением креплений, возникающих от вибрации;

3. Анализ трансформаторного масла (ХАРГ) [11].

Зафиксировано *превышение граничных значений ацетилен*, соотношение газов указывает на дефект разрядного характера средней мощности. Дефект обусловлен явлениями в нижней части ф. «С» (т. 24, 26) от вибрации и пробоями в масле между твердыми материалами. Соотношение  $CO_2/CO$  указывает, что повреждением не затронута твердая изоляция.

4. Особенности дефектной зоны (нижнее яро, балки, домкрат):

а) значительная вибрация приводит к ослаблению креплений из-за ослабления прессовки яровых балок. Вибрация сопровождается значительными искровыми явлениями, а также ЧР. Причиной значимых ЧР являются истирания изоляции прокладок между яром и балками или уменьшение расстояния между домкратом и яром;

б) еще одним слабым местом может быть зона нижнего ярма (максимальная мощность ЭРА и ВИБРО дефектов, а также результатов ХАРГ) из-за недостаточного расстояния от трансформировочных домкратов до магнитопровода. При этом возможен контакт или пробой на пакет или ярмовую балку, что является весьма распространенным дефектом. Дефектный узел представлен на рис. 3, вероятное место дефекта представлено на рис. 4.

**Вывод по результатам КДО для Объекта I.** В дефектном узле (зоны в т. 24 и т. 26) имеет место совпадение максимальных ЭРА и максимальных ВИБРО дефектов. Данные явления сопровождаются газовыделением. Установлен узел с дефектом —



Рис. 4. Вероятное место дефекта (т. 24, 25, 26)



Рис. 5. Внешний вид трансформатора со стороны ВН

домкрат магнитопровода. После ремонта и восстановления изоляции дефекты отсутствуют, ресурс восстановлен (по оценке КДО до ~90 %).

**Объект II. Техническое состояние магнитных шунтов мощного блочного трансформатора по данным КДО.** Внешний вид трансформатора дан на рис. 5, его характеристики приведены ниже.

Трансформатор типа ТНЦ-1000000/500 (зав. № 131331) изготовлен в 1987 г. на Запорожском трансформаторном заводе.

Уровни напряжений на сторонах трансформатора не превышают предельно допустимых. Нагрузка на блочном трансформаторе составляет, как прави-

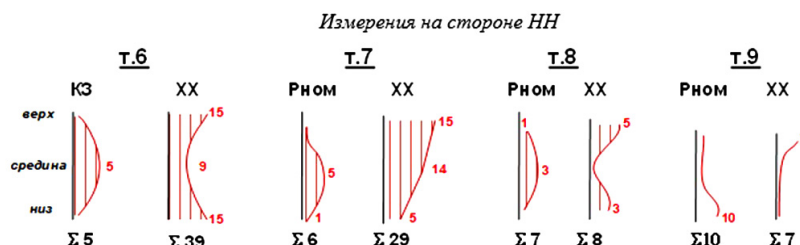


Рис. 6. Результат измерений значений деструкции (Δ, дБ, указаны на кривых) по баку на НН

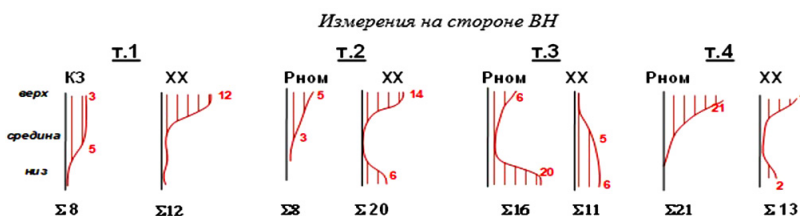


Рис. 7. Результат измерений значений деструкции (Δ, дБ, указаны на кривых) по баку на ВН

ло, 80 % от номинальной. Документально зафиксированных перегрузок, перегревов и других аварийных режимов работы трансформатора с момента ввода в работу не выявлено.

На данном трансформаторе зафиксированы экстремально высокой интенсивности ТЕРМО, ВИБРО явления, газовыделения по ХАРГ, а также слабые электроразрядные процессы. Трансформатор обследовался в режимах ХХ (холостой ход) и номинальной мощности.

#### Результаты КДО

##### 1. Анализ явлений ЭРА.

По всем точкам контроля и режимов работ трансформатора (ХХ и  $P_{ном}$ ) значимые ЭРА отсутствуют.

##### 2. Анализ ВИБРО диагностирования.

Использовались режимы ХХ и 80 % от номинальной мощности —  $P_{ном}$ . На данном трансформаторе виброударные воздействия, соответствующие распрессовке пакетов, отсутствуют.

$$\delta = \frac{P_{чг.}}{P_{100 Гц}}, \quad (1)$$

где  $P_{чг.}$  — мощность четных гармоник;  $P_{100 Гц}$  — мощность гармоники 100 Гц.

Фиксируется значительная вибрация, определяемая параметром Δ, дБ.

$$\Delta = P_{и.г.} - P_{100 Гц'} \quad (2)$$

где  $P_{и.г.}$  — мощность интергармоник (гармоник между основными спектральными линиями 100, 200, 300 Гц и т. д.). Основные гармоники программно убираются  $\pm 3$  Гц.

Имеют место следующие дефекты:

- критическое значение  $\Delta = 21$  дБ, фиксировались в т. 4 при  $P_{ном}'$ ;
- значительные явления:  $20 > \Delta > 10$  дБ, в т. 23, т. 29 при  $P_{ном}'$ ;
- малозначительные явления:  $10 > \Delta$ , т. 11, 2, 12; т. 16, 17, 18, 28.

а) Анализ распределений значений деструкции Δ по стенкам бака. Измерение выполнялось по вертикальным образующим (например, по линии 1 – 11 – 21) рис. 2:

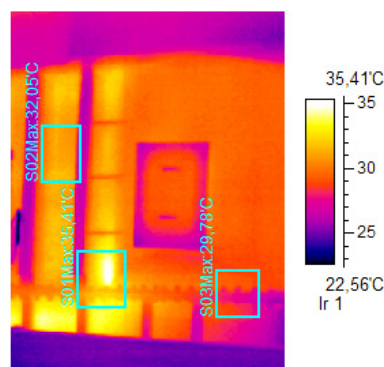


Рис. 8. Пример термограммы и значения температур боковой поверхности бака со стороны НН ф. «В»

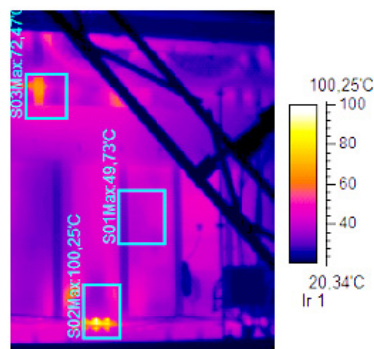


Рис. 9. Пример термограммы и значения температур боковой поверхности бака со стороны НН ф. «А»

- на номинальной мощности  $P_{ном}$  (80 % от паспортной) имеют место потоки намагничивания и рассеяния, которые подпрессовывают пакеты и уменьшают вибрацию листов;
- в режиме ХХ — только поток намагничивания, который приводит к распушковке и значительной вибрации пакета;
- в режиме КЗ магнитные потоки отсутствуют, нет вибрации в пакетах (сердечнике и шунтах). Ви-

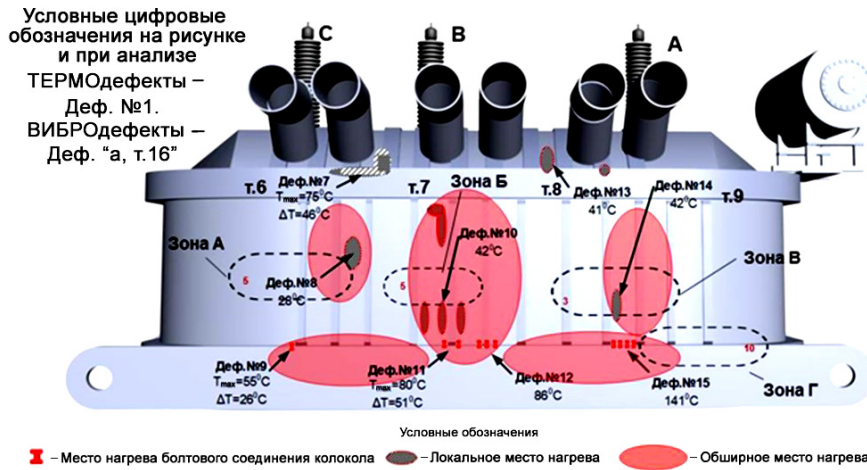


Рис. 10. Тепловые аномалии по корпусу трансформатора, обозначенные Деф. № 7–Деф. № 15, со стороны НН с указанием превышения температуры в зоне дефекта (т. 1 – т. 9)

брация имеет место только в токонесущих узлах, отводах ВН и НН;

б) результаты анализа на стороне НН — эпюры распределения деструкции —  $\Delta$ ,  $\Delta\text{Б}$ , по точкам контроля по высоте (верх, середина, низ) в режимах ХХ и мощности  $P_{\text{ном}}$  показаны на рис. 6.

Из данных эпюр следует: для  $P_{\text{ном}} - \bar{\Delta} = 1$ ; для ХХ —  $\bar{\Delta} = 6$ ; на ф. «С» и «В» (т. 6 и 7) при ХХ  $\Delta$  на порядок превосходит режим  $P_{\text{ном}}$ ;

в) результаты анализа на стороне ВН — эпюры распределения деструкции —  $\Delta$ ,  $\Delta\text{Б}$ , в режимах КЗ, ХХ и мощности 80 % показаны на рис. 7.

Ниже приводятся усредненные значения. Из данных эпюр следует: для  $P_{\text{ном}} - \bar{\Delta} = 4$ ; для ХХ —  $\bar{\Delta} = 3$ ;

г) результаты ВИБРО диагностики — наличие значительных дефектов:

— в режиме ХХ деструкция значима, особенно на стороне НН. При этом на ХХ деструкция меньше, чем при  $P_{\text{ном}}$ , так как при  $P_{\text{ном}}$  имеет место подпрессовка пакетов шунтов от потока рассеяния;

— при ХХ шунты свободны, поэтому перемещения листов стали в шунтах не ограничены (кроме креплений, на них нет подпрессовывающих воздействий).

### 3. Анализ тепловизионного обследования [23].

Результаты термометрии в режиме  $P_{\text{ном}}$  приведены на рис. 8 и рис. 9. Из рис. 8, 9 видно, что термодефекты (аномалии) размещены нерегулярно и не совпадают со стандартными фиксированными точками установки датчиков. По этой причине тепловые дефекты будут обозначены специально (№ 1–№ 15).

При измерениях в режиме ХХ (только поток намагничивания) отклонений температуры от равномерного распределения не зафиксировано. Значительные (критические) многочисленные тепловые аномалии имели место на  $P_{\text{ном}}$ , когда есть значительные потоки рассеяния, поглощаемые магнитными шунтами. Значительные тепловые аномалии в верхней части (купол), на боковых поверхностях (Бок) и на болтах бака (Болт). Максимальная температура со стороны НН и на болтах главного разъема.

### 4. Анализ результатов ХАРГ масла [24]:

а) превышение граничных концентраций зафиксировано по этилену, водороду, метану, этану (влияние нагрева). Оценка скорости проводилась по анализу изменения концентрации за определенный период времени;

б) влагосодержание масла соответствует норме [1, с. 71–72, 139];

в) из анализа типа дефекта следует, что имеет место значительный термический дефект. Указанный факт подтверждает результаты тепловизионного контроля, где фиксируют перегревы более 40 °С;

г) скорость нарастания концентрации растворенных газов в масле по критическим газам превышала 90 % в месяц.

Вывод по ХАРГ: имеют место критические дефекты с перегревом и скоростью нарастания.

5. Комплексный анализ явлений в дефектах на блочном трансформаторе.

Анализ проводился по оценке взаимного влияния ВИБРО дефектов в зонах ТЕРМО дефектов. Оценивались явления по узлам: поверхность бака, купол и болтовые соединения на главном разъеме.

По локализации определены обобщенные зоны дефектов, в которых имеют место и вибрационные, и тепловые явления. Обобщенные зоны для стороны НН указаны на рис. 10, включая: А, Б, В, Г. Для стороны ВН, где интенсивность дефектов на порядок меньше, чем на стороне НН, фиксируются две зоны Д, Е. Газовыделения в отсутствие ЭРА определяются термическими явлениями от вибрационных процессов, обусловленных воздействиями от магнитных полей. На рис. 10 приведены точки с ВИБРО и ТЕРМО дефектами. При этом обозначены обобщенные зоны с совпадениями, обозначенные А–Г.

### Выводы и заключение по результатам КДО для Объекта II

1. По видам диагностирования — общее техническое состояние характеризуется:

а) состояние по «ВИБРО», «ТЕРМО» — значительные дефекты (зона стороны НН — состояние, близкое к критическому);

б) по ХАРГ масла трансформатора — имеют место значительные дефекты термического характера со скоростью нарастания, близкой к 100 % в месяц.

2. Итоговые выводы по техническому состоянию:

а) техническое состояние на баке (зоны А–Г) соответствует значительным отклонениям, дефекты значительные (критические, деф. № 10, № 14), есть совпадения ТЕРМО явлений с ВИБРО дефектами;

б) «критические» перегревы на куполе, перегрев  $\Delta T > 70$  °С (Деф. № 7 и Деф. № 13). Виброконтроль на куполе не проводился;

в) «критический» перегрев болтов: Деф. № 12,  $\Delta T = 86$  °С, и Деф. № 15,  $\Delta T = 141$  °С;

г) обнаруженные отклонения (дефекты) имеют место в шунтах. По этой причине активная часть — ремонтпригодна (возможно восстановление ресурса). Оценка ИТС ~85 % для активной части, без учета шунтов.

Знание реального технического состояния трансформатора позволяет эксплуатирующей организации:

1. Принять решение о целесообразности проведения ремонтных работ или переносе ремонта.

2. В случае принятия решения о ремонте дает понимание объема и глубины ремонта, возможности подготовиться к ремонту, так как вскрытие колокола на блочном трансформаторе — дорогой и сложный процесс, требующий знающего ремонтного персонала и специального оборудования.

3. В случае наличия критических дефектов и необходимости доработать до ремонта можно подобрать режим работы трансформатора на пониженной мощности, особенно реактивной. Режим подбирается по программе во время изменения реактивной и активной мощности с одновременным измерением в критических точках основных параметров. Методика описана в [4].

#### Список источников

1. СТО 34.01-23.1-001—2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. URL: <https://stds.ru/document/СТО%2034.01-23.1-001-2017.pdf> (дата обращения: 14.08.2024).

2. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: приказ Министра энергетики РФ от 26 июля 2017 г. № 676. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант-Плюс».

3. СТО РусГидро 02.03.77—2015. Гидроэлектростанции. Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования. URL: [https://standartgost.ru/g/СТО\\_РусГидро\\_02.03.77-2011](https://standartgost.ru/g/СТО_РусГидро_02.03.77-2011) (дата обращения: 14.08.2024).

4. МУ 1.2.1.16.0220—2014. Оценка состояния и продление срока службы силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов. URL: <https://gisprofi.com/gd/documents/mu-1-2-1-16-0220-2014-otsenka-sostoyaniya-i-prodlenie-sroka-sluzhby.html> (дата обращения: 14.08.2024).

5. Аксенов Ю. П., Голубев А. В., Завидей В. И., [и др.]. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов // Электро. 2006. № 1. С. 28—35. EDN: KVHYRH.

6. Жуков А., Корнев М., Цветаев С. Повреждения силового трансформатора. Способы предотвращения // Новости электротехники. 2015. № 1. С. 36—28.

7. Львова М. М., Львов М. Ю., Комаров В. Б., [и др.]. О снижении риска повреждения силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, сопровождающихся внутренними КЗ // Электрические станции. 2014. № 9. С. 41—48. EDN: SVVBOT.

8. Петрова В. В. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов // International scientific review of the problems and prospects of modern science and education. Collection of scientific articles XLVII International Correspondence Scientific and Practical Conference. Boston, USA. 2018. С. 34—37.

9. Ердяков М. А., Михайлов П. М. Методы диагностики силовых трансформаторов // Развитие научной, творческой и инновационной деятельности молодежи: материалы IX Всерос. науч.-практ. конф. молодых учёных. 29 ноября 2017 г. Лесниково: Изд-во КГСА им. Т. С. Мальцева, 2017. С. 48—51. EDN: YROLUL.

10. Молчанов М. В., Толкачев В. М., Толкачев Я. М., Кошелев Ю. И. Прогнозирование остаточного срока службы силовых масляных трансформаторов на основании данных мониторинга // Энергетика. Технологии, аппараты и машины жизнеобеспечения: сб. ст. III Научн.-техн. конф. Анапа: Военный инновационный технополис «ЭРА», 2021. С. 184—198. EDN: DNFVKV.

11. Овчинников В. К., Хальясмаа А. И. Методы интерпретации результатов хроматографического анализа масла трансформаторного оборудования // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2021. Т. 13, № 1 (49). С. 177—190. EDN: XUGCJT.

12. Серебряков А. С., Семенов Д. А., Степанов С. Е. Анализ результатов измерений параметров изоляции силовых масляных трансформаторов // Вестник НГИЭИ. 2020. № 6 (109). С. 24—35. EDN: IOMTBE.

13. Власенко С. А. Диагностика силового оборудования электроэнергетических систем. Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2019. 98 с. EDN: JGMSWT.

14. Гомазков Д. С., Кириосов М. С., Зенина Е. Г. Анализ критериев оценки остаточного ресурса обмоток силовых трансформаторов // Научно-технологические инновационные технологии и экологическая безопасность в энергетике: материалы междунар. науч.-практ. конф. 15—17 мая 2018 г. Волжский: Изд-во НИУ «МЭИ» (филиал), 2019. С. 59—64.

15. Бабицкий А. Применение метода оценки состояния и управления парком силовых трансформаторов // Вести в электроэнергетике. 2018. № 5 (97). С. 66—71. EDN: REMIIN.

16. Об утверждении руководства по безопасности при использовании атомной энергии «Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик электротехнического оборудования»: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 13 октября 2017 г. № 429. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант-Плюс».

17. Виноградова Л. В., Игнатьев Е. Б., Попов Г. В. [и др.]. К вопросу продления ресурса силовых трансформаторов электрических станций на примере КГРЭС // Повышение эффективности работы ТЭС. Труды ИГЭУ. Т. 3. Иваново, 1999. С. 147—157. EDN: RCKRBF.

18. Хренников А. Ю., Вахнина В. В., Кувшинов А. А., Александров Н. М. Силовые трансформаторы в электрических сетях: испытания, нормативные документы. Часть 1 // Библиотечка электротехника. 2021. № 6 (270). С. 1—99. EDN: HBBUCX.

19. Николаева С. И., Корчагин Д. А. Анализ систем измерения частичных разрядов в изоляции трансформатора // Мировые научно-технологические тенденции социально-экономического развития АПК и сельских территорий: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 75-летию окончания Сталинградской битвы 31 января—02 февраля 2018 г. В 2 т. Волгоград: Изд-во ВГАУ, 2018. Т. 2. С. 464—469. EDN: XVTMJV.

20. Aksenov Y. P., Yaroshenko I. V., Andreev A. V., Noé G. Online transformer diagnostic methods synergy based on discharge and vibration events measurements and location // Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics & Drives (SDEMPED). 2011. P. 437—443. DOI: 10.1109/DEMPED.2011.6063660.

21. Монастырский А. Силовые трансформаторы. Современные принципы построения систем непрерывного контроля // Новости электротехники. 2014. № 6. С. 42—43.

22. Губарев В. А. Современные методы вибрационного контроля высоковольтных трансформаторов // Инновационный путь развития как ответ на вызовы нового времени: сб.

ст. Междунар. науч.-практ. конф. (10 апреля 2021 г., г. Таганрог). Уфа: ООО «Аэтерна», 2021. С. 23–26. EDN: RCJFUE.

23. Михайлов Д. Н. Процесс проведения тепловизионного контроля силовых трансформаторов 35–110 Кв и анализ полученных результатов // Информационные технологии, энергетика и экономика: сб. тр. XVI Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 3 т. Смоленск: Универсум, 2019. Т. 1. С. 47–51. ISBN 978-5-91412-413-4. EDN: DYWTSI.

24. СТО 34.01-23-003–2019. Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонеполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле. URL: [https://sibenedia.ru/assets/images/STO\\_34.01-23-003-2019.pdf](https://sibenedia.ru/assets/images/STO_34.01-23-003-2019.pdf) (дата обращения: 01.08.2024).

**ЯРОШЕНКО Игорь Владимирович**, кандидат технических наук, доцент кафедры механизации и автоматизации автомобильной отрасли Шахтинского государственного политехнического университета (НПИ) имени М. И. Платова (ЮРГПУ (НПИ) им. М. И. Платова), г. Шахты.

ORCID: 0009-0003-3287-5012

Адрес для переписки: [igoryaroshenko@mail.ru](mailto:igoryaroshenko@mail.ru)

**НОСЕНКО Виктория Владимировна**, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры механизации и автоматизации автомобильной отрасли Шахтинского государственного института (филиал) ЮРГПУ (НПИ) им. М. И. Платова, г. Шахты.

SPIN-код: 1829-0233

AuthorID (РИНЦ): 621098

ORCID: 0000-0003-3003-8440

Адрес для переписки: [vnosenko@mail.ru](mailto:vnosenko@mail.ru)

**АЛТУНИНА Мария Сергеевна**, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры механизации и автоматизации автомобильной отрасли Шахтинского государственного института (филиал) ЮРГПУ (НПИ) им. М. И. Платова, г. Шахты.

SPIN-код: 5438-7181

AuthorID (РИНЦ): 621093

ORCID: 0000-0001-5598-2564

Адрес для переписки: [marialtunina@mail.ru](mailto:marialtunina@mail.ru)

**АКСЕНОВ Юрий Петрович**, доктор технических наук, ведущий инженер по научно-технической информации ООО «Высоковольтные измерительные комплексы и системы», г. Балаково.

Адрес для переписки: [diacsnew@list.ru](mailto:diacsnew@list.ru)

#### Для цитирования

Ярошенко И. В., Носенко В. В., Алтунина М. С., Аксенов Ю. П. Опыт определения технического состояния и оценка ресурса трансформаторов по результатам комплексного диагностического обследования // Омский научный вестник. 2025. № 1 (193). С. 58–67. DOI: 10.25206/1813-8225-2025-193-58-67. EDN: LYLMZH.

Статья поступила в редакцию 07.10.2024 г.

© И. В. Ярошенко, В. В. Носенко,

М. С. Алтунина, Ю. П. Аксенов

## EXPERIENCE IN DETERMINING TECHNICAL CONDITION AND EVALUATING THE LIFETIME OF TRANSFORMERS BASED ON THE RESULTS OF A COMPREHENSIVE DIAGNOSTIC EXAMINATION

The article considers a comprehensive approach to assessing the residual lifetime for transformers with a significant service of more than 30 years. Using the example of a comprehensive diagnostic examination of two transformers, it is demonstrated that transformers have different options for aging the active part and the approach to resource assessment should be different. The first option is a uniform general «aging» of the active part, the fact of aging affects reliability after 50–60 years. The second option is the occurrence of a local defective node with vibration (VIBRO) and electric discharge phenomena (ERA), the defect appears spontaneously after 15–25 years.

The appearance of critical defects can be recorded on-line using innovative techniques. The processes that determine the aging of the nodes of the active part are the phenomena of «VIBRO»–«ERA»–«THERMO»–«HARG». By analyzing the parameters and dynamics of phenomena, it is possible to assess the technical condition and resource. This approach is confirmed by the analysis of the technical condition of typical variants of defects in transformers.

**Keywords:** electric discharge phenomena, vibration phenomena, vibration shocks, degree of compression, measure of destruction, thermal imaging control, HARG.

### References

1. STO 34.01-23.1-001–2017. Ob'yem i normy ispytaniy elektrooborudovaniya [Scope and standards for tests of electrical equipment]. URL: <https://stds.ru/document/CTO%2034.01-23.1-001-2017.pdf> (accessed: 14.08.2024). (In Russ.).
2. Ob utverzhdenii metodiki otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya i liniy elektroperedachi elektricheskikh stantsiy i elektricheskikh setey: prikaz Ministra energetiki RF ot 26 iyulya 2017 g. № 676 [On approval of the methodology for assessing the technical condition of the main process equipment and transmission lines of electric power plants and power grids: order of the Minister of Energy of the Russian Federation dated July 26, 2017. No. 676]. Available at ConsultantPlus. (In Russ.).
3. STO RusGidro 02.03.77–2015. Gidroelektrostantsii. Pravila prodleniya sroka sluzhby osnovnogo oborudovaniya v protsesse

ekspluatatsii. Normy i trebovaniya. [Hydroelectric power plants. Rules for extending the service life of main equipment during operation. Norms and requirements]. URL: [https://standartgost.ru/g/CTO\\_РусГидро\\_02.03.77-2011](https://standartgost.ru/g/CTO_РусГидро_02.03.77-2011) (accessed: 14.08.2024). (In Russ.).

4. MU 1.2.1.16.0220–2014. Otsenka sostoyaniya i prodleniye sroka sluzhby silovykh transformatorov, avtotransformatorov, shchntiruyushchikh reaktorov i ikh vvodov [Assessment of the condition and prolongation of the service life of power transformers, autotransformers, shunt reactors and their inputs]. URL: <https://gisprofi.com/gd/documents/mu-1-2-1-16-0220-2014-otsenka-sostoyaniya-i-prodlenie-sroka-sluzhby.html> (accessed: 14.08.2024). (In Russ.).

5. Aksenov Yu. P., Golubev A. V., Zavidyev V. I. [et al.]. Rezul'taty dlitel'noy periodicheskoy diagnostiki silovykh transformatorov [Results of long-term periodic diagnostics of power transformers]. *Electro*. 2006. No. 1. P. 28–35. EDN: KVHYPH. (In Russ.).

6. Zhukov A., Kornev M., Tsvetayev S. Povrezhdeniya silovogo transformatora. Sposoby predotvrashcheniya [Damages of the power transformer. Methods of prevention] // *Novosti elektrotehniki. Electrical Engineering News*. 2015. No. 1. P. 36–28. (In Russ.).
7. L'vova M. M., L'vov M. Yu., Komarov V. B. [et al.]. O snizhenii riska povrezhdeniya silovykh transformatorov napryazheniyem 110 kV i vyshe, soprovozhdayushchikhsya vnutrennimi KZ [On reducing the risk of damage to power transformers with a voltage of 110 kV and above, accompanied by internal short circuits]. *Elektricheskiye stantsii. Electrical Stations*. 2014. No. 9. P. 41–48. EDN: SVVBOT. (In Russ.).
8. Petrova V. V. Rezul'taty dlitel'noy periodicheskoy diagnostiki silovykh transformatorov [Results of long-term periodic diagnostics of power transformers] // *International Scientific Review of the Problems and Prospects of Modern Science and Education*. Collection of scientific articles of XLVII International correspondence scientific and practical conference. Boston, USA. P. 34–37. (In Engl.).
9. Erdyakov M. A., Mikhaylov P. M. Metody diagnostiki silovykh transformatorov [Methods of diagnostics of power transformers] // *Razvitiye nauchnoy, tvorcheskoy i innovatsionnoy deyatel'nosti molodezhi*. Lesnikovo. 2017. P. 48–51. EDN: YROLUL. (In Russ.).
10. Molchanov M. V., Tolkachev V. M., Tolkachev Ya. M., Koshelev Yu. I. Prognozirovaniye ostatochnogo sroka sluzhby silovykh maslyanykh transformatorov na osnovanii dannykh monitoringa [Forecasting the remaining service life of power oil transformers based on monitoring data] // *Energetika. Tekhnologii, apparaty i mashiny zhizneobespecheniya*. Anapa, 2021. P. 184–198. EDN: DNFBKV. (In Russ.).
11. Ovchinnikov V. K., Khal'yasmaa A. I. Metody interpretatsii rezul'tatov khromatograficheskogo analiza masla transformatornogo oborudovaniya [Interpretation methods of dissolved gas chromatography of power transformer equipment]. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta. Kazan State Power Engineering University Bulletin*. 2021. Vol. 13, no. 1 (49). P. 177–190. EDN: XUGCJT. (In Russ.).
12. Serebryakov A. S., Semenov D. A., Stepanov S. E. Analiz rezul'tatov izmereniy parametrov izolyatsii silovykh maslyanykh transformatorov [Analysis of measurement results of insulation parameters of power oil transformers]. *Vestnik NGIEI. Bulletin NGIEI*. 2020. No. 6 (109). P. 24–35. EDN: IOMTBE. (In Russ.).
13. Vlasenko S. A. Diagnostika silovogo oborudovaniya elektroenergeticheskikh sistem [Diagnostics of power equipment of electric power systems]. Khabarovsk, 2019. 98 p. EDN: JGMSWT. (In Russ.).
14. Gomazkov D. S., Kirnosov M. S., Zenina E. G. Analiz kriteriyev otsenki ostatochnogo resursa obmotok silovykh transformatorov [Analysis of criteria for evaluating the residual life of windings of power transformers] // *Naukoyemkiye innovatsionnyye tekhnologii i ekologicheskaya bezopasnost' v energetike*. 15–17 May 2018. Volzhsky, 2019. P. 59–64. (In Russ.).
15. Babitskiy A. Primeneniye metoda otsenki sostoyaniya i upravleniya parkom silovykh transformatorov. [Application of the method of assessing the condition and management of the power transformers fleet]. *Vesti v elektroenergetike. News in the Electric Power Industry*. 2018. No. 5 (97). P. 66–71. EDN: REMIIN. (In Russ.).
16. Ob utverzhdenii rukovodstva po bezopasnosti pri ispol'zovanii atomnoy energii «Ustanovleniye i metody monitoringa resursnykh kharakteristik elektrotekhnicheskogo oborudovaniya»: prikaz Federal'noy sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru ot 13 oktyabrya 2017 g. № 429 [On approval of the guidelines for safety in the use of atomic energy «Establishment and methods of monitoring the service life characteristics of electrical equipment»: order of the Federal environmental, industrial and nuclear supervision service No. 429 of 13 October 2017]. Available at ConsultatPlus. (In Russ.).
17. Vinogradova L. V., Ignat'yev E. B., Popov G. V. [et al.]. K voprosu prodleniya resursa silovykh transformatorov elektricheskikh stantsiy na primere KGRES [On the issue of extending the life of power transformers of electric power plants on the example of KGRES] // *Povysheniye effektivnosti raboty TES. Trudy IGEU. Improving the efficiency of thermal power plants. Works of IGEU*. Vol. 3. Ivanovo, 1999. P. 147–157. EDN: RCKRBF. (In Russ.).
18. Khrennikov A. Yu., Vakhnina V. V., Kuvshinov A. A., Aleksandrov N. M. Silovyye transformatory v elektricheskikh setyakh: ispytaniya, normativnyye dokumenty. Chast' 1 [Power transformers in electrical networks: tests, regulatory documents. Part 1]. *Bibliotekha elektrotehnika. The Library of Electrical Engineering*. 2021. No. 6 (270). P. 1–99. EDN: HBBUCX. (In Russ.).
19. Nikolayeva S. I., Korchagin D. A. Analiz sistem izmereniya chastichnykh razryadov v izolyatsii transformatora [Analysis of partial discharge measurement systems in transformer insulation] // *Mirovyye nauchno-tekhnologicheskkiye tendentsii sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya APK i sel'skikh territoriy*. Volgograd, 2018. P. 464–469. EDN: XVTMJV. (In Russ.).
20. Aksenov Y. P., Yaroshenko I. V., Andreev A. V., Noé G. On-line transformer diagnostic methods synergy based on discharge and vibration events measurements and location // *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics & Drives (SDEMPED)*. 2011. P. 437–443. DOI: 10.1109/DEMPED.2011.6063660. (In Engl.).
21. Monastyrskiy A. Silovyye transformatory. Sovremennyye printsipy postroyeniya sistem nepreryvnogo kontrolya [Power transformers. Modern principles of building continuous monitoring systems]. *Novosti Elektrotehniki. Electrical Engineering News*. 2014. No. 6. P. 42–43. (In Russ.).
22. Gubarev V. A. Sovremennyye metody vibratsionnogo kontrolya vysokovol'tnykh transformatorov [Modern methods of vibration control of high voltage transformers] // *Innovatsionnyy put' razvitiya kak otvet na vyzovy novogo vremeni*. Ufa, 2021. P. 23–26. EDN: RCJFUE. (In Russ.).
23. Mikhaylov D. N. Protsess provedeniya teplovizionnogo kontrolya silovykh transformatorov 35–110 Kv i analiz poluchennykh rezul'tatov [The process of thermal imaging control of 35–110 Kv power transformers and analysis of the results obtained] // *Informatsionnyye Tekhnologii, Energetika i Ekonomika*. In 3 Vols. Smolensk, 2019. Vol. 1. P. 47–51. ISBN 978-5-91412-413-4. EDN: DYWTSL. (In Russ.).
24. STO 34.01-23-003–2019. Metodicheskiye ukazaniya po tekhnicheskomu diagnostirovaniyu razvivayushchikhsya defektov maslonapolnennogo vysokovol'tnogo elektrooborudovaniya po rezul'tatam analiza gazov, rastvorenykh v mineral'nom transformatornom masle [Methodological guidelines for technical diagnostics of developing defects of oil-filled high-voltage electrical equipment based on the results of gases dissolved in mineral transformer oil analysis]. URL: [https://sibenedia.ru/assets/images/STO\\_34.01-23-003-2019.pdf](https://sibenedia.ru/assets/images/STO_34.01-23-003-2019.pdf) (accessed: 01.08.2024). (In Russ.).

**YAROSHENKO Igor Vladimirovich**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Mechanization and Automation of the Road Industry Department, Shakhty Automobile Institute (branch) South-Russian State Polytechnic University named after M. I. Platov, Shakhty. ORCID: 0009-0003-3287-5012  
Correspondence address: igoryaroshenko@mail.ru

**NOSENKO Victoria Vladimirovna**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Mechanization and Automation of the Road Industry Department, Shakhty Automobile Institute (branch) South-Russian State Polytechnic University named after M. I. Platov, Shakhty.

SPIN-code: 1829-0233  
AuthorID (RSCI): 621098  
ORCID: 0000-0003-3003-8440  
Correspondence address: vvnosenko@mail.ru  
**ALTUNINA Maria Sergeevna**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Mechanization and Automation of the Road Industry Department, Shakhty Automobile Institute (branch) South-Russian State Polytechnic University named after M. I. Platov, Shakhty.  
SPIN-code: 5438-7181  
AuthorID (RSCI): 621093  
ORCID: 0000-0001-5598-2564  
Correspondence address: mariyaltunina@mail.ru  
**AKSENOV Yuri Petrovich**, Doctor of Technical Sciences, Leading Engineer in Scientific and Technical

Information, LLC «High voltage measuring complexes and systems», Balakovo.  
Correspondence address: diacsnew@list.ru

#### For citations

Yaroshenko I. V., Nosenko V. V., Altunina M. S., Akse-  
nov Yu. P. Experience in determining technical condition and  
evaluating the lifetime of transformers based on the results of a  
comprehensive diagnostic examination. *Omsk Scientific Bulletin*.  
2025. No. 1 (193). P. 58–67. DOI: 10.25206/1813-8225-2025-193-  
58-67. EDN: LYLMZH.

**Received October 07, 2024.**

© **I. V. Yaroshenko, V. V. Nosenko,**  
**M. S. Altunina, Yu. P. Aksenov**