

УЧЕТ ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА ТРАНСФОРМАТОРОВ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ РАСЧЕТЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

ГРАЧЕВА Е.И., НАУМОВ О.В., САДЫКОВ Р.Р

Казанский государственный энергетический университет

В представленной статье рассматривается природа возникновения потерь холостого хода силовых трансформаторов, причины увеличения данных потерь за период эксплуатации. На основе обработки статистических данных оцениваются значения этих изменений. Показана необходимость учета реальных потерь холостого хода трансформаторов при расчете потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

Ключевые слова: потери холостого хода трансформаторов, электрические сети, потери электроэнергии, расчет мощности потерь.

В последние годы всё большее число авторов обращают внимание на рост потерь электроэнергии холостого хода (ХХ) в силовых трансформаторах, по мере их старения, по сравнению с паспортными данными, измеренными в год выпуска. При этом конструкторы и разработчики трансформаторов, как правило, утверждают, что потери холостого хода в процессе эксплуатации в исправных трансформаторах если и увеличиваются, то не более чем на 5% за весь срок службы трансформатора – 40 лет.

Проведенные измерения [1] показали, что старение трансформатора приводит к росту потерь ХХ, порой весьма и весьма значительному, в зависимости от условий работы трансформатора и, особенно, качества ремонта его в процессе эксплуатации. Например, на ОАО «Тольяттинский трансформатор» были рассмотрены данные измерений технических параметров трансформаторов марки АОРЦТ, проработавших 18 лет на Волжской ГЭС. Оказалось, что произведенные ОАО «Тольяттинский трансформатор» силовые трансформаторы за период эксплуатации также увеличили потери ХХ на 5,65–6,25%. В дальнейшем эти трансформаторы были доставлены для ремонта.

Магнитная система трансформаторов при этом никаким образом не подвергалась ремонту и находилась в целостности, но по тем или иным причинам имел рост потерь ХХ. Представлялось определить причину роста потерь за счет определения возможных факторов роста и изменения структуры.

Известно, что потери ХХ в трансформаторе складываются из

- магнитных потерь;
- потерь в стальных элементах конструкции трансформатора;
- диэлектрических потерь в изоляции.

Для наглядности приведем структуру потерь ХХ в силовом трансформаторе (рис. 1).

Потери в стальных элементах конструкции остова трансформатора, вызванные частичным ответвлением главного магнитного потока, относительно невелики и при расчете потерь ХХ трансформатора учитываются в потерях в стали трансформаторов.

Диэлектрические потери в изоляции необходимо, видимо, учитывать в трансформаторах, работающих при повышенной частоте. На частоте 50 Гц в силовых трансформаторах диэлектрические потери в изоляции незначительны и при расчете потерь ХХ их также, как и основные потери в первичной обмотке, составляющие

обычно менее 1% потерь ХХ, принято не учитывать. Другими словами, основную часть потерь ХХ в силовом трансформаторе составляют магнитные потери.

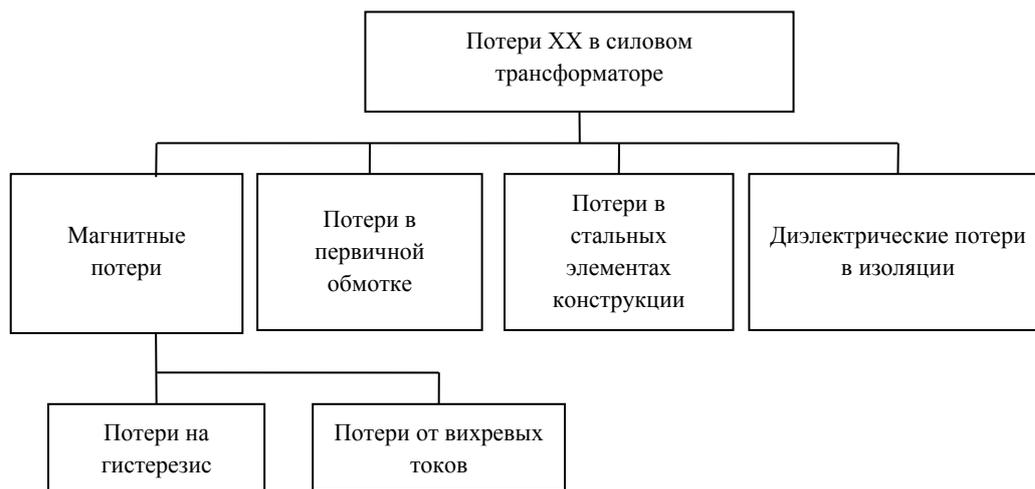


Рис. 1. Структура потерь ХХ в силовом трансформаторе

В качестве основных причин увеличения потерь ХХ в силовых трансформаторах, определяемых сроком службы, принято считать следующие факторы:

- старение стали из-за нагрева магнитопровода вследствие потерь при перемагничивании сердечников и выделения тепла намагничивающими обмотками;
- механические воздействия на магнитопроводы в различных режимах работы (вибрация, электродинамические усилия при коротком замыкании и т.д.) и при ремонтах трансформаторов;
- причины, связанные с износом материалов, в том числе:
 - общее нарушение межлистовой изоляции магнитопровода ввиду старения;
 - выгорание сердечника магнитопровода;
 - повреждение изоляции шпилек;
 - местное нарушение межлистовой изоляции;
 - ослабление прессовки магнитопровода ввиду усадки стали магнитопровода;
 - ослабление прессовки стыков;
 - разрушение изолирующих прокладок в стыках и т.д.

Известно, что электротехническая анизотропная сталь является магнитно-мягким материалом и отличается малой площадью петли гистерезиса. Основным параметром, определяющим площадь петли гистерезиса, является коэрцитивная сила H_c .

На H_c в основном влияют внутренние напряжения и неметаллические включения.

Негативное влияние на H_c внутренних напряжений зависит от их амплитуды и значения магнитострикции λ_s . Наибольшее отрицательное влияние напряжений на H_c проявляется, когда амплитуда внутренних напряжений $\Delta\sigma_i$ соизмерима с толщиной доменных границ σ .

На значение магнитных потерь в электротехнической анизотропной стали оказывают влияние различного рода несовершенства кристаллической решётки, примеси, находящиеся в a -твёрдом растворе Fe-3%Si или в виде неметаллических включений, а также остаточные механические напряжения.

В ряде работ исследованы причины увеличения магнитных потерь в электротехнической анизотропной стали из-за наличия в ней неметаллических включений. Выявлено, что основная причина роста потерь на магнитный гистерезис

связана с искажениями доменной структуры. В частности, негативное воздействие оказывают примеси углерода и азота. Неметаллические включения, размеры которых (не более 0,5 мкм) соизмеримы с толщиной доменных границ, приводят к резкому (в 1,3–2,0 раза) росту потерь на гистерезис, при этом практически не оказывая значимого влияния на изменение потерь на вихревые токи.

Выделяющаяся фаза неметаллических включений (Fe_3C , Fe_2N , $\gamma\text{-Fe}_4\text{N}$) нарушает доменную структуру стали, приводит к многочисленным искривлениям и разрывам доменных границ вблизи мелкодисперсных включений.

Современные технологии и состав оборудования для производства стали позволяют исключить или снизить до минимума возможность загрязнения электротехнических сталей включениями углерод-азотсодержащих фаз. Но все же в кремнистых сталях промышленного производства имеются включения кислородсодержащих фаз: оксиды кремния и алюминия, а также нитриды титана, которые явно способствуют ухудшению потерь на магнитный гистерезис.

При работе трансформатора в течение длительного времени ослабляется сжатие листов шихтованного сердечника стяжными шпильками или бандажами. Происходит частичная распрессовка сердечника трансформатора, появляются паразитные зазоры на пути замыкания потока взаимной индукции. В результате этого происходит увеличение до 10% тока XX трансформатора. Одновременно растут потоки рассеяния, вызывающие повышение мощности на путях замыкания этих потоков (в стали бака и других стальных конструктивных элементах – до 20%).

Повышение потерь XX, соответствующее этим процессам, может достигать ~5%.

Имеющие место в процессе работы трансформаторов перегревы (из-за КЗ, ухудшения условий теплоотвода вследствие старения трансформаторного масла и др.) выше допустимых значений приводят к ухудшению магнитных свойств стали сердечника, увеличению тока XX и повышению потерь трансформаторов ΔP_{XX} . Более того, на пути к потребителю в городских электрических сетях выполняется, как правило, до 4–5 преобразований энергии в трансформаторах с выделением ΔP_{XX} , которое с течением времени может достигать 4%.

С ростом срока службы трансформатора происходит также ухудшение диэлектрических свойств изоляции обмоток и выводов, трансформаторного масла за счет: старения твердой изоляции; истирания твердой изоляции в условиях постоянных вибраций, деформации в режимах КЗ, увлажнения и загрязнения поверхности твердой изоляции, трансформаторного масла и др.

В результате имеет место снижение сопротивления изоляции, возрастают токи утечки, увеличивается частота и мощность ЧР и, как следствие, повышаются диэлектрические потери (они могут достигать 10% полного значения потерь XX в высоковольтных трансформаторах) и, соответственно, потери XX.

Свою долю в увеличение потерь XX вносит и работа трансформатора с несимметрической нагрузкой, в результате которой появляются магнитные потоки нулевой последовательности и, как следствие, дополнительные потери XX.

Как указывалось, в процессе эксплуатации трансформаторов важное значение имеет диагностический контроль параметров трансформаторов и, при необходимости, проведение плановых или внеплановых ремонтных работ. Необоснованное решение о проведении ремонта трансформатора в лучшем случае приводит к неоправданным затратам, в худшем – к снижению показателей и надежности, а в итоге – к значительным материальным затратам.

Некачественная перешихтовка магнитопровода при ремонте трансформатора приводит к увеличению потерь XX до 20%.

В ряде работ показано:

- замена стали сердечника другой маркой стали, например горячекатаной на холоднокатаную, приводит к изменению потерь в магнитопроводе в 2,5 раза, прямых стыков на косые – до 15%;

- дополнительная механическая обработка листов электротехнической стали повышает потери в магнитопроводе на 5–10%;

- отжиг пластин стали снижает удельные потери в них до 15%, но одновременно ухудшает магнитные свойства электротехнической стали магнитопровода и повышает ток ХХ до 20% с ростом электрических потерь от него в первичной обмотке.

Существенно на изменение потерь ХХ трансформатора влияет изменение при ремонте обмоточных данных, изоляционных промежутков, замена данных, изоляционных промежутков, замена трансформаторного масла и твердой изоляции обмоток и выводов.

При изменении соотношения напряжения и числа витков в первичной обмотке изменяется магнитный поток в трансформаторе и пропорционально квадрату этого изменения изменяются потери ХХ. Изменение ΔP_{XX} с течением времени работы подтверждается результатами специальных измерений на 13 трансформаторах марки ТМ 250/10 городской сети со сроками эксплуатации от 2 до 34 лет.

Средний срок службы трансформаторов с высшим напряжением 10 кВ для приведенной выборки 21,6 года.

Результаты измерений показаны в табл. 1, на рис. 2.

Таблица 1

Потери холостого хода трансформаторов ТМ 250/10
Шуйской городской электрической сети ($\Delta P_{XX\text{пасп}} = 820$ Вт)

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$T_{\text{сл}}$, лет	34	32	31	29	28	25	24	19	18	16	12	11	2
ΔP_{XX} , Вт	1140	998	902	998	909	999	841	619	798	798	959	879	519
ΔP_{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

Здесь $\Delta P_{XX}^* = \frac{P_{XX\text{реал}} - P_{XX\text{пасп}}}{P_{XX\text{пасп}}} 100\%$ – есть процентное соотношение

реального значения потерь ХХ трансформатора к паспортному.

Максимальные потери ХХ выявлены у трансформатора с наиболее продолжительным сроком эксплуатации в 34 года. Они более чем в 2,2 раза превышают потери ХХ самого «молодого» трансформатора и в 1,39 раза – паспортные потери ХХ. Таким образом, изменение потерь ХХ трансформаторов в период срока службы, особенно подвергавшихся в этот период ремонтам, вполне может достигать 30–50%.

Для более точного определения изменения ΔP_{XX} в процессе эксплуатации трансформаторов целесообразно накопление и статистическая обработка большого фактического материала по результатам измерений. В частности, для общей оценки была проведена статистическая обработка фактического материала по результатам измерений потерь ХХ более 1000 силовых трансформаторов мощностью 20–630 кВА распределительных сетей 6–10 кВ. На рис. 3 показаны значения ΔP_{XX} трансформаторов в зависимости от срока эксплуатации $T_{\text{сл}}$.

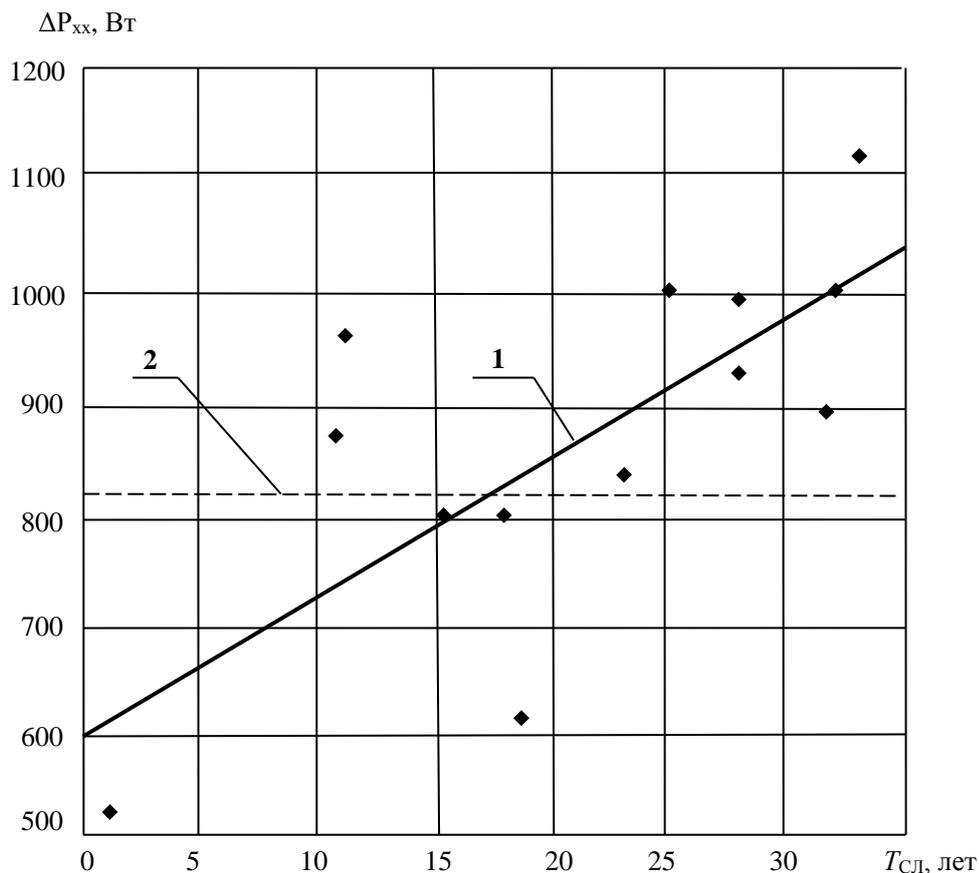


Рис. 2. Зависимость изменения потерь холостого хода трансформаторов ТМ 50/10 Шуйской городской электрической сети от срока службы: 1 – линейная зависимость; 2 – паспортная мощность потерь холостого хода

При явно выраженной тенденции роста ΔP_{XX} с изменением $T_{сл}$ наблюдается достаточно большой разброс полученных значений. Рост ΔP_{XX} , %, может быть представлен линейной зависимостью

$$\Delta P_{XX} = -26,833 + 1,5553 T_{сл}$$

при достоверности аппроксимации 0,229.

Если принять нелинейный характер зависимости, то можно сформировать квадратичный тренд:

$$\Delta P_{XX} = -15,171 + 0,576 T_{сл} + 0,0175 T_{сл}^2$$

при несколько большей достоверности аппроксимации – 0,235.

В работе [2] представлены паспортные значения для линейного тренда при $T_{сл} = 17,73$ года. При использовании линейной зависимости интенсивность увеличения потерь XX силовых трансформаторов в среднем составляет 1,56% в год и при $T_{сл} = 20$ лет рост величины $\Delta P_{XX 20}$ достигает 4,27%/год.

Для квадратичной зависимости при небольших сроках эксплуатации силовых трансформаторов нелинейность изменения потерь XX, определяемая коэффициентом 0,0175, проявляется несущественно и потери XX трансформаторов возрастают достаточно медленно, при $T_{сл} = 10$ лет интенсивность увеличения $\Delta P_{XX 10}$ составляет 7,65%, при $T_{сл} = 20$ лет – 3,36% в год (от паспортного значения).

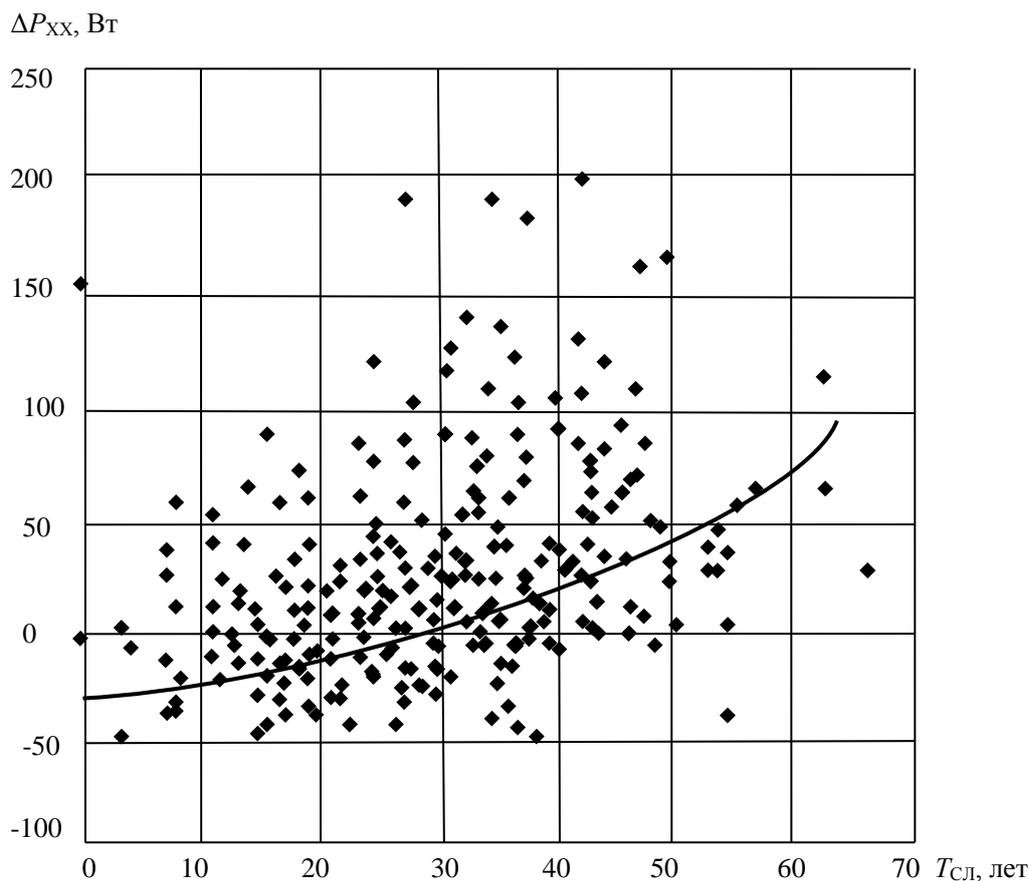


Рис. 3. Изменение процентного отличия потерь холостого хода 1323 трансформаторов мощностью 20–630 кВА распределительных сетей Ивановской области от паспортного значения в зависимости от срока эксплуатации

Если бы сроки эксплуатации трансформаторов с учетом их мощности равномерно распределялись по времени, то интеграл от полученной линии тренда соответствовал бы процентному отношению суммарных выделенных потерь XX к паспортным значениям в заданный промежуток времени. Так как на начальном этапе эксплуатации трансформаторов в среднем $\Delta P_{XX} < \Delta P_{XX\text{пасп}}$, то с учетом дальнейшего роста ΔP_{XX} при увеличении срока службы увеличение параметра $\Delta P_{XX\text{пасп}}$ может наступить при некотором $T_{\text{сл}} = T_{\text{сл1}}$. Значительное возрастание потерь происходит при следующих значениях: $T_{\text{сл1}} = 34,5$ года для линейной зависимости и при $T_{\text{сл1}} = 32$ года для квадратичного тренда.

Но так как доля трансформаторов, эксплуатируемых менее 17,5 лет (без учета их мощности), с точкой пересечения трендом линии $\Delta P_{XX} = 0$ не превышает 15%, а число трансформаторов, эксплуатируемых 17,5–33 года, достигает 50–55%, то $T_{\text{сл1}}$ становится близким к 20 годам. Таким образом можно считать, что для трансформаторов всех типов со сроком службы до 20 лет зависимости $\Delta P_{XX} = f(T_{\text{сл}})$ достаточно слабы и допустимо принимать значения потерь XX равными паспортным значениям $\Delta P_{XX} = \Delta P_{XX\text{пасп}}$ с точностью $-8 \div +3\%$.

При применении математических зависимостей для трансформаторов со сроком службы более 20 лет, с учетом их слабой нелинейности и использовании на начальном

этапе эксплуатации трансформаторов значений величин $\Delta P_{XX\text{пасп}}$, изменение потерь XX разных типов трансформаторов рассматриваемой выборки может быть охарактеризовано линейной зависимостью

$$\Delta P_{XX} = A + B T_{\text{сл}}, \quad (1)$$

(рис. 4, 5) с коэффициентами уравнения, приведёнными в табл. 2.

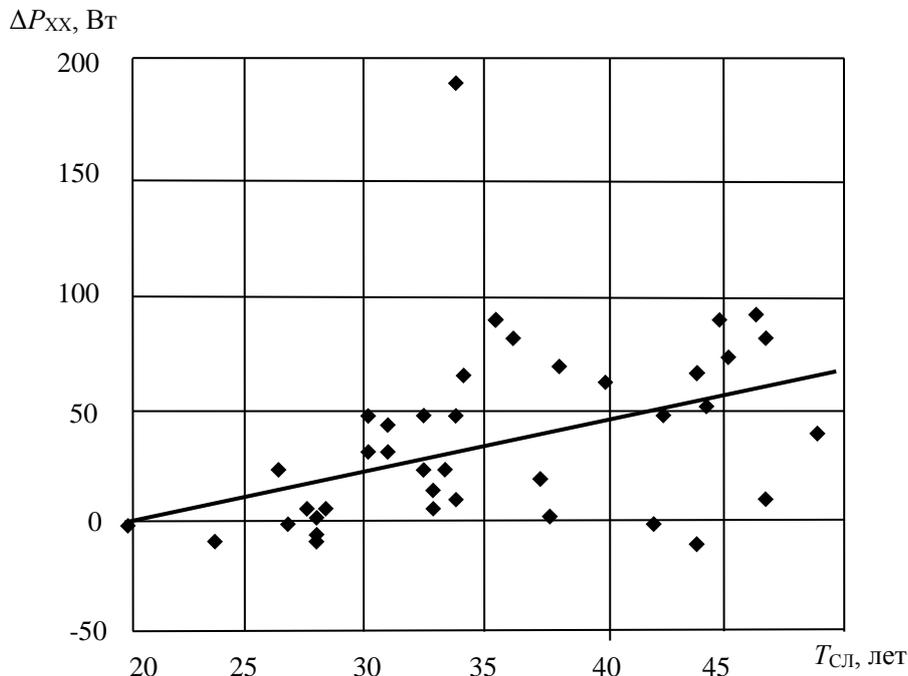


Рис. 4. Изменение потерь холостого хода трансформаторов ТМ-100/6 Ивановской области со сроком службы более 20 лет в зависимости от срока эксплуатации

Первый коэффициент A из уравнения (1) для трансформаторов разных типов находится в диапазоне $3 \div 9,7\%$, среднее для всех типов $1,73\%$ и показывает значения ΔP_{XX} трансформаторов на момент срока службы $T_{\text{сл}} = 20$ лет, то есть потери холостого хода достаточно близки к паспортным значениям.

Второй коэффициент B при линейном члене уравнения лежит в диапазоне $1,56\text{--}2,01\%$, среднее значение для всех типов трансформаторов $1,75\%$ указывает на процентное возрастание потерь XX в год.

С целью проверки корректности рассмотренной методики расчета проведены выборочные измерения мощности потерь XX $\Delta P_{XX\text{реал}}$ действующих силовых трансформаторов сетей 6–10 кВ и сравнение полученных в результате измерений значений с расчетными значениями $\Delta P_{XX\text{расч}}$, полученными при пересчете паспортных значений $\Delta P_{XX\text{пасп}}$ по приведенным соотношениям, учитывающим изменение величины мощности потерь XX в процессе эксплуатации трансформатора.

Измерения мощности потерь XX проводились в соответствии с ГОСТ у трансформаторов, для которых проведение таких измерений оказалось возможным в реальных условиях эксплуатации.

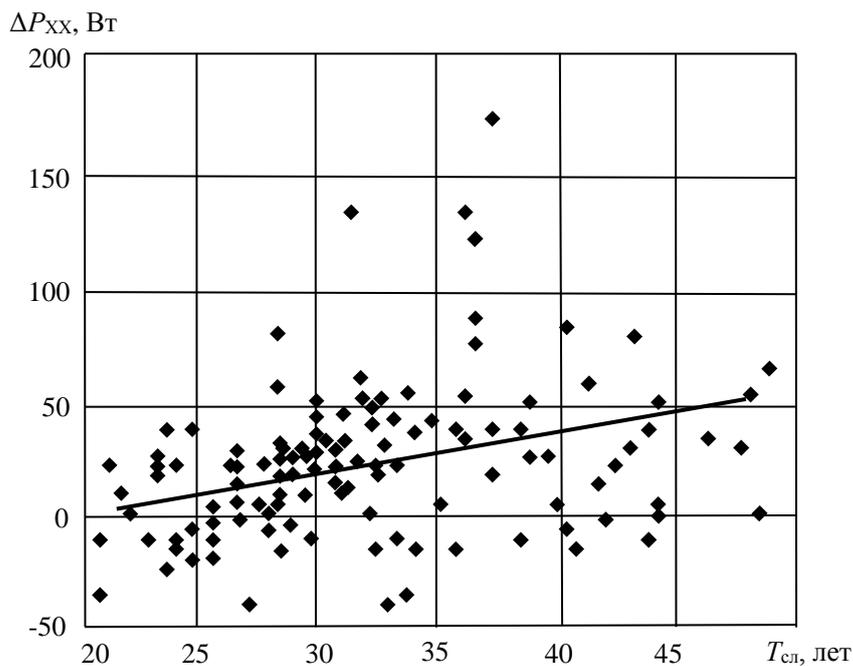


Рис. 5. Изменение потерь холостого хода трансформаторов ТМ-100/10 Ивановской области со сроком службы более 20 лет в зависимости от срока службы

Таблица 2

Линейные уравнения зависимости ΔP_{XX} от срока службы трансформаторов разных типов «старше» 20 лет

Номинальная мощность, кВА/ номинальное высшее напряжение, кВ трансформаторов	Число трансформаторов в выборке	Вид линейного уравнения
100/6	367	$\Delta P_{XX} = + 3 + 2,01(T_{сл} - 20)$
110/10	243	$\Delta P_{XX} = - 0,18 + 1,8(T_{сл} - 20)$
160/6	37	$\Delta P_{XX} = - 9,7 + 1,56(T_{сл} - 20)$
160/10	151	$\Delta P_{XX} = - 7 + 1,71(T_{сл} - 20)$
250/10	162	$\Delta P_{XX} = - 5,6 + 1,7(T_{сл} - 20)$
400/10	42	$\Delta P_{XX} = - 1,53 + 1,76(T_{сл} - 20)$
По трансформаторам всех типов	1002	$\Delta P_{XX} = - 1,73 + 1,75(T_{сл} - 20)$

Результаты измерений $\Delta P_{XX\text{реал}}$ и их сравнение с паспортными $\Delta P_{XX\text{пасп}}$ и расчетными значениями $\Sigma \Delta P_{XX\text{расч}}$ приведены в табл. 3.

Данные табл. 3 свидетельствуют о том, что реальные значения потерь холостого хода для отдельных трансформаторов могут оказаться как выше, так и ниже расчетных значений, определяемых по найденным соотношениям учета ΔP_{XX} , а различие $\Sigma \Delta P_{XX\text{реал}}$ и $\Sigma \Delta P_{XX\text{расч}}$ составляет всего 0,32% по отношению к $\Sigma \Delta P_{XX\text{реал}}$. Этот результат дает основание однозначно утверждать, что сравнимые величины количественно близки.

Методика выбора установленной мощности силовых трансформаторов на стадии проектирования предполагает оптимальное их использование в период эксплуатации, однако в силу различных обстоятельств, основным из которых является неточность

прогнозирования расчетных электрических нагрузок, загрузка трансформаторов зачастую не соответствует установленной мощности, в результате чего трансформаторы работают не в оптимальных режимах [3].

Таблица 3

Результаты выборочных измерений потерь XX трансформаторов распределительных сетей 6–10 кВ и их сравнение с паспортными и расчетными значениями

№ п/п	Тип трансформатора	Год изготовления	Заводской номер трансформатора	Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, Вт		
				Пасп.	Факт.	Расчет.
1	2	3	4	5	6	7
1 участок сети, г. Иваново						
1	ТМ-250	1976	7913	790	1200	970
2	ТМ-250	1976	7132	785	1370	964
3	ТМ-400	1978	2379	1280	1260	1526
4	ТМ-400	1978	2397	1200	1300	1431
5	ТМ-400	1978	57642	1230	1250	1467
6	ТМ-400	1978	57706	1330	1380	1586
7	ТМ-400	1978	54767	1200	1400	1431
8	ТМ-400	1978	53574	1230	1420	1467
9	ТМ-250	1974	490877	955	1040	1206
10	ТМ-250	1969	305163	1007	1050	1359
11	ТМ-250	1989	1218268	474	586	474
12	ТМ-250	1985	1031593	750	816	803
13	ТМ-250	1991	43422	650	715	715
14	ТМ-250	1991	23644	750	720	720
15	ТМ-400	1977	2045	1440	1440	1742
16	ТМ-400	1977	1979	1280	1380	1549
17	ТМ-250	1987	975483	900	780	932
18	ТМ-250	1984	963568	720	725	783
19	ТМ-250	1975	550081	870	920	1083
20	ТМ-250	1976	735132	870	860	1068
21	ТМ-250	1977	678949	830	860	1004
22	ТМ-250	1977	678944	710	970	859
23	ТМ-250	1971	390061	1007	1000	1324
24	ТМ-250	1971	390318	1007	1230	1324
25	ТМ-250	1970	358345	1007	1063	1342
26	ТМ-250	1970	358344	1022	1004	1362
27	ТМ-250	1977	678970	785	1700	950
28	ТМ-250	1973	447391	947	1410	1212
средний год изготовления		1978			30849	32652
погрешность расчетной оценки, %						+5,85
2 участок сети, г. Шуя						
1	ТМ-250	1970	38823	820	1140	1020
2	ТМ-250	1972	1273	820	998	990
3	ТМ-250	1973	452588	820	902	980
4	ТМ-250	1975	580981	820	998	950
5	ТМ-250	1976	366	820	909	930

6	ТМ-250	1979	734391	820	999	890
7	ТМ-250	1980	797073	820	841	880
8	ТМ-250	1992	923В500	820	959	820
9	ТМ-250	1993	902284	820	879	820
средний год изготовления		1979			8625	8280
погрешность расчетной оценки, %						-4,00
3 участок сети, г. Юрьевец						
1	ТСМА-320	1962	2022	1060	2000	1450
2	ТМ-160	Е969	231215	540	1000	672
3	ТМ-250	1979	534792	1050	1280	1124
4	ТМ-400	1989	46836	1080	1650	1080
средний год изготовления		1975			5930	4325
погрешность расчетной оценки, %						-27,1

Оптимизация режимов работы трансформаторов, как известно, может выполняться двумя способами.

В первом случае производится замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности. При этом целесообразность замены определяется экономическими интервалами нагрузки при реконструкции, учитывающими разницу в годовых издержках на потери электроэнергии в стали и меди, разницу в стоимости сравниваемых трансформаторов, а также дополнительные затраты на монтаж и демонтаж в связи с заменой трансформаторов.

При использовании этого способа общее снижение потерь достигается за счет уменьшения потерь ХХ. При этом уменьшается суммарная установленная мощность трансформаторов, а нагрузочные потери уменьшаются.

Второй способ уменьшения потерь основан на замене действующих трансформаторов с целью перераспределения их загрузки. В результате суммарная установленная мощность, потери ХХ и структура номинальных мощностей трансформаторов остаются неизменными; положительный эффект достигается только за счет снижения нагрузочных потерь.

Очевидно, что оба способа не противоречат, а дополняют друг друга; однако следует отметить, что реализация первого из них связана с необходимостью использования резервных трансформаторов.

Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах распределительных сетей может быть достигнуто как за счет уменьшения потерь ХХ путем замены недогруженных трансформаторов, так и за счет уменьшения нагрузочных потерь путем оптимальных перестановок трансформаторов.

Таким образом, результаты измерений мощности холостого хода различных групп трансформаторов и сравнение их с расчетными значениями показали, что мощность потерь холостого хода групп трансформаторов с разным сроком службы может быть определена расчетным путем по предложенной методике с высокой степенью точности. Предложенная модель оценки может быть использована для определения реального значения мощности потерь холостого хода силовых трансформаторов с различным сроком службы при расчете потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

Summary

In the presented article the nature of emergence losses of idling of power transformers, the reasons of increase in these losses during operation is considered. On the basis of processing statistical data values of these changes are estimated. Need of the accounting real losses of idling of transformers at calculation losses of the electric power in distributive electric networks is shown.

Keywords: losses of idling of transformers, electric networks, losses of the electric power, calculation power of losses.

Литература

1. 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.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. М.: Интермент Инжиниринг, 2006. 672 с.
3. Голубцов Н.В., Федоров О.В. Электротехнические комплексы и системы предприятий как объекты энергосбережения // Электрические аппараты и электротехнические комплексы и системы: Мат-лы междунар. науч.-практич. конф. Ульяновск: УлГТУ, 2012. С. 222–226.

Поступила в редакцию

28 декабря 2015 г.

Грачева Елена Ивановна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). Тел.: 8(843)2245795; 8(843)5194273.

Наумов Олег Витальевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроэнергетические системы и сети» (ЭСиС) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). Тел.: 8(843)5716954; 8(843)5194272.

Садыков Руслан Рустемович – аспирант кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» (ЭПП) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). Тел.: 8(843)5194273.