

DOI: 10.18721/JEST.27306

УДК 621.317.33

B.C. Поляков

ФГАОУ ДПО Петербургский энергетический институт повышения квалификации,  
Санкт-Петербург, Россия

## ОНЛАЙН ДИАГНОСТИКА АКТИВНОЙ ЧАСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В работе описан способ получения характеристик активной части силовых трансформаторов онлайн на основе обработки цифровых осциллограмм тока и напряжения при включении трансформатора на холостой ход с не размагниченным магнитопроводом. Магнитопровод трансформатора, отключённого выключателем, остаётся намагниченным с остаточной индукцией близкой по значению к номинальной индукции  $B_{ост} = 1,5$  Тл. При включении трансформатора под рабочее напряжение на остаточную индукцию накладывается переменная рабочая индукция  $B_{ном} = 1,5$  Тл, и суммарная индукция в магнитопроводе может достигать значения  $B_{\Sigma} = 3,0$  Тл, то есть значения индукции насыщения, и по обмотке трансформатора протекают токи размагничивания близкие по значению к токам короткого замыкания  $I_{разм} = (5÷6) \cdot I_{ном}$ . Это позволяет по осциллограмме тока и напряжения построить кривую намагничивания – зависимость потока от тока  $f = \Psi(i)$ , из которой получить все параметры активной части трансформатора, которые обычно измеряют на отключённом трансформаторе от постороннего источника напряжения.

**Ключевые слова:** силовой трансформатор, магнитопровод, осциллограмма, холостой ход, остаточная индукция, размагничивание, индукция насыщения, кривая намагничивания, параметры активной части.

*Ссылка при цитировании:*

Поляков В.С. Онлайн диагностика активной части силовых трансформаторов // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27, № 3. С. 63–76. DOI: 10.18721/JEST.27306

Это статья открытого доступа, распространяемая по лицензии CC BY-NC 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

V.S. Poliakov

Federal State educational establishment PEIPK,  
St. Petersburg, Russia

## ONLINE DIAGNOSTICS OF THE ACTIVE PART OF POWER TRANSFORMERS

The paper describes a method for obtaining the characteristics of the active part of power transformers online. The method is based on the processing of digital current and voltage wave-forms obtained at turning on of unloaded transformer with premagnetized core. The core of transformer, switched off by a circuit breaker, has residual induction value closing to nominal  $B_{н} = 1.5$ . Switching on of the transformer leads to addition of working AC field to residual one. Therefore full magnetic field may achieves saturation induction  $B = 3$  T. In this case winding current is close to shorting one  $I_{демаг} = (5÷6)I_{н}$ . It let's to build magnetization curve – dependence of the magnetic flux on winding current. This dependence let's to get all the parameters of the active part of the transformers, which are usually measured on a disconnected transformer using an external voltage source.

**Keywords:** Power transformer, magnet circuit, waveform, unloaded mode, demagnetization, saturation induction, magnetization curve, active part parameters.

*Citation:*

V.S. Poliakov, Online diagnostics of the active part of power transformers, Materials Science. Power Engineering, 27 (03) (2021) 63–76, DOI: 10.18721/JEST.27306

This is an open access article under the CC BY-NC 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

**Введение.** По эксплуатации высоковольтного электрооборудования выпущено много руководящих документов, называемых: техническая политика<sup>1</sup>, концепция<sup>2</sup>, стандарт<sup>3</sup> и т.д. В них собрано многое из того, что написано и опубликовано в интернете без критического осмысления и отбора действительно эффективных технических решений.

Это связано с активным внедрением во все сферы современной жизни цифровизации, что привело к излишнему увлечению оперированием с избыточной информацией. В частности, по диагностическим параметрам силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (в дальнейшем СТ). Причём, большинство предлагаемых для диагностики параметров, практически не влияют на надёжность работы СТ и не позволяют оценить его реальное состояние.

Так, в информационном письме РАО "ЕЭС России" № 04-05/6-107 от 27.10.1995 года «О комплексном обследовании СТ и их маслонаполненных высоковольтных **выводов**<sup>1</sup>», предложено выполнить измерения, анализы и обследования по 52 пунктам, половина из которых определяет характеристики трансформаторного масла из бака СТ и его вводов. Отметим, что в названии письма высоковольтные **вводы** названы **выводами**. Это говорит о квалификации «специалистов», которые составляли этот документ.

Наш опыт проведения комплексных обследований с 1976 года более ста СТ напряжением 110-1150 кВ мощностью от 40 МВА до 630 МВА со сроками эксплуатации от 8-12 лет до 40-50 лет позволяет сделать вывод о том, что установленная руководящими документами система эксплуатации трансформаторных масел СТ при её выполнении работает эффективно, и не приводит к изменениям характеристик масел, требующих их восстановления. Ни при одном обследовании перечисленных СТ никаких работ с трансформаторными маслами не потребовалось делать, и это при том, что в обследованиях принимали участие самые квалифицированные специалисты российской энергетики в области хроматографического анализа газов и трансформаторных масел: Калачёва Надежда Ивановна и Дарьян Леонид Альбертович.

В таком документе как: «Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС»<sup>2</sup> в разделе 2.2.6 Диагностика и мониторинг электрооборудования предлагается:

П. 2.2.6.3 под рабочим напряжением преимущественно должен быть обеспечен непрерывный (автоматический) контроль состояния:

- силовых (авто) трансформаторов и шунтирующих реакторов;
- высоковольтных вводов 110 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь  $\tg\delta$  и емкости изоляции;
- трансформаторов тока 330 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь  $\tg\delta$  и емкости изоляции;
- ограничителей перенапряжений по току проводимости, количеству и величине токов срабатывания;
- выключателей и разъединителей по коммутационному ресурсу.

А п. 2.2.6.4 устанавливает такой же контроль для эксплуатируемых проходных вводов, вводов силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ и выше и трансформаторов тока

<sup>1</sup> О комплексном обследовании СТ и их маслонаполненных высоковольтных выводов // Инф.письмо РАО "ЕЭС России" № 04-05/6-107 от 27.10.1995 года.

<sup>2</sup> Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» // ОАО «ФСК ЕЭС». – М., 2011 г.



330 кВ и выше должны оборудоваться системами автоматического контроля под рабочим напряжением по изменению тгб и емкости.

Онлайн непрерывной контроль необходим в тех случаях, когда происходят повреждения из-за быстрого, за 1-3-6 месяцев, развития опасного дефекта для выявления его появления на возможно более ранней стадии.

### Экспериментальная часть

Исследовано, что с такой скоростью развиваются местные дефекты в ТТ напряжением 330 кВ и выше, после эксплуатационных воздействий приводящих к их появлению. Время от момента появления местного опасного дефекта зависит от температуры окружающей среды и других тепло-выделяющих факторов, и составляет как раз от 1 до 6 месяцев.

Эксплуатационным воздействием, приводящим к появлению дефекта в ТТ типа ТФУМ или аналогичных конструктивно типа IMB, является воздействие тока короткого замыкания. В местном дефекте увеличивается выделение тепла за счёт увеличения диэлектрических потерь, соответственно возрастает температура зоны охваченной местным дефектом, достигая значения деструкции целлюлозы (270°C), и при дальнейшем увеличении температуры начинается обугливание, приводящее к пробою основной изоляции. Происходит классический тепловой пробой, частичные разряды при этом отсутствуют.

При развитии такого дефекта возрастает значение тока через изоляцию и изменяется его форма (рис. 3, 4), поэтому эффективная непрерывная диагностика ТТ с U-образной обмоткой может быть построена на регистрации ёмкостного тока обычным регистратором аварийных событий (PAC) отдельным типа «Парма», «Нева» и др., или встроенным в современные панели защит. Система периодической диагностики по току под рабочим напряжением ТТ-330 кВ типа ТФУМ-330 была внедрена в Колэнерго на ПС Мончегорская-330 в 1999 году.

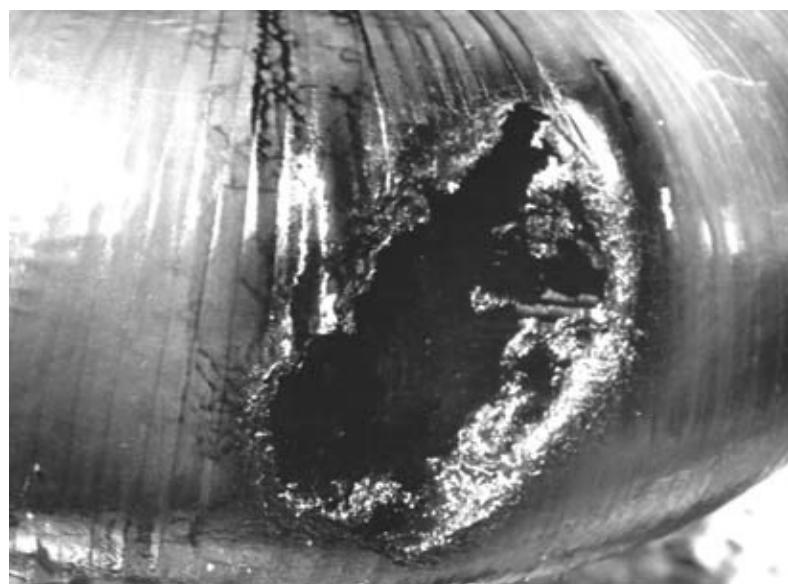


Рис. 1. Выгорание зоны местного дефекта ТТ типа ТФУМ-330.

Выгорела изоляция 4-х конденсаторных обкладок из 14-ти. Дефект развивался на стенде при одновременном действии всех тепловыделяющих факторов в течение двух недель непрерывно

Fig. 1. Thermal destruction of local defect of current transformer TFUM-330.

The insulation of 4 of 14 capacitors linings was destroyed. Defect propagated on setup under simultaneous actions all heating factors during two weeks continually



Рис. 2. Аналогичное повреждение ТТ типа IMB-500 [1]. Повреждения в эксплуатации происходят, если в течение 1-го месяца днём стоит жаркая погода с температурой в тени 25–30°C. Ночью температура снижалась.

Fig. 2. Similar damage of current transformer IBM-500 type [1]. Damages in exploitation occurs if day air temperature in the shadow during one month lies in interval 25–30°C and night temperature was decreasing

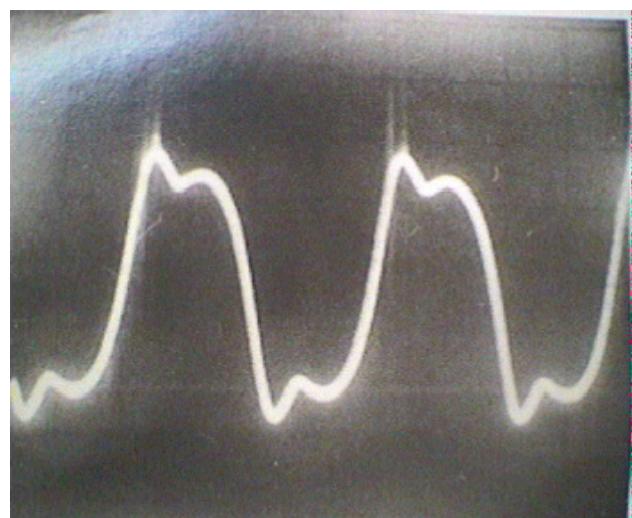


Рис. 3. Ёмкостной ток в начале развития дефекта в ТТ типа ТФУМ-330  
Fig. 3. Capacitive current in initial stage of defect growth in current transformer TFUM-330 type

Поэтому можно согласиться с требованием п.п. 2.2.6.3 и 2.2.6.4 в отношении ТТ напряжением 330 кВ и выше, для которых такая система диагностики разработана [2], а также для вводов с RIP – изоляцией, но не в отношении вводов 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией, для которых необходимость непрерывного контроля вообще отсутствует.

Диагностика электрооборудования заключается в отрицании самой диагностики. Это следует из того, что главная задача диагностики заключается в том, чтобы выявить опасный дефект на возможно более ранней стадии его развития. При этом опасным может считаться дефект, развитие которого приводит к повреждению в достаточно короткие сроки: 1-3-6 месяцев. Выявив причину появления опасного дефекта, устраниют её на том этапе жизни электрооборудования, на котором она появляется, и далее нет никакой необходимости в проведении периодической или непрерывной диагностики, то есть её отрицание. Следует оговориться,

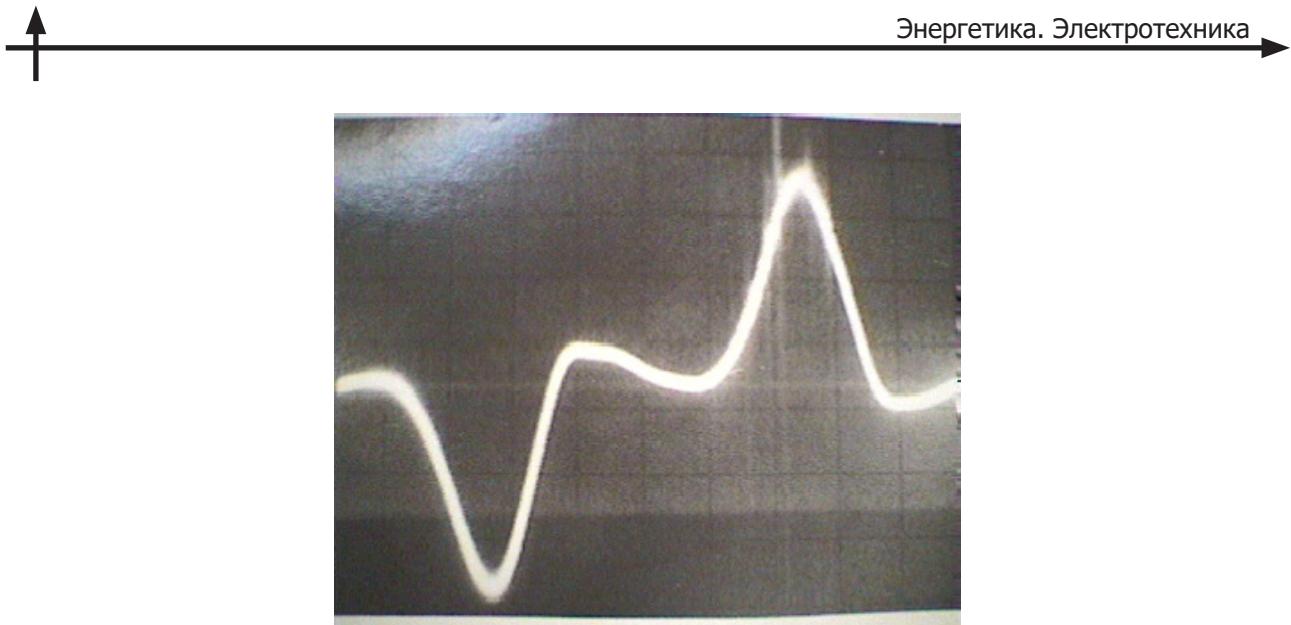


Рис. 4. Ёмкостной ток перед повреждением ТТ типа ТФУМ-330 (рис. 1)

Fig. 4. Capacitive current before damage of current transformer TFUM-330 type

что это возможно только при строгом соблюдении уточнённой по результатам исследования причин повреждения технологии изготовления аппарата, что не гарантируют отечественные производители.

В том случае, когда приходится эксплуатировать э/о с не устранившей причиной появления опасного дефекта – необходимо разработать эффективную систему диагностики периодическую или непрерывную.

Рассмотрим это на примере вводов с RIP – изоляцией. В начальный период освоения выпуска вводов с RIP – изоляцией ООО «Масса» происходили, практически, массовые повреждения вводов напряжением 110-500 кВ.

В публикациях о причинах повреждений назывались разные причины, в частности, в [3]: «*Причины повреждений вводов можно условно разделить на две большие группы. К первой относятся причины, заложенные во ввод на этапе его изготовления (конструкция, технология, несоответствующие материалы, скрытые дефекты и т.д.), ко второй группе относятся факторы, возникающие в процессе эксплуатации (неправильные монтаж и измерения, недёжное заземление измерительного вывода, измерение  $tg\delta$ , нерасчётные режимы и т.д.). И если мы, как производители вводов, можем устранить или свести к минимуму причины повреждений из первой группы, то исключить или как-то повлиять на причины из второй группы мы не в состоянии..... Для повышения качества и надёжности выпускаемых вводов с 2011 года ....было принято решение о разработке модернизированной серии вводов более надёжной конструкции. Результат всех перечисленных работ – разработка модернизированной серии высоковольтных вводов, обладающих большей надёжностью, что подтверждено проведёнными испытаниями на заводе и двухлетним безаварийным периодом эксплуатации на объектах энергетики России. (Внимание!). В новых конструкциях вводов были применены новые материалы для изготовления уравнительных обкладок, увеличены диаметры изоляций вводов, применены новые сверхчистые материалы для изготовления компаунда, принципиально изменён метод фиксации соединительной втулки. Обкладки изготавливаются из алюминиевой фольги импортного производства со специально обработанной поверхностью и максимальной адгезией, исключающей расслоение между обкладкой и компаундом. Для последней измерительной обкладки используется специально обработанная медная фольга, что позволило обеспечить более надёжный контакт с измерительным выводом с помощью пайки»* [3]. То есть, на основе изучения действительных причин повреждений вводов с RIP – изоляцией изготовитель внёс конструктивные и технологические изменения, и

вводы перестали повреждаться, не смотря на продолжающееся действие факторов второй группы, возникающих в эксплуатации.

Конечно, на тех объектах, где использовали методы диагностики под рабочим напряжением с первых дней эксплуатации, как на Сургутской ГРЭС-2, где дважды пришлось заменять вводы 500 кВ типа ГКТ III-60-500/2500 01 (2009 г. выпуска) на блочном трансформаторе 1Т типа ТНЦ-10000000/500. Или там, где использовали собственную разработку непрерывного контроля ёмкостного тока, как на Экибастузской ГРЭС-2 на блочных трансформаторах типа ТНЦ-630000/500. И там и там контролируемые параметры начали изменяться с первых дней включения вводов с RIP – изоляцией под напряжение, что позволило предотвратить повреждения вводов. И если на Сургутской ГРЭС-2 решение о замене вводов было принято на основании результатов измерений  $tgd$  и ёмкости под рабочим напряжением, то на Экибастузской ГРЭС-2 блочный трансформатор 1Т был отключен дополнительной защитой по ёмкостному току через 10 дней после включения под напряжение. Ёмкостной ток ввода фазы «А» возрос на 25%. Измерения на испытательном напряжении 10 кВ подтвердили рост ёмкости на те же 25%.

Повреждения вводов с RIP – изоляцией и ТТ типа ТФУМ и ИМВ происходили из-за развития классического теплового пробоя, при этом ни на стенде НИИПТ'а, ни на ГРЭС не были зарегистрированы частичные разряды.

Вводы с RIP – изоляцией, изготовленные с 2011 года с приведенными выше изменениями, работают надёжно, и не требуют диагностики. То есть диагностика выполнила свою задачу: выявила причины появления опасных дефектов, позволила разработать эффективные меры по их устраниению, тем самым, отпала необходимость в её использовании.

Изначально, одна из задач применения вводов с RIP – изоляцией и ставилась как отсутствие необходимости их диагностики в эксплуатации. В Ленэнерго, эксплуатировались вводы с твёрдой изоляцией 110 и 220 кВ на трансформаторах ПС №20 (ПС Чесменская) изготовленные различными фирмами Италии, Германии, Швеции, Бельгии и др. в 30-х годах прошлого столетия. Ни один ввод не был забракован, не было ни одного повреждения этих вводов, и они надёжно проработали более 50-ти лет до реконструкции ПС №20 (ПС Чесменская). При этом никакой необходимости в их контроле не было.

Что можно порекомендовать потребителям: при получении вводов обратите внимание на результаты измерений их характеристик на заводе-изготовителе. Все вводы одной партии должны иметь абсолютно одинаковые характеристики по  $tgd$  и ёмкости, и это необходимо подтвердить измерениями на объекте. Если характеристики абсолютно одинаковы, то это указывает на строгое соблюдение технологии их изготовления. Впервые я обратил внимание на этот факт на Верхнетагильской ГРЭС, где измерял вводы 220 кВ под рабочим напряжением. Вводы с RIP – изоляцией фирмы АВВ на масляном выключателе 220 кВ имели абсолютно одинаковые характеристики, как на заводе, так и на объекте.

Поэтому, если всё же применять непрерывную диагностику вводов с RIP – изоляцией 110 кВ и выше и ТТ 330 кВ и выше, то самым простым способом, контролем ёмкостного тока стандартными цифровыми устройствами РАС, которыми оснащён объект отдельными или установленными в современных панелях защит.

В отношении СТ РД [4] устанавливают объём мониторинга, в основном, по контролю параметров трансформаторного масла, содержанию газов, растворённых в масле характерных для развивающихся повреждений и другим параметрам не связанным с опасными быстро развивающимися дефектами.

В то же время, основной причиной повреждений СТ являются дефекты, связанные с нарушением динамической устойчивости обмоток СТ от воздействия токов короткого замыкания (КЗ). А в последнее время стали происходить повреждения и от воздействия токов при включении СТ на холостой ход (ХХ).



Рис. 5. Разрушение обмотки 500 кВ с внешней стороны тр-ра Тяньваньской АЭС  
 Fig. 5. The outside destroy of 500 kV winding of power transformer TyanVan atom power plant



Рис. 6. Разрушение обмотки 500 кВ с внутренней стороны Тяньваньской АЭС  
 Fig. 6. The inside destroy of 500 kV winding of power transformer TyanVan atom power plant

От таких токов повредился блочный трансформатор типа ОДЦ- 417000/500/24 Тяньваньской АЭС в КНР (рис. 5, 6), величина которых, по расчётом Г.А. Евдокунина и М.В. Дмитриева [5], может превышать  $(5-6) \cdot I_{\text{ном}}$  (рис. 9),

Начало развития разрушения обмотки 500 кВ было зафиксировано на СТ 1Т типа ТНЦ-10000000/500 Сургутской ГРЭС-2 (рис. 7).

При отключении СТ выключателем, его магнитопровод остаётся намагниченным с остаточной индукцией  $Br$ , так как намагничивание магнитопровода происходит по петле гистерезиса (рис. 8), и в момент обрыва тока остаточная индукция  $Br \approx B_\phi$  близка по значению к индукции при фазном напряжении ( $B_\phi$ ).

В пределе возможен вариант отключения, когда в магнитопроводе «сохраняется» остаточная индукция, величина которой максимальна, то есть достигает значения  $B_{\text{макс. ном.}} = 1,5$  Тл. При включении трансформатора с такой остаточной индукцией в сеть индукция от приложенного на-



Рис. 7. Начало повреждения обмотки 500 кВ тр-па 1Т 500 кВ, 1000 МВА Сургутской ГРЭС-2  
 Fig. 7. Initial stage of 500 kV winding damage of power transformer 1T 500 kV, 1000 MVA Surgut power plant GRES-2

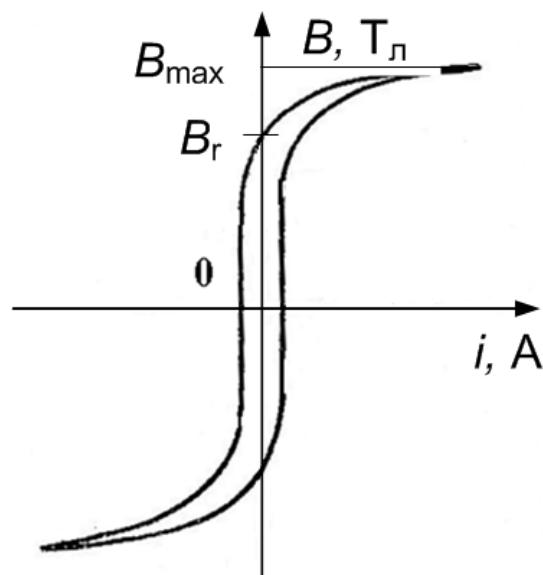


Рис. 8. Петля гистерезиса электротехнической стали  
 Fig. 8. Hysteresis loop of electrotechnical steel

пряжения складывается с остаточной индукцией, и сумма может достигать  $B \leq 3,0$  Тл, что значительно превышает индукцию начального насыщения  $B_{\text{нач. нас.}} = 1,65$  Тл и приводит к насыщению магнитопровода, уменьшению величины индуктивности до минимального значения и, соответственно, к увеличению тока до значений близких к величине тока короткого замыкания  $(5 \div 6)I_{\text{ном}}$ . (рис. 9) [5].

Физически происходит процесс размагничивания магнитопровода, но так как величины индукции и тока соответствуют значениям при токах короткого замыкания, то насыщение сохраняется достаточно долго (несколько десятков периодов промышленной частоты).

Так как магнитопровод СТ намагнчен несимметрично, то проявляется поток нулевой последовательности, который замыкается через бак, что вызывает выплеск расплавленного металла

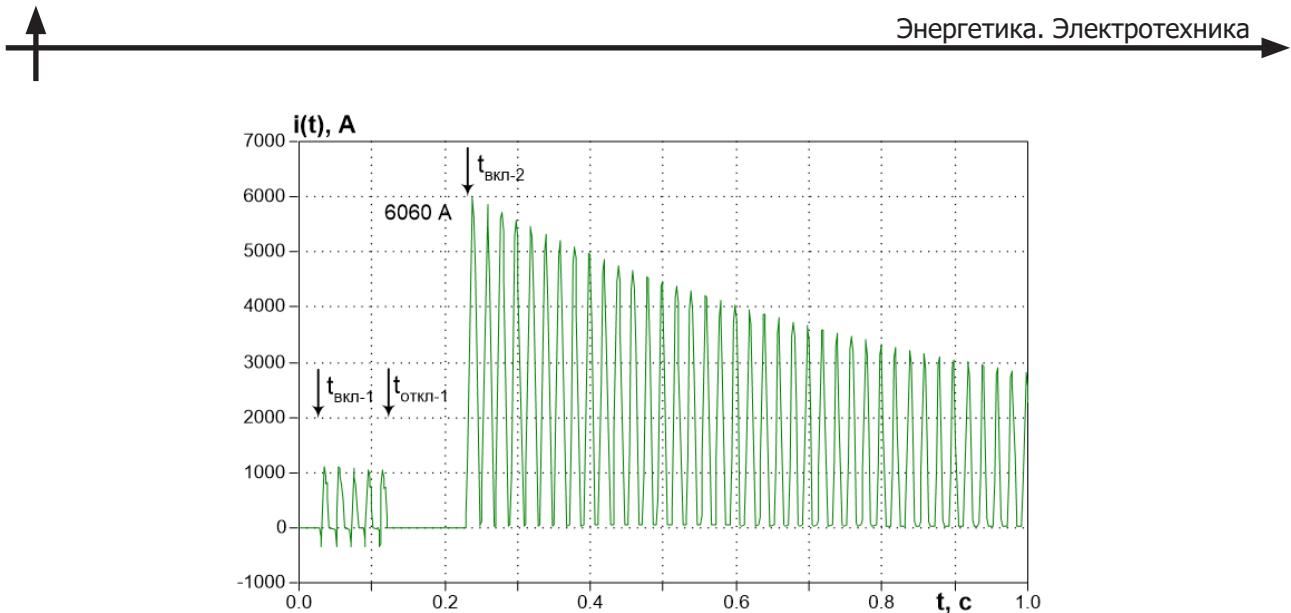


Рис. 9. Расчетная осциллограмма тока фазы С силового трансформатора ОДЦ-417000/500/24, двукратно коммутируемого на сеть 500 кВ через индуктивное сопротивление 45 Ом [7]

Fig. 9. Calculated oscillogramme of phase current of power transformer ODC-417000/500/24 under two-time commutation on 500 kV grid trough inductive resistnace 45 Ohm

из точек касания болтов, соединяющих разъём колокола и бака, что и происходит на многих СТ напряжением 110 кВ и выше.

Прохождение больших по значению токов КЗ или токов размагничивания при включении СТ на ХХ деформирует обмотки, что обычно приводит к пробою внутренней изоляции СТ. Изменения геометрии обмоток относится к разряду развивающихся дефектов, поэтому обнаружение изменений параметров активной части СТ и возникновения ЧР на ранней стадии позволяет своевременно принять меры по предотвращению повреждения СТ.

Однако, ни одна из систем мониторинга рекомендованная РД не предлагает онлайн диагностики параметров активной части СТ: тока ХХ, потерь ХХ, сопротивления КЗ, индуктивного сопротивления СТ.

Такая система была разработана НИЦ-ВВА и предлагалась всем энергосистемам и электростанциям письмом РАО «ЕЭС России» [6] в 1996 году. Устройство непрерывной автоматической диагностики механического состояния трёхфазного двухобмоточного трансформатора для своевременного выявления опасных деформаций обмоток силовых трансформаторов. Примеров использования этого устройства в энергетике не опубликовано.

Все эти параметры можно определить, сняв кривую намагничивания магнитопровода СТ. Для снятия кривой намагничивания измерительных ТН разработан резонансный способ (1983 год) [7].

Способ назван резонансным потому, что для получения данных, по которым строится зависимость потока от тока  $f = \Psi(i)$ , в реальном резонансном контуре возбуждается феррорезонанс (рис. 11), через 1-2 сек феррорезонанс подавляется. Весь процесс записывается на осциллографе. Затем по данным осциллограммы участка, когда происходит размагничивание магнитопровода ТН, и по первичной обмотке проходит максимальный однополупериодный ток (до 10-15 А), строится зависимость потока от тока  $f = \Psi(i)$ . Обычные способы позволяют получить эту зависимость только до 4-5 А [7, 8].

Исследуя причины повреждений СТ от токов КЗ и от токов включения на ХХ, замечено, что при включении на ХХ по обмотке СТ протекают огромные токи (рис. 9, 10), при этом магнитопровод достигает почти полного насыщения. Поэтому было решено использовать осциллограмму включения СТ на ХХ для построения кривой намагничивания и получения из неё всех необходимых параметров активной части СТ онлайн.

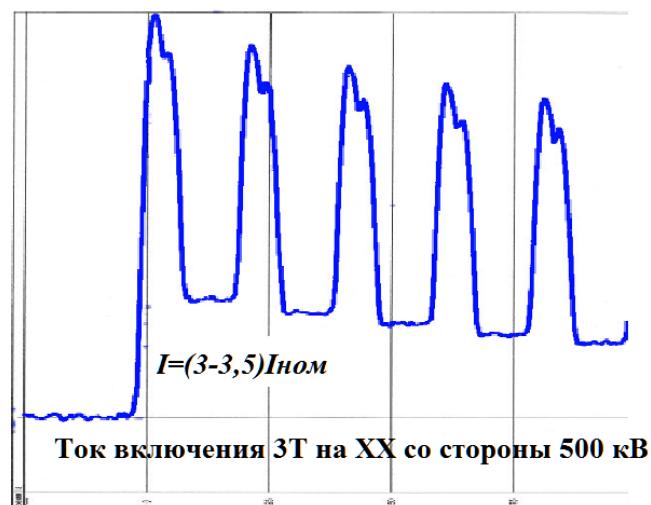


Рис. 10. Ток включения тр-па 3Т 500 кВ, 1000 МВА Сургутской ГРЭС-2 на XX со стороны 500 кВ  
 Fig. 10. The current under turn-on idling of power transformer 3T 500 kV, 1000 MVA Surgut power plant GRES-2

Первое, что можно получить из осциллограммы включения без какой-либо обработки – это значение тока XX. Просто поставить маркер на участке осциллограммы с установившимся режимом и записать значения тока XX (рис. 12). Здесь же по программе обработки осциллограмм рассчитать потери XX.

Осциллограммы записывают в графическом и табличном виде. Далее, используя табличные данные в Excel<sup>3</sup> находят производную потока от времени  $\frac{d\psi}{dt}$ , которая равна разности фазного напряжения  $U_\phi(t)$  и падения напряжения на сопротивлении первичной обмотки  $\Delta U(t)$ :

$$\frac{d\psi}{dt} = U_\phi(t) - \Delta U(t) = U_\phi(t) - i_\phi(t) * R. \quad (1)$$

Отсюда:

$$\psi(t) = \psi_{\text{ост}} + \int_0^t (U_\phi(t) - i_\phi(t) * R) dt, \quad (2)$$

где  $[i_\phi(t) * R]$  – падение напряжения на сопротивлении первичной обмотки  $\Delta U(t)$ .

Используя зависимости  $\Psi(t)$  и  $i(t)$  строят зависимость  $f = \Psi(i)$  (рис. 13).

На участке со стабильным значением тока XX можно получить его значение, что заменяет измерение тока XX с отключением трансформатора. Ток XX по осциллограмме равен:  $I_A = 7,50$  А;  $I_B = 7,80$  А;  $I_C = 7,65$  А. Установившийся режим через 8 сек.

По полученной кривой намагничивания можно рассчитать:

- индуктивность холостого хода ( $L_{xx}$ ),
- индуктивность насыщения ( $L_s$ ) и сопротивление короткого замыкания ( $Z_k$ ):

$$L_{xx} = \frac{\Psi_{xx}}{I_{xx}} = 109 \text{ Гн}, \quad (3)$$

<sup>3</sup> В работе принимал участие студент гр. 90202 ин-та энергетики и транспортных систем СПбГТУ А.А.Егоров.

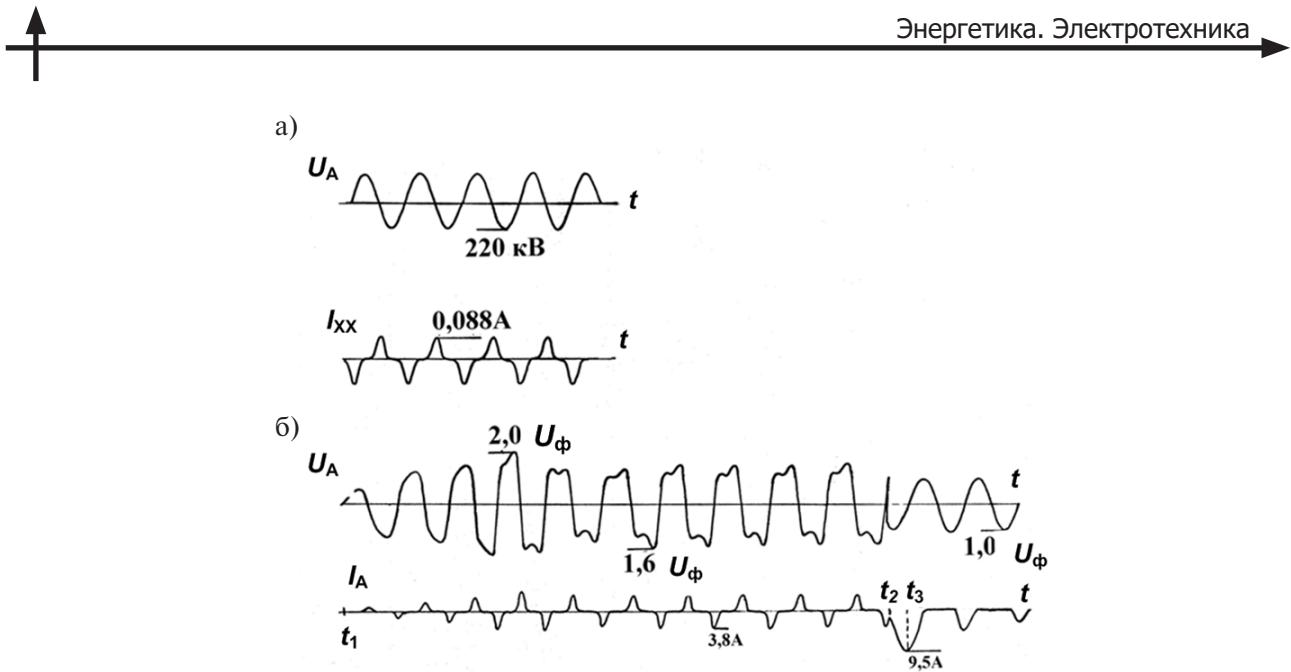


Рис. 11. Осциллограмма ФРП с ТН типа НКФ-220. а – напряжение и ток ХХ первичной обмотки, б – напряжение и ток первичной обмотки в процессе возбуждения, существования и подавления ФРП.

Fig. 11. The oscillogram of ferroresonance overvoltage in voltage transformer NKF-220 type.  
 а – voltage and idling current of primary winding, б – voltage and current of primary winding during excitation, existence and suppress of ferroresonance overvoltage

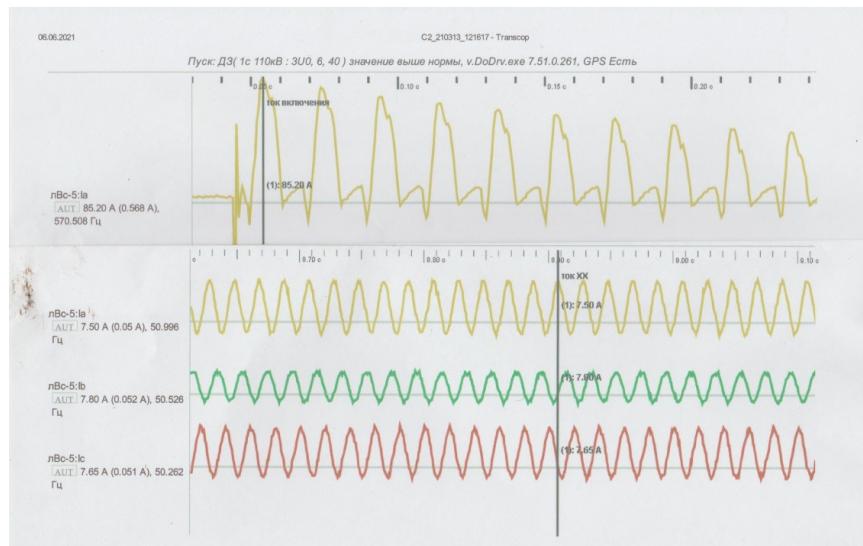


Рис.12. Участки осциллограммы тока размагничивания фазы А

Fig. 12. Parts of oscillogram of demagnetizing current of phase A

значение  $I_{XX}$  берется из осциллограммы на момент окончания процесса размагничивания;

$$L_s = 0,46 \text{ Гн}, \quad (4)$$

$L_s$  определяется как тангенс угла наклона кривой, соответствующей области насыщения к оси абсцисс;

$$Z_k = \sqrt{(\omega \cdot L_s)^2 + R^2} = 144,45 \text{ Ом.} \quad (5)$$

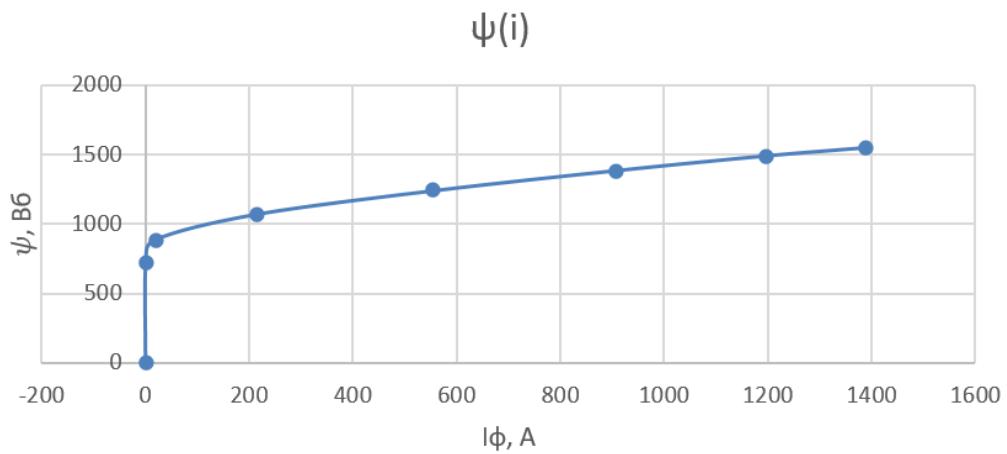


Рис. 13. Кривая намагничивания  $f = \Psi(i)$

Fig. 13 Magnetization curve  $f = \Psi(i)$

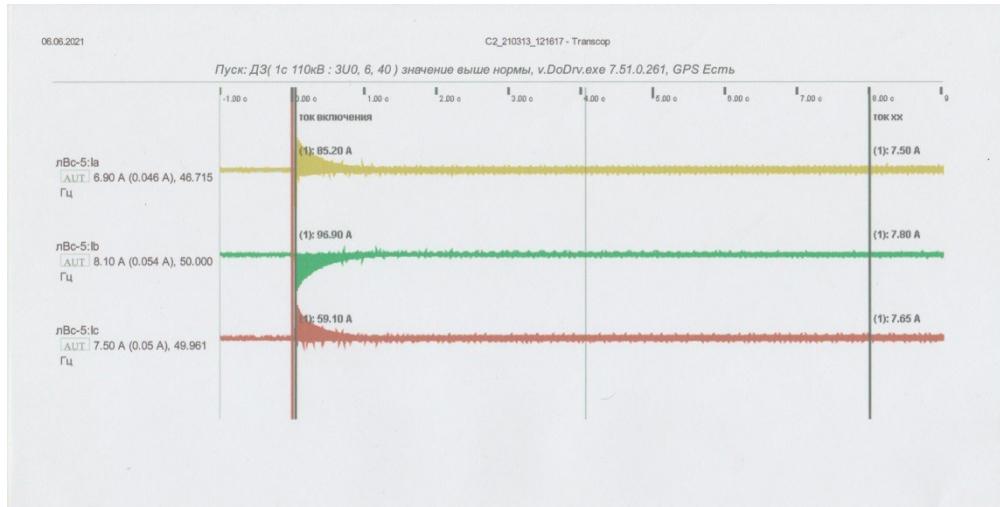


Рис. 14. Осциллограмма токов включения СТ на ХХ. Процесс размагничивания длится около 1 сек.

На участке осциллограммы с установленным значением тока,  
определен ток ХХ:  $I_A = 7,50 \text{ A}$ ;  $I_B = 7,80 \text{ A}$ ;  $I_C = 7,65 \text{ A}$

Fig. 14. The oscillogram of currents under turn-on of idling power transformer.

The duration of demagnetization process is about 1 s.

The current of idling transformer  $I_A = 7,50 \text{ A}$ ;  $I_B = 7,80 \text{ A}$ ;  $I_C = 7,65 \text{ A}$  determined by part of oscillogram

По данным расчетным параметрам (3, 4 и 5) можно судить о состоянии активной части силового трансформатора, сравнив их с паспортными данными трансформатора или с данными предыдущих измерений.

## Выводы

1. Систему непрерывного контроля СТ необходимо дополнить устройствами для контроля тока вводов с RIP – изоляцией, аналогичных устройствам типа УДКТУ-03 для контроля ОПН с дистанционной передачей данных измерений.
2. Регистраторы (PAC) необходимо настроить на запись токов включения на ХХ и запрограммировать на обсчет осциллограммы включения для получения онлайн характеристик активной части СТ.



3. Опыт разработки эффективных методов онлайн и непрерывной диагностики указывает на то, что в энергетике не существует реальных механизмов для их внедрения не только в кратчайшие сроки, но даже в обозримом будущем. Это связано с тем, что, как и в советское время, в вопросах внедрения основная составляющая решений не техническая, а коррупционная. Необходимо возродить координационные советы по направлениям, составленные из действительно авторитетных высококвалифицированных специалистов, которые могли бы определить из множества предлагаемых технических решений наиболее перспективное. И мнение координационного совета было бы решающим при принятии решения о массовом использовании в энергетике.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] **Хренников А.Ю., Мажурин Р.В.** Анализ аварийности и опыт эксплуатации высоковольтного электрооборудования электрических сетей с элегазовой изоляцией // Энергоэксперт, № 6, 2012 год.
- [2] **Поляков В.С.** О причинах повреждений измерительных трансформаторов тока напряжением 330-750 кВ и методах выявления опасных дефектов на ранних стадиях их развития // Энергоэксперт, № 3, 2017 год.
- [3] **Славинский А.З., Сипилкин К.Г., Кассихин С.Д., Никитин Ю.В.** Опыт производства и эксплуатации вводов с RIP – изоляцией // Энергоэксперт, № 2, 2013.
- [4] СТО 56947007-29.200.10.011-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Дата введения 2008-04-18 // ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 год.
- [5] **Евдокуин Г.А., Дмитриев М.В.** Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учете конфигурации их магнитной системы // «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». Выпуск 31. Материалы семинара "Современные проблемы производства, эксплуатации и ремонта трансформаторного оборудования" 19–20 мая 2009 г. – Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2009 г. 211 с.
- [6] **Евдокуин Г.А., Поляков В.С., Чертусова В.М.** Определение кривой намагничивания электромагнитных трансформаторов напряжения // В кн.: «Из опыта работы высоковольтных сетей Ленэнерго». – Л.: ЛО Энергоатомиздата. 1986. С. 76–87.
- [7] А.С. СССР №1056094. Способ измерения параметров намагничивания крупногабаритных высоковольтных трансформаторов. Евдокуин Г.А., Поляков В.С., Чертусова В.М. Опубл. в БИ № 13, 1983 год.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

**ПОЛЯКОВ Валерий Сергеевич** – профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», канд. техн. наук.

E-mail: vspoliakov@yandex.ru

Дата поступления статьи в редакцию: 27.08.2021

## REFERENCES

- [1] **A.Yu. Khrennikov, R.V. Mazhurin**, Analiz avariynosti i opyt ekspluatatsii vysokovoltnogo elektrooborudovaniya elektricheskikh setey s elegazovoy izolyatsiyey // Energoekspert, № 6, 2012 god.

[2] **V.S. Polyakov**, O prichinakh povrezhdeniy izmeritelnykh transformatorov toka napryazheniyem 330-750 kV i metodakh vyyavleniya opasnykh defektov na rannikh stadiyakh ikh razvitiya // Energoekspert, № 3, 2017 god.

[3] **A.Z. Slavinskiy, K.G. Sipilkin, S.D. Kassikhin, Yu.V. Nikitin**, Opyt proizvodstva i ekspluatatsii vvodov s RIP – izolyatsiyey // Energoekspert, № 2, 2013.

4. STO 56947007-29.200.10.011-2008. Standart organizatsii OAO «FSK YeES». Sistemy monitoringa silovykh transformatorov i avtotransformatorov. Data vvedeniya 2008-04-18 // OAO «FSK YeES», 2008 god.

[5] **G.A. Yevdokunin, M.V. Dmitriyev**, Modelirovaniye perekhodnykh protsessov v elektricheskoy seti, soderzhashchey transformatory pri uchete kon-figuratsii ikh magnitnoy sistemy // «Metody i sredstva otsenki sostoyaniya-nyiya energeticheskogo oborudovaniya». Vypusk 31. Materialy seminara "Sovremennyye problemy proizvodstva, ekspluatatsii i remonta transformator-nogo oborudovaniya" 19–20 maya 2009 goda. – Sankt-Peterburg: PEIPK, 2009 g. 211 s.

[6] **G.A. Yevdokunin, V.S. Polyakov, V.M. Chertousova**, Opredeleniye krivoy namagnichivaniya elektromagnitnykh transformatorov napryazheniya // V kn.: "Iz opyta raboty vysokovoltnykh setey Lenenergo". – L.: LO Energoatomizdata. 1986. S. 76–87.

[7] A.S. SSSR №1056094. Sposob izmereniya parametrov namagnichivaniya krupnogabaritnykh vysokovoltnykh transformatorov. Yevdokunin G.A., Polyakov V.S., Chertousova V.M. Opubl. v BI № 13, 1983 god.

## THE AUTHOR

**POLIAKOV Valeriy S.** – *Federal State educational establishment PEIPK.*  
E-mail: vspoliakov@yandex.ru

**Received: 27.08.2021**