

Дружинин Н.Н.¹, Сарлыбаев А.А.², Храмина Е.А.³, Карандаева О.И.⁴

¹ ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»

² ООО «Объединенная сервисная компания», г. Магнитогорск

³ Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

⁴ Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ С ДЛИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Подчеркнута важность исследования влияния продолжительности эксплуатации трансформаторов на их энергетические характеристики. Данная проблема является актуальной для сетевых трансформаторов ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ПАО «ММК»), значительная часть которых находится в эксплуатации 50 и более лет. На основании проведенного литературного обзора показано, что информация об энергетических характеристиках и КПД трансформатора в большинстве случаев получается в результате расчетов по паспортным значениям потерь холостого хода и короткого замыкания. Отмечена эффективность экспериментального определения КПД на основе опытов холостого хода и короткого замыкания. Выполнен эксперимент по определению электрических потерь путем измерения мощности по методу двух ваттметров. Рассмотрена схема подключения измерительного прибора. Дана оценка влияния точности измерений мощности на расчет КПД трансформатора, находящегося в эксплуатации более 60 лет. Представлены результаты обработки экспериментальных данных. Подтверждены не критичное увеличение потерь в стали и снижение КПД в пределах 0,5%. Это подтверждает возможность эксплуатации трансформаторов сверх нормативного срока при своевременном проведении технического обслуживания и плановых ремонтов. Выполнены анализ полученных результатов и сопоставление с материалами, опубликованными другими авторами. Подчеркнута необходимость учета увеличений потерь в стали в период эксплуатации свыше 20 лет. Даны рекомендации по совершенствованию технического обслуживания за счет установки систем on-line-мониторинга состояния.

Ключевые слова: силовой трансформатор, период эксплуатации, КПД, электрические потери, эксперимент, литературный обзор, статистика, техническое обслуживание, on-line-мониторинг, рекомендации.

ВВЕДЕНИЕ

В парке трансформаторов ПАО «ММК» насчитывается несколько сотен силовых трансформаторов со сроком эксплуатации 50–60 лет. С течением времени их характеристики изменяются. Важной является проблема, связанная с оценкой эффективности их дальнейшей эксплуатации вследствие снижения коэффициента полезного действия (КПД).

Для оценки технического состояния трансформаторов в парке промышленного предприятия создана программа «База данных силовых трансформаторов» в интегрированной среде Visual Basic for Application (VBA) Ms Excel. Программа использует имеющуюся базу данных трансформаторов ПАО «ММК» на 10, 35, 110 и 220 кВ и предназначена для ввода и удаления информации о каждом трансформаторе, а также для удобного представления информации о них в виде гистограмм и круговых диаграмм.

В качестве одного из результатов использования этой программы на **рис. 1, а** представлена диаграмма распределения трансформаторов цеха электрических сетей и подстанций (ЦЭСИП) ПАО «ММК» по периодам их ввода в эксплуатацию. Она построена для трансформаторов напряжением выше 35 кВ с разбиением по уровням подводимых напряжений. С целью визуальной оценки информации выдается одна из шести диаграмм, представленных на **рис. 1, б**, для заданного класса напряжений 35, 110 либо 220 кВ для всех трансформаторов.

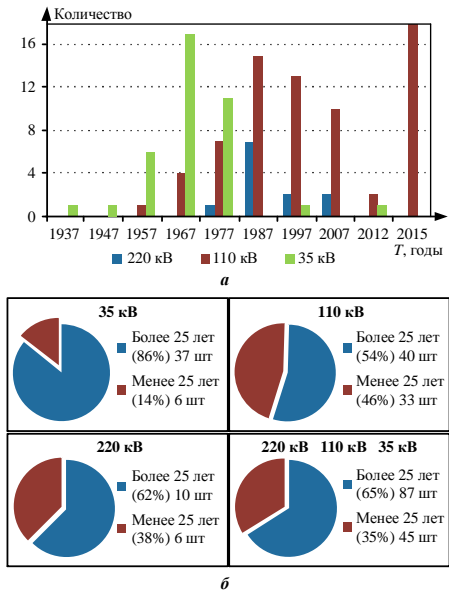


Рис. 1. Распределение трансформаторов ЦЭСИП по периодам ввода в эксплуатацию (а) и процентное соотношение трансформаторов с периодами эксплуатации до и свыше 25 лет (б)

Представленное распределение силовых трансформаторов подстанций и собственных электростанций ПАО «ММК» по возрастным группам показывает, что продолжительность эксплуатации более 85% трансформаторов на напряжение 35 кВ и около 54% трансформаторов на напряжение 110 кВ превышает 25 лет. В работах [1–3] отмечено, что средний «возраст» трансформаторов ММК составляет 35 лет, что соответствует усредненным показателям по РАО «ЕС России». При этом обновление парка оборудования происходит медленно.

Рассмотрению проблемы влияния продолжительности эксплуатации на энергетические характеристики трансформаторов посвящены публикации многих авторов, в том числе работы [4–10]. В публикациях [5–7] рассматриваются временные изменения характеристик, в том числе магнитных свойств электротехнической стали. Публикации [8–10] посвящены анализу влияния срока эксплуатации на технико-экономические показатели трансформаторов. В работах [11–13] приводится анализ методик расчета КПД при разных нагрузках. Также рассматриваются методы повышения среднего КПД [14, 15].

Актуальность исследования зависимости КПД от продолжительности эксплуатации подчеркивается практически во всех упомянутых научных трудах. Это вызвано тем, что несмотря на, казалось бы, незначительное увеличение потерь, вызванное снижением КПД по мере старения трансформатора, потери в масштабах предприятия либо отрасли становятся значительными.

Данная проблема актуальна для Магнитогорского металлургического комбината, в парке которого находятся сетевые трансформаторы подстанций, блочные трансформаторы собственных электростанций, печные трансформаторы агрегатов электродугового расплава и внепечной обработки стали, а также большое количество преобразовательных трансформаторов. Установленная мощность трансформаторов достигает сотен МВА, подводимые напряжения – от 10(6) до 220 кВ. Можно утверждать, что данные электротехнические комплексы в значительной степени определяют технологический цикл и энергетическую безопасность крупнейшего металлургического предприятия. Кроме того, уровень потерь электрической энергии в данных агрегатах в значительной степени влияет на производственные энергозатраты.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Проведенный литературный обзор показал, что большая часть информации о КПД и потерях в трансформаторе основана на аналитических расчетах либо эмпирических зависимостях. Эти методы, безусловно, заслуживают внимания, однако в большинстве случаев отсутствует подтверждение теоретических выкладок экспериментальными данными. Весьма ограничена информация о методах и технических средствах измерения КПД и о сопоставлении теоретических и экспериментальных результатов.

Активная мощность, потребляемая трансформатором в рабочем режиме, частично затрачивается на его нагревание. Эту часть мощности принято называть потерями в трансформаторе. Они включают в себя потери: – холостого хода (XX), затрачиваемые в основном на нагревание магнитопровода и частично одной из

обмоток током XX, а также на дополнительное нагревание изоляции от диэлектрических потерь;

– короткого замыкания (КЗ) или нагрузочные потери, расходуемые на нагревание обмоток током нагрузки.

Потери холостого хода считаются условно постоянными, не зависят от тока нагрузки и возникают в магнитной системе все время, когда трансформатор включен в сеть. Потери короткого замыкания изменяются с изменением тока и зависят от графика нагрузки агрегата [16]. Коэффициент полезного действия трансформаторов выше, чем КПД электродвигателей, что частично объясняется отсутствием механических потерь. Для больших трансформаторов мощностью в сотни кВА КПД может достигать 98–99%. Его определение возможно лишь косвенным методом, путем измерения потерь P_{xx} , $P_{кз}$ при известной номинальной мощности P_n [17]:

$$\eta = \frac{P_n}{P_n + P_{xx} + P_{кз}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Для определения потерь XX проведен эксперимент, при котором на обмотку низшего напряжения (НН) подавалось напряжение, близкое к номинальному, а выводные концы обмотки высшего напряжения (ВН) были разомкнуты. Измеренный потребляемый ток – это ток холостого хода I_{xx} . Для определения потерь КЗ напряжение ($U_{кз}$) в обмотке ВН плавно увеличивается, при этом обмотка НН замкнута накоротко. Напряжение, при котором токи в фазах обмотки ВН достигают номинальных значений, есть напряжение короткого замыкания $E_{кз}$, %:

$$E_{кз} = \frac{U_{кз}}{U_n} \cdot 100\% \quad (2)$$

где $U_{кз}$ – напряжение, поданное в обмотку ВН при опыте КЗ; U_n – номинальное напряжение трансформатора.

Представленная методика определения КПД является общепринятой. Она рассматривается в учебных пособиях, принимается за основу при рассмотрении условий достижения максимума КПД при различной нагрузке [11]. Степень достоверности получаемых результатов, как правило, не оценивается и не подвергается сомнению. Это обусловлено тем, что экспериментальное исследование КПД, несмотря на простоту опытов XX и КЗ, на промышленных трансформаторах проводится редко. Необходимые отключения трансформаторов требуют серьезных согласований, поэтому эксперименты проводятся во время плановых отключений оборудования (если вообще проводятся).

Целью представленной публикации являются расчет фактического КПД силового трансформатора на основе измерения потерь XX и КЗ и анализ энергетических характеристик трансформаторов с длительными сроками эксплуатации.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В качестве испытуемого выбран масляный трансформатор ТМ-1000, установленный на насосной 5А центральной вентиляторной станции ПАО «ММК». Паспортные данные представлены в табл. 1, год выпуска трансформатора 1956.

Таблица 1

Паспортные характеристики трансформатора ТМ-1000/10

Номинальные параметры				Потери холостого хода, кВт	Потери короткого замыкания, кВт	Ток холостого хода, %	Напряжение короткого замыкания, %	Схема и группа соединения обмоток
Мощность, кВА	Высшее напряжение, кВ	Низшее напряжение, кВ	Ток, А					
1000	10	0,4	57,7/1445	1,9	12,2	1,7	5,69	Y/Y ₀ -12

Данный трансформатор работает параллельно с другим аналогичным трансформатором. Характер нагрузки постоянный, загрузка на каждый агрегат не более 60%. Ежегодно данные трансформаторы проходят техническое обслуживание, которое включает протяжку болтовых соединений, ревизию контрольной аппаратуры, доливку масла, измерение сопротивления изоляции и сопротивления обмоток постоянному току.

Методика и результаты измерений

Эксперимент по определению потерь в трансформаторе проводился по методу двух ваттметров [18]. Замеры проводились измерительным комплектом К-540, подключенным по схеме, представленной на рис. 2. Описание прибора К-540 представлено в документации [19]. Он обеспечивает измерение напряжения, тока и мощности в каждой фазе трех- либо четырехпроводной сети. Потребляемая мощность (в том числе мощность холостого хода) определяется путем суммирования показаний ваттметров W1 и W2.

В процессе измерения потерь проведены опыты холостого хода и короткого замыкания. Измерения токов, напряжений и потребляемой мощности произведены 5–6 раз, разброс значений составил не более 0,5%. Очевидно, что такой разброс не вносит существенных изменений в результаты расчета КПД (не более 0,02%). Поэтому для расчетов приняты средние значения тока I, фазного U_ф, линейного U_л напряжений и мощности W, приведенные в табл. 2. Получены следующие средние значения:

- напряжение короткого замыкания E_к = 4,99%;
- ток холостого хода I_{хх} = 6,5% номинального.

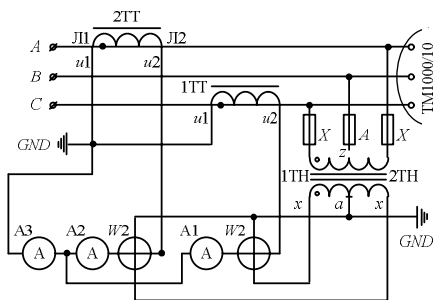


Рис. 2. Схема измерений по методу двух ваттметров (косвенное включение приборов)

Таблица 2
Средние значения токов, напряжений и потребляемой мощности

Значение	Опыт XX (U _{ном})		Опыт КЗ (U _{ном})	
	Фаза А	Фаза С	Фаза А	Фаза С
U _ф , В	232	232	288	288
W, Вт	6900	-1200	4200	4200
I, А	92,25	95,25	57,75	57,75
U _л , В	401,84	401,84	498,83	498,83

Обработка экспериментальных данных

Потери в трансформаторе определяются как арифметическая сумма показаний ваттметров в фазах А и С. Полученные значения потерь КЗ и напряжения E_к приводились к температуре 75°С по формулам [20]:

$$P_{кз75} = \frac{310P_{кз}}{235 + Q_{фзм}},$$

$$E_{к75} = \sqrt{E_k^2 + \left[\frac{P_{кз}}{10P_n}\right]^2 \cdot \left(\frac{310P_{кз}}{235 + Q_{фзм}}\right)^2} - 1, \quad (3)$$

где Q_{фзм} – фактическая температура (22°С); E_{к75} – фактическое значение U_{кз} при температуре 75°С.

Результаты обработки экспериментальных данных приведены в табл. 3. Токи и напряжения определяются как средние значения фактических величин в фазах А и С, полученных при замерах. При расчете КПД трансформатора по формуле (1) получено значение η=98,44%.

В каталогах основных российских производителей «Тольяттинский трансформатор», «СВЭЛ» и др. потери XX для новых трансформаторов ТМ 1000 варьируются от 1 до 2 кВт, а потери КЗ – от 10 до 12 кВт. Значения КПД новых трансформаторов, полученных по формуле (1), составляют 98,6–98,9%. Следует отметить, что потери XX и КЗ для сухих трансформаторов 1000 кВА (ТС-1000, ТС3-1000, ТСЗЛ-1000 и т.д.) имеют примерно такие же значения. Таким образом, снижение КПД трансформатора за 60 лет эксплуатации составило около 0,5%.

Если сопоставить потери электроэнергии для испытываемого трансформатора и аналогичного нового при коэффициенте загрузки 0,8 и коэффициенте использования 0,9, то потери в старом агрегате составляют 93392 кВт·ч/год, аналогичные потери в новом – 81993 кВт·ч/год. Разница составляет около 12 %.

Таблица 3

Результаты обработки экспериментальных данных

Эксперимент	U _{фспр} , В	I _{спр} , А	U _{лспр} , В	P _{хх} , Вт	P _{кз} , Вт	P _{кз75} , Вт	E _{к75} , %
XX	232	93,75	401,84	5700	8400	10 132,30	3,37
КЗ	288	57,75	498,83				

Выводы по результатам замеров

1. Экспериментально установлено, что в трансформаторе ТМ-1000 наблюдается увеличение потерь ХХ, что указывает на старение железа магнитопровода. За счет этого происходит снижение КПД в сравнении с паспортными данными, однако это снижение не является критичным.

2. Напряжение короткого замыкания составляет 5,69 %, что выше значения, указанного в паспорте трансформатора (3,37%). Известно, что чем меньше $E_{кз}$, тем больше рассеяние в магнитопроводе. Это вызывает увеличение потерь в конструкции и падение напряжения в обмотках. Следствием является снижение КПД и мощности, отдаваемой трансформатором.

3. Экспериментальные исследования показали, что фактический КПД трансформатора ТМ-1000/10, имеющего большой срок эксплуатации, при ежегодном текущем ремонте и обслуживании на 0,2–0,4 % ниже паспортных значений современных аналогичных трансформаторов. Это не является критическим с точки зрения продолжения его эксплуатации.

Сравнительный анализ результатов

Общий вывод, который следует по результатам приведенного и других обследований, выполненных на трансформаторах различной мощности на различные первичные напряжения: с ростом продолжительности эксплуатации трансформатора снижается КПД и возрастают потери как непосредственно в трансформаторе, так и электрической сети. В значительной степени это происходит вследствие увеличения составляющей потерь холостого хода $P_{хх}$.

Результаты проведенных замеров с достаточной точностью соответствуют материалам, опубликованным другими авторами. Так, в публикации [21] со ссылкой на работы [22–24] отмечается существенное возрастание «условно постоянных» потерь в период эксплуатации. Предложены эмпирические зависимости для вычисления потерь мощности холостого хода. Для трансформаторов с первичным напряжением 10(6) кВ такая зависимость имеет вид

$$\Delta P_{x,10(6)} = \Delta P_{x,пасп} \left(1 + \frac{T_{эл}^{1,0935} - 25,32}{100} \right), \quad (4)$$

где $\Delta P_{x,10(6)}$ и $\Delta P_{x,пасп}$ – фактические и паспортные потери мощности холостого хода; $T_{эл}$ – срок эксплуатации i -го трансформатора.

Второй причиной увеличения потерь, со ссылкой на исследования [25, 26], назван капитальный ремонт с расшивкой магнитопровода. Потери мощности холостого хода трансформатора на напряжение 10(6)/0,4 кВ мощностью до 630 кВА, обусловленные сроком эксплуатации $T_{эл}$, с учетом капитального ремонта предлагается вычислять по зависимости

$$\Delta P_{x,э,рем} = \Delta P_{x,пасп} \times \left(1 + \frac{T_{эл}^{1,0935} - 25,32 + 82,2S_{ТН}^{0,19}}{100} \right), \quad (5)$$

где $\Delta P_{x,э,рем}$ – увеличение потерь холостого хода вследствие ремонта; $S_{ТН}$ – номинальная мощность, кВА.

В работе [21] также представлены эмпирические выражения для вычисления потерь холостого хода в трансформаторах на напряжения 35 и 110 кВ. На рис. 3 приведены зависимости, подтверждающие увеличение потерь относительно паспортных значений в период эксплуатации до 45 лет.

На основании проведенных исследований предложена корректировка методик расчета нормативных потерь с учетом указанных изменений. В этом случае расчет выполняется не по паспортным данным, а по фактическим потерям холостого хода, которые определяются путем замеров, аналогичных рассмотренным выше. В результате обеспечивается повышение точности нормирования потерь.

В публикации [27] также отмечается рост потерь холостого хода вследствие старения трансформаторов. Показано, что потери ХХ в силовых трансформаторах ОАО «Тольяттинский трансформатор» за 18 лет эксплуатации увеличились на 5,65–6,25%. Основными причинами названы:

- ухудшение свойств стали вследствие периодического нагрева магнитопровода; это вызвано потерями на перемагничивание сердечников и выделением тепла намагничивающими обмотками;
- механические воздействия вследствие вибрации, коротких замыканий, а также при ремонтах; такой вид воздействий характерен для электротечных трансформаторов, работающих с ударной нагрузкой во время расплава металла;
- причины, обусловленные износом электротехнических материалов.

В табл. 4 приведены потери холостого хода в трансформаторе ТМ 250/10 городской электрической сети г. Шуя (Ивановская обл.) со сроками службы $T_{эл}$ от 2 до 34 лет [27]. Средний срок эксплуатации в выборке 21,6 года.

Здесь $\Delta P_{xx}^* = \frac{P_{xx,реал} - P_{xx,пасп}}{P_{xx,пасп}}$ – процентное отношение реального значения потерь холостого хода $P_{xx,реал}$ к паспортному $P_{xx,пасп}$ значению.

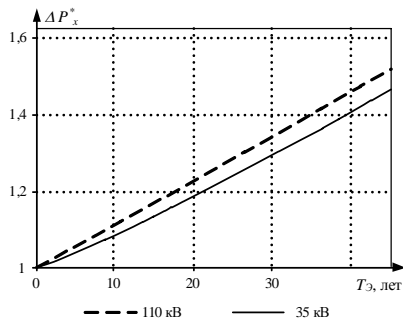


Рис. 3. Кривые изменения потерь мощности в магнитопроводах трансформаторов на напряжения 35 и 110 кВ в зависимости от срока эксплуатации

Таблица 4

Потери холостого хода трансформаторов ТМ 250/10 при различных сроках эксплуатации ($\Delta P_{xx,мес} = 820$ Вт)

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$T_{сл}, лет$	34	32	31	29	28	25	24	19	18	16	12	11	2
$\Delta P_{xx}, Вт$	1140	998	902	998	909	999	841	619	798	798	959	879	519
$\Delta P_{xx}^{\%}$	39,0	21,7	10,0	21,7	10,9	21,8	2,56	-24,5	-2,7	-2,7	17,0	7,2	-36,7

Потери холостого хода в трансформаторе со сроком эксплуатации 34 года в 2,2 раза выше потерь XX трансформатора, работающего 2 года, и в 1,4 раза выше паспортных потерь XX. На основании анализа выборки сделан вывод, что изменение потерь вследствие старения может достигать 30–50%. Изменение потерь XX в трансформаторах со сроком службы $T_{сл}$ более 20 лет предложено описывать линейной зависимостью

$$\Delta P_{xx} = A + BT_{сл}.$$

Коэффициенты уравнения A, B приведены в [27]. График этой зависимости и разброс результатов замеров представлены на рис. 4.

Важным мероприятием по повышению КПД за счет уменьшения потерь холостого хода является замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности. Вторым доступным способом является замена действующих трансформаторов с целью перераспределения их загрузки. При этом суммарная установленная мощность и потери XX остаются неизменными. Положительный эффект достигается за счет снижения нагрузочных потерь.

В публикации [28] на основании обработки большого количества замеров предложены эмпирические зависимости потерь холостого хода от срока эксплуатации. На рис. 5 представлены обобщенные графики для трансформаторов на напряжения 110, 220 и 500 кВ.

Автором сделан вывод, что представленные данные не согласуются с распротраненной точкой зрения, согласно которой в процессе эксплуатации потери холостого хода изменяются незначительно. Многие специалисты утверждают, что они не являются критическими при определении срока эксплуатации трансформатора.

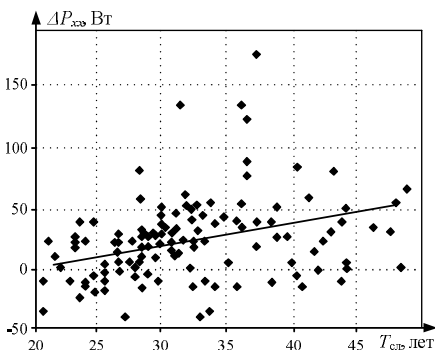


Рис. 4. Разброс значений мощности потерь холостого хода в трансформаторах ТМ-100/10

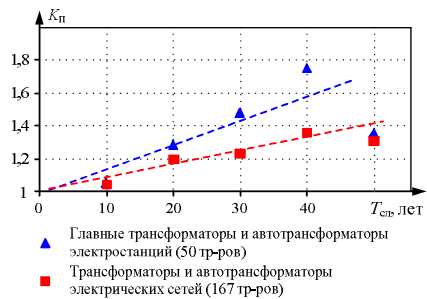


Рис. 5. Сводные данные по изменению потерь XX в трансформаторах на различных напряжениях

Однако из представленных зависимостей следует, что скорость увеличения потерь XX у трансформаторов электростанций составляет 1,3 % в год, а у трансформаторов электрических сетей – около 0,8 % в год. При этом отмечается, что с учетом особенностей режимов конкретных трансформаторов эти значения могут быть существенно выше. Вероятно, что этот вывод напрямую относится к печным трансформаторам ввиду сложности их эксплуатационных режимов. Однако этот вопрос требует дополнительных исследований.

Также автор [28] утверждает, что при номинальных параметрах потери холостого хода составляют около 20 %, а потери короткого замыкания – около 80% суммарных потерь. Однако нагрузка трансформаторов редко достигает номинальных значений. В электрических сетях их среднегодовая нагрузка, как правило, не превышает 60 % номинальной. Нагрузка трансформаторов ответственных агрегатов (шехов) металлургического предприятия может быть еще ниже и составлять 30-50 % номинальной. Это обусловлено жестким требованием непрерывности производственного цикла, когда даже кратковременные отключения недопустимы. В ПАО «ММК» к таким структурным подразделениям относятся кислородно-конвертерный и электросталеплавильный цехи, собственные электростанции, кислородное производство и т.д. Ответственными агрегатами являются машины непрерывного литья заготовок, сталеплавильные печи, прокатные станы и другое основное оборудование.

Согласно п. 6.11 РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» допускается увеличение потерь холостого хода по отношению к первоначальному значению на 30%. Однако на практике не принято выводить трансформаторы из эксплуатации при таком увеличении потерь, так как обычно все другие показатели находятся в пределах нормы.

На основании анализа составляющих суммарных потерь, определяющих нагрев трансформаторов, автором публикация [28] сделаны следующие выводы:

– средний срок службы главных трансформаторов электростанций оценивается в 45-50 лет;

– средний срок службы трансформаторов электрических сетей – 65-70 лет;
 – срок службы конкретного трансформатора определяется особенностями режимов его работы и условий эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

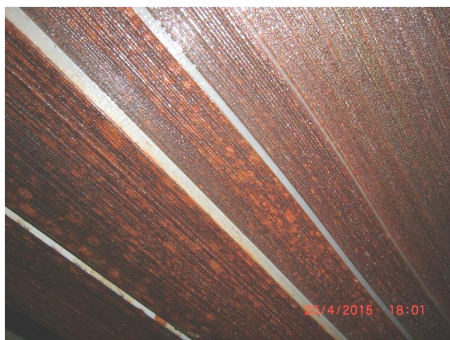
Проведенные исследования являются важными для служб эксплуатации ЦЭСиП и других подразделений ПАО «ММК», где периодически ставится вопрос о целесообразности замены тех или иных трансформаторов, находящихся в эксплуатации сверх нормативного срока. Справедливости ради следует заметить, что данный вопрос для сетевых трансформаторов, как правило, решается в пользу продолжения эксплуатации вплоть до полной выработки ресурса, заложенного заводом-изготовителем. Немаловажным фактором является высокое качество изоляции трансформаторов, изготовленных отечественной промышленностью в 50-60-е годы прошлого века. Это подтверждает состояние трансформатора, результаты обследования которого приведены выше.

Вопрос продления эксплуатации трансформаторов дуговых сталеплавильных печей и агрегатов «печь-ковш» требует отдельного рассмотрения. Они работают в жестких условиях резкопеременной нагрузки при отсутствии резервирования. Ударная несимметричная нагрузка, колебания напряжения и другие негативные факторы приводят не только к ускоренному старению изоляции обмоток и увеличению активных потерь, но и к перегревам магнитопроводов, что вызывает увеличение потерь холостого хода и снижение КПД.

В подтверждение сказанному на **рис. 6** представлены результаты визуального осмотра магнитопровода трансформатора ЭТЦНКВ – 40000/110-УХЛ-4, установленного на агрегате «печь-ковш №2» электросталеплавильного цеха (ЭСЦ) ПАО «ММК». На момент обследования трансформатор находился в эксплуатации около 10 лет. Очевидно, что показанные дефекты являются развивающимися. Они приводят к ухудшению магнитных свойств железа (**рис. 6, а, б**), нарушению креплений (**рис. 6, в**) и другим негативным факторам, вызывающим, в том числе, увеличение потерь в стали, которые уже нельзя считать «условно постоянными». Этот вопрос является сложным и вполне может составить предмет самостоятельных научных исследований.

В публикациях [29, 30] показано, что большая часть трансформаторов при правильной эксплуатации может находиться в эксплуатации значительно дольше нормативного срока. Необходимым условием продления их службы является своевременная усиленная диагностика технического состояния. В документах [31, 32] определен комплекс мероприятий, позволяющий обеспечить надежную эксплуатацию трансформаторов. Основными являются:

1. Контроль влагосодержания и концентраций газов, растворенных в масле.
2. Регистрация частичных разрядов в изоляции вводов, регуляторе напряжения под нагрузкой (РПН) и баке трансформатора.
3. Контроль деформаций обмоток средствами вибродиагностики.
4. Мониторинг насосов, вентиляторов системы охлаждения и протока охлаждающей жидкости.
5. Мониторинг теплового режима трансформатора и его отдельных систем. Он может осуществляться средствами тепловизионного контроля.



а



б



в

Рис. 6. Дефекты основного магнитопровода печного трансформатора: следы ржавчины на железе (а), следы перегрева (б) и подгар стяжной шпильки магнитопровода (в)

Наиболее эффективным, но относительно дорогостоящим решением, обеспечивающим эти виды диагностирования, является оснащение высоковольтных трансформаторов стационарными системами мониторинга технического состояния. В публикациях [33, 34] внедрение таких систем названо важнейшим условием реализации Smart Grid-технологий в промышленных электрических сетях. В публикациях [2, 35–37] рассмотрены системы on-line-мониторинга, внедренные на трансформаторах цеха сетей и подстанций и собственных электростанций ПАО «ММК». Работы [38–40] посвящены разработке и внедрению стационарных систем

мониторинга печных трансформаторов ЭСПЦ. При этом серьезное внимание уделяется разработке научной методологии диагностирования, локализации и идентификации неисправностей в on-line-режиме [41–45].

В целом, своевременное диагностирование состояния, ликвидация неисправностей на начальной стадии развития, помимо известных преимуществ, обусловленных снижением затрат на устранение последствий аварий, обеспечивает технико-экономический эффект, связанный с поддержанием высокого КПД и низких потерь электрической энергии в течение длительного срока эксплуатации трансформаторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов электростанций металлургического комбината / Е.А. Кузнецов, А.Я. Альбрехт, О.И. Карандаева, С.Л. Цемешевич // Известия вузов. Электромеханика. 2011. № 4. С. 82–85.
2. Николаев Н.А., Николаев А.А., Леднов Р.А. Диагностирование технического состояния трансформаторного оборудования как основа энергетической безопасности промышленного предприятия // Электротехнические системы и комплексы. 2014. № 4. С. 34–40.
3. Карандаева О.И. Характеристика повреждаемости сетевых и блочных трансформаторов ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». Вып. 16. 2011. № 34 (251). С. 15–20.
4. Киреева Э.А. К вопросу о старении силовых трансформаторов // Промышленная энергетика. 2004. №2. С. 14–16.
5. Дружинин В.В. Магнитные свойства электротехнической стали. М.: Энергия, 1974. 240 с.
6. Кургузова С.Н. К вопросу о старении магнитных систем силовых трансформаторов // Вестник ПГУ им. С. Т.орайгырова. Серия энергетическая. 2005. №1. С. 117–120.
7. Влияние «старения межливнтовой изоляции магнитопровода на энергетическую эффективность трансформатора при их эксплуатации сверх нормативного срока службы / Н.П. Бадалиев, В.О. Медведев, Ю.В. Молюкин, Е.А. Чашин // Вестник ИПОА. Электротехника, Энергетика. 2019, №1. С. 30–41.
8. Кургузова С.Н., Кургузов Н.Н. О влиянии срока службы трансформатора на показатели его экономической работы // Наука и техника Казахстана. 2005. №1. С. 60–63.
9. Фурсанов М.И., Петрашевич Н.С. Определение эффективности замены трансформаторов с длительным сроком эксплуатации // Известия вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. 2014. №3. С. 13–19.
10. Петрашевич Н.С. Влияние параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов распределительных сетей // Известия вузов и энергетических объединений СНГ. 2013. № 4. С. 28–36.
11. Определение КПД трансформатора опытным путем. Коэффициент полезного действия трансформатора. URL: <https://sibay-rb.ru/energy-metering/determination-of-the-efficiency-of-the-transformer-by-practical-means-coefficient-of-useful-transformer-action.html>.
12. Грачева Е.И., Наумов О.В., Федотов Е.А. Влияние нагрузочной способности силовых трансформаторов на их эксплуатационные характеристики // Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 7–8. С. 71–76.
13. Казаков Ю.Б., Фролов В.Я., Коротков А.В. Методика определения мощности потерь холостого хода трансформаторов с различным сроком службы // Вестник ИГЭУ. 2012. Вып. 1. С. 20–24.
14. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики.

2013. №5–6. С. 66–71.
15. Костинский С.С. Обзор состояния отрасли трансформаторного производства и тенденций развития конструкции силовых трансформаторов // Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. №1–2. С. 14–32. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-1-2-14-32.
16. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1986. 8 с.
17. Кацман М.М. Электрические машины и трансформаторы. М.: Высш. шк., 1976. 181 с.
18. Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Г.В. Алесенко, А.К. Ашратов, Е.В. Веремей, Е.С. Фрид. М.: Энергия, 1978. 95 с.
19. Измеритель параметров силовых трансформаторов К540-3. Руководство по эксплуатации К540-3-1.00.00.00PЭ. URL: <http://molnia-lab.ru/files/uploads/540-3-rossiya-20151491210778.pdf>.
20. Фарман С.А., Бун А.Ю., Райхлин И.М. Ремонт и модернизация трансформаторов. М.: Энергия, 1976. 412 с.
21. Красовский П.Ю. Расчет технологических потерь электроэнергии в силовых трансформаторах с учетом срока эксплуатации // Электрификация транспорта. 2015. №10. С. 74–80.
22. Казаков Ю.Б., Козлов А.Б., Коротков В.В. Учет изменения потерь холостого хода трансформаторов в период срока службы при расчете потерь в распределительных сетях // Электротехника. 2006. №5. С. 11–16.
23. Коротков А.В., Фролов В.Я. Методы оценки характеристик оборудования электротехнических комплексов городских распределительных сетей // Электрика. 2014. №1. С. 6–10.
24. Коротков, АВ., Фролов В.Я. Результаты измерений мощности потерь холостого хода трансформаторов с различным сроком службы // Электрика. 2011. № 8. С. 8–11.
25. Заугольников В.Ф., Балабин А.А., Савинов А.А. Некоторые аспекты экономической работы силовых трансформаторов // Промышленная энергетика. 2006. №4. С. 10–14.
26. Балабин А.А., Волчков Ю.Д. Повышение достоверности расчета потерь электроэнергии в трансформаторах 10(6)/0,4 кВ // Механизация и электрификация сельского хозяйства. 2009. №4. С. 22–23.
27. Грачева Е.И., Наумов О.В., Садиков Р.Р. Учет потерь холостого хода трансформаторов в период эксплуатации при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях // Проблемы энергетики. 2016. №1–2. С. 53–63.
28. Осотов В.Н. Практические аспекты оценки фактического срока службы силовых трансформаторов // Материалы III Научно-практической конференции «Контроль технического состояния оборудования объектов энергетики». Москва: ВВЦ, 2016. URL: <http://www.uraldiag.ru/UPLOAD/user/stati/prakticheskie-aspekty-otsenki-sroka-sluzhby-transformatorov.pdf>.
29. Львов М.Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше // Электричество. 2010. №2. С. 27–31.
30. Khramshin V.R., Nikolayev A.A., Evdokimov S.A., Kondrashova Y.N., Larina T.P. Validation of Diagnostic Monitoring Technical State of Iron and Steel Works Transformers. Proceedings of the 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIconRusNW). 2016. P. 596–600. DOI: 10.1109/EIconRusNW.2016.7448253.
31. Системы мониторинга силовых трансформаторов // Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования». URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/sistemy-monitoringa-silovyh-transformatorov.htm>.
32. Methodical directions for to diagnostic of mains transformers, the autotransformers, bypassing chokes and their feed-

- ings into MY 0634-2006. Concern «ROSENERGOATOM». URL: <http://leg.co.ua/knigi/oborudovanie/diagnostika>-transformatorov-i-shuntiruyuschih-reaktorov.htm.
33. Khramshin V.R., Evdokimov S.A., Nikolaev A.A., Nikolaev A.A., Karandaev A.S. Monitoring Technical State of the Power Transformers Is a Necessary Condition of the Smart-Grid Technology Introduction within the Industrial Electric Networks. Proceedings of the 2015 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIconRusNW). P. 214-220. DOI: 10.1109/EIconRusNW.2015.7102265.
 34. Evdokimov S.A., Karandaev A.S., Khramshin V.R., Kondrashova U.N., Nikolaev A.A. Monitoring and Diagnostics of the Electrical Equipment as a Component of the Smart Grid Technologies in the Industrial Electric Networks. Abstracts of the first international scientific conference "Science of the Future". URL: <http://www.p220conf.ru/abstracts/download/5-mech/437-s-karandaev>.
 35. Николаев А.А. Внедрение системы мониторинга технического состояния трансформатора 80 МВА энергоблока ТЭЦ ОАО «ММК» // Электротехнические системы и комплексы. 2016. №2(31). С. 52–57. DOI: 10.18503/2311-8318-2016-2(31)-52-57.
 36. Evdokimov S.A., Kondrashova Yu.N., Karandaeva O.I., Gallyamova M.S. Stationary System for Monitoring Technical State of Power Transformer. *Procedia Engineering*. 2016. Vol. 150. P. 18-25. DOI: 10.1016/j.proeng.2016.07.270.
 37. Совершенствование автоматизированных электроприводов и диагностика силового электрооборудования / И.А. Селиванов, А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, В.Р. Храмини, А.А. Шеметова, А.С. Евдокимов, А.А. Лукин, А.Ю. Андриошин, П.В. Шиляев, В.В. Головин, А.А.Титов, С.Е. Мостовой, С.А. Петряков // Известия вузов. Электромеханика. 2009. № 1. С. 5–11.
 38. Требования к системе мониторинга технического состояния трансформатора сверхмощной дуговой сталеплавильной печи / А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, А.А. Сарлыбаев, Р.А. Леднов // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. 2013. №2. С. 58–68.
 39. Information and Measuring System for Electric Arc Furnace Transformer Monitoring /A.S. Karandaev, S.A. Evdokimov, V.R. Khramshin, O.I. Karandaeva // 12th International Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering (APEIE-2014). Novosibirsk. 2014. Vol. 1. P. 273-279. DOI: 10.1109/APEIE.2014.7040896.
 40. Разработка и внедрение интеллектуальных систем диагностирования технического состояния электрического оборудования / С.И. Лукьянов, А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, А.С. Сарваров, М.Ю. Петушков, В.Р. Храмини // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2014. №1. С. 129–136.
 41. Radionov A.A., Karandaev A.S., Yachikov I.M., Karandaeva O.I., Gasyarov V.R. Power Transformer Condition Forecast with Time-series Extrapolation. Proceedings of the 9th International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE 2017). Sydney, Australia. 2017. P. 326-330. DOI: 10.1145/3057039.3057106.
 42. Radionov A.A., Evdokimov S.A., Sarlybaev A.A., Karandaeva O.I. Application of subtractive clustering for power transformer fault diagnostics. *Procedia Engineering*, 129, 2015, pp. 22-28. DOI: 10.1016/j.proeng.2015.12.003.
 43. Контроль технического состояния силовых трансформаторов методом акустического диагностирования / А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, О.И. Карандаева, С.Е. Мостовой, А.А. Чертоусов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». Вып. 10. 2008. №26(126). С. 26–31.
 44. Задачи многопараметрического диагностирования технического состояния силовых трансформаторов в системах on-line-мониторинга / А.С. Карандаев, И.М. Ячиков, В.Р. Храмини, А.А. Николаев // Известия вузов. Электромеханика. 2016. № 4(546). С. 65-73.
 45. Практическое применение статистической модели определения ресурса электрооборудования / А.С. Карандаев, И.М. Ячиков, Е.А. Храмини, А.А. Николаев, А.А. Николаев // Известия вузов. Электромеханика. 2018. Т. 61. № 3. С. 43-52.

Поступила в редакцию 14 октября 2019 г.

INFORMATION IN ENGLISH

ANALYSIS OF ELECTRIC LOSSES IN POWER TRANSFORMERS WITH LONG OPERATING LIFE

Nikolay N. Druzhinin

Production engineer, Central electro-technical laboratory, PJSC «Magnitogorsk Iron and Steel Works», Magnitogorsk, Russia. E-mail: druzhinin.nn@mmk.ru

Artur A. Sarlybaev

Ph.D. (Engineering), Manager of the planning and reliability department, Steel Service-2 shop, United Service Company LLC, Magnitogorsk, Russia. E-mail: sarlybaev.aa@usc-service.ru

Ekaterina A. Khramshina

Research officer, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia.

Olga I. Karandaeva

Ph.D. (Engineering), Research officer, South-Ural State University, Chelyabinsk, Russia.

The paper is concerned with the importance of investigating the influence of the operation life of transformers on their energy characteristics. This problem is really pressing for all the network transformers of the PJSC "Magnitogorsk Iron and Steel Works" (PJSC "ММК") as a significant number of them have been in operation for 50 years of even longer. The literature review carried out by the research group revealed that in most cases the information about energy characteristics and about the

transformer efficiency is obtained from the calculations based on the certified values of the idling losses and short-circuit losses. The research group noted the efficiency of experimental determination of the transformer efficiency on the basis of the idling losses and short-circuit losses. An experiment was carried out to calculate electric losses by power measurement using the two-wattmeter method. The connection diagram of the measuring device was considered. The assessment was given to the

influence of the power measurement accuracy on the calculation of the transformer efficiency, which has been in operation for more than 60 years. The results of experimental data processing are presented. The investigations confirmed the insignificant increase of iron losses and the decrease of the transformer performance by about 0.5%. This confirms the possibility of making use of transformers for longer periods than the normative period if timely maintenance work and scheduled repairs are provided. The authors carried out the analysis of the obtained results and compared them with the materials published by other scientists. They stressed the need to take into account the increase in iron losses when the service life exceeds 20 years. The paper also provides recommendations on improving of the maintenance service by means of installation of on-line state monitoring systems.

Keywords: power transformer, service life, performance, electric losses, experiment, literature review, statistics, maintenance service, on-line monitoring, recommendations.

REFERENCES

1. E.A. Kuznetsov, A.Ya. Albrekht, O.I. Karandaeva, S.L. Tsemoshevich. Analysis of Power Transformer Damage Rate at Electric Power Stations of a Metallurgical Enterprise // *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika* [Proceedings of Universities. Известия вузов. Electrical engineering]. 2011, no. 4, pp. 82–85. (In Russian)
2. Nikolaev N.A., Nikolaev A.A., Lednov R.A. Diagnostics of transformer technical state as a basis for security of energy supply of an industrial enterprise // *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2014, no. 4, pp. 34–40. (In Russian)
3. Karandaeva O.I. Damage rate characteristics of network and main transformers of OJSC “Magnitogorsk Iron and Steel Works” // *Vestnik Yuzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya “Energetika”* [Bulletin of the South-Ural State University. Series “Power engineering”]. Issue 16, 2011, no. 34(251), pp. 15–20. (In Russian)
4. Kireeva E.A. Deterioration of power transformers // *Promyshlennaya energetika* [Industrial power engineering]. 2004, no. 2, pp. 14–16. (In Russian)
5. Druzhinin V.V. *Magnitnye svoystva elektrotekhnicheskoi stali* [Magnetic properties of electrical steel]. M.: Energy, 1974. 240 p. (In Russian)
6. Kurguzova S.N. Deterioration of magnetic structure of power transformers // *Vestnik PGU im. S.Toraygyrova. Seriya energeticheskaya* [Bulletin of Toraygyrov PSU. Series: Energy]. 2005, no. 1, pp. 117–120. (In Russian)
7. Badalyan N.P., Medvedev V.O., Molokin Yu.V., Chascshin E.A. Influence of deterioration of interlayer isolation of magnetic core on energy efficiency of transformers when they are in operation beyond the standard operation time // *Vestnik NPUA. Elektrotekhnika. Energetika* [Bulletin of NPUA. Electrical engineering. Power engineering], 2019, no. 1, pp. 30–41. (In Russian)
8. Kurguzova S.N., Kurguzov N.N. Influence of transformer service life on characteristics of its cost-effective performance // *Nauka i tekhnika Kazakhstana* [Science and engineering of Kazakhstan]. 2005, no. 1, pp. 60–63. (In Russian)
9. Fursanov M.I., Petrashevich N.S. Determination of replacement efficiency of transformers with long service life // *Izvestiya vuzov i energeticheskikh ob'yedineniy SNG. Energetika*. [Proceedings of universities and energy associations of CIF. Power engineering]. 2014, no. 3, pp. 13–19. (In Russian)
10. Petrashevich N.S. Influence of load parameters on the efficiency of replacement of distribution transformers // *Izvestiya vuzov i energeticheskikh ob'yedineniy SNG. Energetika*. [Proceedings of universities and energy associations of CIF. Power engineering]. 2013, no. 4, pp. 28–36. (In Russian)
11. Calculation of transformer efficiency empirically. Transformer efficiency. URL: [https://sibay-rb.ru/energy-](https://sibay-rb.ru/energy-metering/determination-of-the-efficiency-of-the-transformer-by-practical-means-coefficient-of-useful-transformer-action.html)

- metering/determination-of-the-efficiency-of-the-transformer-by-practical-means-coefficient-of-useful-transformer-action.html
12. Gracheva E.I., Naumov O.V., Fedotov E.A. Influence of output capacity of power transformers on their production characteristics // *Problemy energetiki* [Issues of power engineering], 2017, vol. 19, no. 7-8, pp. 71–76. (In Russian)
13. Kazakov Yu.B., Frolov V.Ya., Korotkov A.V. Method of idling loss power calculation for transformers with different service life // *Vestnik IGEU* [Bulletin of IGEU]. 2012, Issue 1, pp. 20–24. (In Russian)
14. Galimova A.A. Selection criteria of load factor of power transformer in the design process of distributing mains substations // *Problemy energetiki* [Issues of power engineering]. 2013, no. 5-6, pp. 66–71. (In Russian)
15. Kostinskiy S.S. Review of the state of transformer production and development trends of power transformer design // *Problemy energetiki* [Issues of power engineering]. 2018, vol. 20, no. 1-2, pp. 14–32. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-1-2-14-32 (In Russian)
16. Tikhomirov P.M. *Raschet transformatorov* [Design of transformers]. Moscow: Energoatomizdat, 1986. 8 p. (In Russian)
17. Katsman M.M. *Elektricheskie mashiny i transformatory* [Electrical machines and transformers]. Moscow: High school, 1976. 181 p. (In Russian)
18. Alekseenko G.V., Ashryatov A.K., Veremey E.V., Frid E.S. *Ispytaniya moschnykh transformatorov i reaktorov* [Testing of power transformers and reactors]. Moscow: Energy, 1978. 95 p. (In Russian)
19. *Izmeritel parametrov silovykh transformatorov K 540-3*. [Measuring instrument of K540-3 power transformer parameters] Operations manual K540-3-1.00.00.00RE. URL: <http://molnia-lab.ru/files/uploads/540-3-rossiya-20151491210778.pdf> (In Russian)
20. Farban S.A., Bun A.Yu., Raikhlin I.M. *Remont i modernizatsiya transformatorov* [Repair and updating of transformers]. Moscow: Energy, 1976. 412 p. (In Russian)
21. Krasovskiy P.Yu. Calculation of process losses of electrical engineering in power transformers taking into account their service life // *Elektrifikatsiya transporta* [Electrification of transport], 2015, no. 10, pp. 74–80. (In Russian)
22. Kazakov Yu.B., Kozlov A.B., Korotkov B.B. Account of change in idling losses of transformers during operation in the process of loss calculation in distribution mains. Kazakov // *Elektrotekhnika* [Electrical engineering]. 2006, no. 5, pp. 11–16. (In Russian)
23. Korotkov A.V., Frolov V.Ya. Estimation methods of equipment of electrical complexes of urban distribution mains // *Elektrika* [Electrical engineering]. 2014, no. 1, pp. 6–10. (In Russian)
24. Korotkov A.V., Frolov V.Ya. Measurement results of idling loss power of transformers with different service life // *Elektrika* [Electrical engineering]. 2011, no. 8, pp. 8–11. (In Russian)
25. Zaugolnikov V.F., Balabin A.A., Savinkov A.A. Some aspects of efficient operation of power transformers // *Promyshlennaya energetika* [Industrial power engineering]. 2006, no. 4, pp. 10–14. (In Russian)
26. Balabin A.A., Yu.D. Volchko Improving the reliability of estimates of electric energy losses in 10(6)/0.4 kW transformers // *Mekhanizatsiya i elektrifikatsiya selskogo khozyaystva* [Mechanization and electrification of agriculture]. 2009, no. 4, pp. 22–23. (In Russian)
27. Gracheva E.I., Naumov O.V., Sadykov R.R. Accounting of idling losses of transformers during operating life in the process of calculation of electric energy losses in distribution mains // *Problemy energetiki* [Issues of power engineering], 2016, no. 1-2, pp. 53–63. (In Russian)
28. Osotov V.N. Practical aspects of assessment of the useful life of power transformers // *III Nauchno-prakticheskaya konferentsiya “Kontrol tekhnicheskogo sostoyaniya oborudovaniya ob'yektov energetiki”* [III Scientific conference “Technical state control of

- power engineering equipment”]. Moscow, VVTS, 2016. URL: <http://www.uraldiag.ru/UPLOAD/user/stati/prakticheskie-aspekty-otsenki-sroka-sluzhby-transformatorov.pdf> (In Russian)
29. Lvov M.Yu. Analysis of damage rate of power transformers with the voltage of 100 kV and higher // *Elektrichesvo [Electricity]*. 2010, no. 2, pp. 27–31. (In Russian)
 30. Khramshin V.R., Nikolayev A.A., Evdokimov S.A., Kondrashova Y.N., Larina T.P. Validation of Diagnostic Monitoring Technical State of Iron and Steel Works Transformers. Proceedings of the 2016 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (2016 EIConRusNW). 2016. P. 596-600. DOI: 10.1109/EIConRusNW.2016.7448253.
 31. *Sistemy monitoringa silovykh transformatorov* [Monitoring systems of power transformers] // Appendix to the order of the OJSC “FSK EES” dated 18.04.2008 no. 140 «Monitoring systems of power transformers and autotransformers. General technical requirements». URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/sistemy-monitoringa-silovykh-transformatorov.htm>. (In Russian)
 32. Methodical directions for to diagnostic of mains transformers, the autotransformers, bypassing chokes and their feedings into IY 0634-2006. Concern «ROSENERGOATOM». URL: <http://leg.co.ua/knigi/oborudovanie/diagnostika>-transformatorov-i-shuntiruyuschih-reaktorov.htm>
 33. Khramshin V.R., Evdokimov S.A., Nikolaev A.A., Nikolaev A.A., Karandaev A.S. Monitoring Technical State of the Power Transformers Is a Necessary Condition of the Smart-Grid Technoly Introduction within the Industrial Electric Networks. Proceedings of the 2015 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIConRusNW), pp. 214-220. DOI: 10.1109/EIConRusNW.2015.7102265
 34. Evdokimov S.A., Karandaev A.S., Khramshin V.R., Kondrashova U.N., Nikolaev A.A. Monitoring and Diagnostics of the Electrical Equipment as a Component of the Smart Grid Technologies in the Industrial Electric Networks. Abstracts of the first international scientific conference “Science of the Future”. URL: <http://www.p220conf.ru/abstracts/download/5-mech/437-s-karandaev>.
 35. Nikolaev A.A. Introduction of technical state monitoring system of the 80 MVA transformer of the power generating unit of the combined heat power plant of the OJSC “MMK” // *Elektrotehnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical systems and complexes], 2016, no. 2(31), pp. 52–57. DOI: 10.18503/2311-8318-2016-2(31)-52-57. (In Russian)
 36. Evdokimov S.A., Kondrashova Yu.N., Karandaeva O.I., Galiyamova M.S. Stationary System for Monitoring Technical State of Power Transformer. *Procedia Engineering*, 2016, vol. 150, pp. 18-25. DOI: 10.1016/j.proeng.2016.07.270.
 37. Selivanov I.A., Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Khramshin V.R., Shemetova A.A., Evdokimov A.S., Lukin A.A., Andryushin A.Yu., Shilyaev P.V., Golovin V.V., Titov A.A., Mostovoy S.E., Petryakov S.A. Improvement of automated electric drives and diagnostics of power electrical equipment // *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika*. [Proceedings of universities. Power engineering]. 2009, no. 1, pp. 5–11. (In Russian)
 38. Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Sarlybaev A.A., Lednov R.A. Requirements to the technical state monitoring system of the transformer of the ultra-high power electric arc furnace // *Mashinostroenie: setevoy elektronnuy nauchniy zhurnal* [Machine-building: Internet scientific journal]. 2013, no. 2, pp. 58–68. (In Russian)
 39. Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Khramshin V.R., Karandaeva O.I. Information and Measuring System for Electric Arc Furnace Transformer Monitoring // 12th International Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering (APEIE-2014). Novosibirsk, 2014, vol. 1, pp. 273-279. DOI: 10.1109/APEIE.2014.7040896.
 40. Lukanov S.I., Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Sarvarov A.S., Petushkov M.Yu., Khramshin V.R. Development and introduction of intellectual diagnostics systems of the technical state of electrical equipment // *Vestnik Magnitogorskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. G.I. Nosova* [Bulletin of Nosov MSTU], 2014, no. 1, pp. 129–136. (In Russian)
 41. Radionov A.A., Karandaev A.S., Yachikov I.M., Karandaeva O.I., Gasyarov V.R. Power Transformer Condition Forecast with Time-series Extrapolation. Proceedings of the 9th International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE 2017). Sydney, Australia. 2017. P. 326-330. DOI: 10.1145/3057039.3057106.
 42. Radionov A.A., Evdokimov S.A., Sarlybaev A.A., Karandaeva O.I. Application of subtractive clustering for power transformer fault diagnostics. *Procedia Engineering*, 129, 2015, pp. 22-28. DOI: 10.1016/j.proeng.2015.12.003.
 43. Karandaev A.S., Evdokimov S.A., Karandaeva O.I., Mostovoy S.E., Chertousov A.A. Technical state control of power transformers using the acoustic diagnostics method // *Vestnik Yuzhno-Uralskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya “Energetika”* [Bulletin of the South-Ural state university. Series “Power engineering”]. Issue 10, 2008, no. 26(126), pp. 26–31. (In Russian)
 44. Karandaev A.S., Yachikov I.M., Khramshin V.R., Nikolaev A.A. Aims of multiparameter diagnostics of technical state of power transformers in on-line monitoring systems // *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika* [Proceedings of universities. Electrical engineering]. 2016, no. 4 (546), pp. 65-73. (In Russian)
 45. Karandaev A.S., Yachikov I.M., Khramshina E.A., Nikolaev A.A., Nikolaev A.A. Practical application of the statistical model of determining the electrical equipment service life // *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika* [Proceedings of universities. Electrical engineering]. 2018, vol. 61, no. 3, pp. 43-52. (In Russian)

Анализ электрических потерь в силовых трансформаторах с длительным сроком эксплуатации / Н.Н. Дружинин, А.А. Сарлыбаев, Е.А. Храмшина, О.И. Карандаева // *Электротехнические системы и комплексы*. 2019. № 4(45). С. 64-73. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2019-4\(45\)-64-73](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2019-4(45)-64-73)

Druzhinin N.N., Sarlybaev A.A., Khramshina E.A., Karandaeva O.I. Analysis of Electric Losses in Power Transformers with Long Operating Life. *Elektrotehnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2019, no. 4(45), pp. 64-73. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2019-4\(45\)-64-73](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2019-4(45)-64-73)