

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Диагностика силовых трансформаторов

Обучающийся

Севостьянов П.Р.

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

д.т.н., профессор, П.А. Николаев

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Содержание

Введение.....	3
1 Исследование надёжности трансформаторов. ВБР, интенсивность и частота отказов. Ранжирование проблем надёжности	8
1.1 Энергетические параметры силовых трансформаторов, их взаимосвязь и оптимизация.....	9
1.2 Затраты энергии на возбуждение	10
1.3 Затраты энергии на трансформацию.....	11
1.4 О пропорциях укладки листов магнитопровода при изготовлении трансформаторов.....	12
2 Разработка мероприятий по улучшению надёжности.....	18
2.1 Инновационные мероприятия. Развитие инновационной деятельности	18
2.2 Снижение добавочных потерь методом перераспределения электромагнитного поля изменением строения обмоток	18
2.3 Оптимизация издержек при эксплуатации распределительных трансформаторов.....	27
3 Прогнозирование надёжности силовых трансформаторов.....	38
3.1 Прогнозирование надёжности силовых трансформаторов при проектировании	38
3.2 Прогнозирование эксплуатационной надёжности силовых трансформаторов	45
4. Краткий обзор отечественных и зарубежных систем мониторинга состояния силовых трансформаторов	58
Заключение	62
Список используемых источников.....	65

Введение

В связи с постоянным увеличением спроса на высококачественную и полностью удовлетворяющую требованиям электроэнергию, вопрос о ее бесперебойной поставке на сегодняшний день стоит очень остро. Одним из ключевых элементов в цепи электроэнергетики является силовой трансформатор, надежность и корректность работы которого в значительной степени определяют, будут ли выполняться все требования между генерирующими, распределяющими компаниями и потребителями электроэнергии. С каждым годом увеличивается спрос на электроэнергию, что приводит к повышению требований к существующему и будущему оборудованию генерации электроэнергии, которое будет использовано вместо выведенного из строя. Надо отметить, что диагностика силовых трансформаторов в части расчётного прогнозирования срока их жизни классов напряжения до 110 кВ не потеряло свою актуальность, так как экономически целесообразно оснащать силовые трансформаторы системами мониторинга только начиная с класса напряжения 220 кВ.

Цель и задача проведения исследования: обновление существующих моделей расчётной диагностики показателей надёжности при проектировании, и в процессе эксплуатации, а также оптимизация производственных процессов с использованием современных достижений в области развития компьютерной техники.

Актуальность темы: Качество определяется действием различных случайных, локальных и субъективных факторов. Чтобы предотвратить влияние этих факторов, необходимо использовать комплексный подход к решению данной проблемы. В соответствии с этим подходом, управление качеством является необходимым условием для поддержания соответствующего качества продукта. Для достижения этой цели, необходимы постоянные меры воздействия на процесс производства, которые должны быть систематическими и постоянными.

Состояние вопроса:

- в настоящее время для победы в конкурентной борьбе остро стоит проблема снижения потерь мощности;
- снижение издержек при эксплуатации распределительных трансформаторов.

Анализ исходных данных и известных решений: далее в работе даны сравнительные характеристики применяемых технических решений и сформулированы предложения для выполнения целей данного исследования.

Предмет исследования: методология, основные принципы и предпосылки построения многофакторной модели оптимизации вопросов формирования конкурентоспособности продукции, для этого применяется расчётная диагностика.

Объект исследования: это функционирующая в рамках макроэкономической системы бизнес-единица - предприятия подотрасли машиностроения, выпускающие силовые трансформаторы.

Обзор литературы, послужившей теоретической и методологической основой исследования: при решении поставленной задачи будут использоваться методы математической статистики и имитационного моделирования. Для достижения практических результатов были разработаны программы с расчетом на ЭВМ. «Для решения задач послужили результаты исследований отечественных и зарубежных ученых в области проблем обеспечения качества и конкурентоспособности продукции» [9], [4], [27], [28], [29], [30].

Информационной базой исследования послужили инструктивные материалы российских ведомств, связанных с электроэнергетикой и энергетическим машиностроением, информация о деятельности предприятий трансформаторостроения, отчеты по НИР.

Научная новизна. В работе рассматривается управление параметрами продукции на разных стадиях жизненного цикла с использованием расчётной диагностики, в частности, имитационного моделирования для оптимизации производственных процессов и улучшения качества продукции. Имитационное моделирование позволяет проводить эксперименты с различными параметрами продукции и производственными процессами, чтобы определить оптимальные значения этих параметров и улучшить производительность и качество продукции. Управление параметрами продукции на стадии жизненного цикла является важным аспектом современного производства, так как позволяет оптимизировать производственные процессы и улучшить качество продукции, что является ключевым фактором для успеха бизнеса и удовлетворения потребностей клиентов. Наиболее существенные результаты исследования будут заключаться в следующем: для создания имитационной модели использованы методы математического моделирования и статистического анализа данных продукции. Имитационная модель конкурентоспособности продукции может помочь оптимизировать процесс производства, учитывая различные параметры, которые влияют на качество и конкурентоспособность. Составлено программное обеспечение для вычисления уровня надёжности, заложенного при проектировании, причём вычисление выполняется блоками и можно видеть «слабые места» в формуляре расчёта, не соответствующие ГОСТ 11677 [7], [22]. Статистический анализ отказов силовых трансформаторов показал, что наиболее слабым звеном у них является комплект обмоток. Это обусловлено тем, что их элементы конструкции испытывают значительные механические усилия, возникающие при протекании тока. Кроме того, изоляция витков в процессе эксплуатации подвергается воздействию повышенного напряжения, что так же приводит к отказам обмоток. «Для принятой модели «нагрузка–прочность», вероятность безотказной работы (ВБР) оценивается как вероятность того, что:

- нагрузка (осевые и радиальные усилия) не превысит прочности опорной конструкции обмотки, провода;
- дефекты витковой изоляции не приведут к витковым замыканиям;
- тепловое старение изоляции не снизит её электроизоляционные свойства.

При расчёте вероятности устойчивости от осевых и радиальных усилий принято, что они имеют экспоненциальное распределение. Вероятность виткового замыкания связана с наличием дефектов изоляции витков, которые обусловлены конструктивными особенностями обмоток и качества провода в состоянии поставки» ВБР трансформатора рассчитывается как вероятность безотказной работы составляющих элементов обмотки при перечисленных событиях: воздействии механических усилий от токов короткого замыкания, тепловом старении и сохранении электрической прочности изоляции обмоток» [29], [15]. Расчёт надёжности проводился для наиболее распространённых типов трансформаторов по мощности и классу напряжения по методике 0ВБ.639.004. «Модель будет представлять собой программный комплекс по обеспечению, контролю и управлению качеством продукции, который позволяет не только оценить управляемость процесса при воздействии корректирующих и предупреждающих действий, но и дает возможность проводить исследования в области качества без дорогостоящих экспериментов» [1]. Предложена методика оптимизации расчёта трансформатора под конкретные задачи, основанная на эмпирических формулах, не требующая для расчёта сложного и дорогостоящего компьютерного оборудования и программного обеспечения в соответствии с [12]. Применение методики приводит к снижению стоимости трансформатора, снижению уровня параметров холостого хода и короткого замыкания, снижению эксплуатационных затрат.

Теоретическая и практическая значимость: Обеспечение высокого уровня надежности машиностроительной продукции является одной из главных проблем при ее разработке, производстве и использовании. Ее значение для народного хозяйства огромно, поскольку отказ машины или устройства может привести к трудностям, неудобствам и нарушению обычного ритма жизни. В некоторых ситуациях это может привести к серьезным авариям, которые могут поставить под угрозу безопасность людей и выполнение важных задач. Надежность является одним из основных параметров современных технических устройств и в ряде случаев даже главным техническим параметром. Данные показывают, что повышение срока службы и надежности изделий имеет большее народнохозяйственное значение, чем улучшение их других технико-экономических характеристик. Важно отметить, что качество и надежность тесно взаимосвязаны.

1 Исследование надёжности трансформаторов. ВБР, интенсивность и частота отказов. Ранжирование проблем надёжности

«Известно, что уровень надёжности (безотказности, долговечности) продукции является одним из важнейших технико-экономических показателей ее качества в эксплуатации» [25]. «Конструкция такой технической системы состоит из последовательно соединённых элементов. Поэтому вероятность безотказной работы машины как системы, элементы которой соединены (в надёжном смысле) последовательно, имеет вид в соответствии с методикой Запорожского трансформаторного завода 0ВБ.639.004» [1]. Надёжность силовых трансформаторов $P_{тр}$ как систем с последовательным соединением элементов определяется надёжностью обмоток $P_{тр.д}$ (их стойкостью к динамическим воздействиям), стойкостью изоляции к витковым замыканиям $P_{тр.из.}$ и тепловой надёжностью $P_{тр.тепл.}$, то есть:

$$P_{тр} = P_{тр.д} \cdot P_{тр.из.} \cdot P_{тр.тепл.} \quad (1)$$

«На эксплуатационную надёжность оказывает влияние ряд факторов:

- качество материалов, используемых при изготовлении изделий;
- качество изготовления изделий;
- отсутствие надлежащего обслуживания при эксплуатации.

Изучение опыта зарубежных фирм и практика передовых отраслей промышленности свидетельствует о том, что усилия по развитию теории надёжности и ее практическому применению целесообразно сконцентрировать на проблемах, связанных со стадиями проектирования и изготовления продукции» [13]. «Это можно объяснить тем, что около 17 % отказов трансформаторов в эксплуатации происходит из-за низкого качества изготовления и 1,5-2% - из-за допущенных ошибок при проектировании.

Поэтому решающую роль по обеспечению надежности продукции может сыграть включение соответствующих мероприятий в технологические цепочки, которые должны стать неотъемлемой частью общего технологического процесса создания продукции» [15]. «Чтобы судить о правильности, полноте и достаточности принятых предупредительных мер, важно иметь такие поддающиеся контролю показатели, по которым можно было бы оценить уровень надежности на любой стадии создания продукции. Найти единый параметр сложно, так как надежность сложной техники — это сумма всех ее характеристик, обеспечивающих при определенных условиях требуемые параметры при выполнении задач, например, на стадии разработки по выбранным допускам на составляющие элементы конструкции можно было бы оценить механическую надежность машин; по уровню качества применяемых изоляционных материалов - электрическую надежность и т. д. То есть необходимо разработать такие требования к стадиям проектирования и изготовления, которые были бы понятны, проверяемы и которые позволяли бы наиболее полно характеризовать надежность техники. Поэтому необходим компромисс между ценой товара и его качеством, заключающийся в определении оптимального соотношения между уровнями цены и качества» [11].

1.1 Энергетические параметры силовых трансформаторов, их взаимосвязь и оптимизация

При передаче и распределении электрической энергии требуется многократная трансформация электромагнитной энергии, что резко увеличивает удельный вес трансформаторов в энергосистемах. Это, естественно, ведет к увеличению материальных и энергетических затрат и повышенным требованиям к экономичности и надежности трансформатора, который, как преобразователь электромагнитной энергии, подвергается тепловому, электрическому и механическому воздействиям.

Далее осветим теоретические основы процесса.

1.2 Затраты энергии на возбуждение

Энергия, затрачиваемая на возбуждение трансформатора, может быть определена:

$$W_0 = \frac{B \cdot H}{2} \cdot V [V \cdot A \cdot s] \text{ или } [N \cdot m] \quad (2)$$

где B — индукция. Тл;

H — напряженность магнитного поля, А/м;

V — объем магнитопровода, м³.

Удельная объемная энергия:

$$W = \frac{W_0}{V} = \frac{BH}{2} \cdot [N \cdot m^{-2}] \text{ или } [P_a] \quad (3)$$

Как видно, есть давление, которое испытывает электротехническая сталь при перемагничивании, что вызывает магнитострикцию.

Активные (тепловые) потери при этом равны:

$$P_a = 4f \cdot B \cdot H_c [N \cdot m^{-2}] \quad (4)$$

где f - частота,

H_c - коэрцитивная сила петли гистерезиса.

Как показали исследования, уровень этих потерь определяет не только тепловую нагрузку на магнитную систему, но и уровень звуковой мощности — шум трансформатора. Если не приняты никакие меры по снижению шума, то звуковая мощность может быть оценена:

$$L_A = 10lqP_a + L_0, [dBA] \quad (5)$$

где L_0 – постоянная, зависящая от качества электротехнической стали, конструкции магнитной системы и бака ($L_0 \approx 70 \pm 4$).

1.3 Затраты энергии на трансформацию

При трансформации энергии (режим нагрузки), кроме затрат энергии на возбуждение, требуется покрыть затраты на создание необходимого внутреннего сопротивления — реактанса и активных потерь в обмотках и элементах конструкции. Обе эти величины нормируются и определяют электродинамическую стойкость и тепловое состояние трансформатора. Реактанс в основном зависит от магнитной энергии в объеме обмоток и равен:

$$x = \frac{\omega \mu_0 S_0}{h} \cdot \frac{U^2}{e^2}, \quad (6)$$

где $\omega = 2\pi f$ – круговая частота;

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ – магнитная проницаемость вакуума

U – фазное напряжение;

e – вольт/виток;

S_0 – эквивалентное сечение канала рассеивания;

h – высота обмотки.

Тогда $e = U \cdot \sqrt{\frac{\omega \mu_0 S_0}{h \cdot x}}$, что говорит о чёткой зависимости между

геометрией магнитной системы и обмоток, и возможности оптимального варианта по вложению материала и активных потерь. Ниже рассмотрим методы экономии и оптимизации на различных стадиях жизненного цикла силового трансформатора.

1.4 О пропорциях укладки листов магнитопровода при изготовлении трансформаторов

«Показано, что при проектировании серий электрических машин и трансформаторов целесообразно использовать замечательные числовые последовательности: последовательности Пифагора, Фибоначчи, чисел Золотого сечения» [21]. Рассмотрен способ оптимальной раскладки пакетов магнитной системы электрических машин методом использования чисел Пифагора. «Исследование пропорций укладки листов магнитопровода для образования окна привело к выявлению ряда математических закономерностей, что нашло отражение в данной статье. При расчёте серий электрических машин и трансформаторов полезно использовать именно закономерности замечательных числовых последовательностей» [21]. «Примером таких последовательностей является ряд номинальных мощностей трансформаторов (в кВА), подчиняющийся отношению золотого сечения, равного 1.618: 100; 160; 250; 400; 630; 1000. Можно в этом случае предположить, что будет эффективно использовать такие известные замечательные целочисленные последовательности как Пифагора, Фибоначчи и др.» [21]. «Рассмотрим последовательность Пифагора. Известно соотношение сторон прямоугольного треугольника; оно определяется теоремой Пифагора ($a^2=b^2+c^2$). Из этой теоремы следует, что для получения целочисленных значений сторон прямоугольного треугольника имеются определённые пропорции (таблица 1)» [21].

В таблице 1 представлено первые 10 значений, найденных по теореме Пифагора.

Таблица 1- Числовые значения пропорциональных чисел по теореме Пифагора

k	a	a^2	B	b^2	c	c^2
2	5	25	4	16	3	9
3	13	169	12	144	5	25
4	25	625	24	576	7	49
5	41	1681	40	1600	9	81
6	61	3721	60	3600	11	121
7	85	7225	84	7056	13	169
8	113	12769	112	12544	15	225
9	145	21025	144	20736	17	289
10	181	32761	180	32400	19	361
11	221	48841	220	48400	21	441

Нетрудно убедиться, что выполняются следующие закономерности:

$$a_n = a_{n-1} + 4k \quad (7)$$

$$b_n = b_{n-1} + 4k \quad (8)$$

$$c_n = c_{n-1} + 2 \quad (9)$$

где k –порядковый номер (столбец 1, таблица 1).

«В таблице 2 по теореме Пифагора приведены дополнительные значения квадратов, кратные результатам таблице 1.

Таблица 2 - Значения квадратов, кратные результатам таблице 1

k	a	a^2	B	b^2	c	c^2
1	5	25	4	16	3	9
2	10	100	8	64	6	36
3	13	169	12	144	5	25
4	15	225	12	144	9	81
5	17	289	15	225	8	64
6	25	625	24	576	7	49
7	26	676	24	576	10	100
8	29	841	21	441	20	400
9	30	900	24	573	18	324
10	37	1369	35	1225	12	144

Таблица 2 является дополнительной к таблице 1, она, так же, как и таблица 1 является примером, взятым из общего массива сумм квадратов чисел до квадрата числа 1225 включительно» [21]. «Затем в соответствии с разделом 8 книги Тихомирова П. М. «Расчёт трансформаторов» были выбраны сечения магнитопроводов трансформаторов различных габаритов. Применение даже одного пакета нестандартной ширины, выбранного из массива квадратов, позволяет решить важную задачу, заключающуюся в увеличении коэффициента заполнения круга, а значит и оптимизации важных параметров силового трансформатора: уменьшению массы стали и массы металла обмоток, уменьшению стоимости активных материалов, уменьшению потерь и тока холостого хода (раздел 11.2 книги [18]). В таблице 3 приведены размеры пакета (в мм) для трансформаторов (D – диаметр стержня, в мм): 1) по П.М.Тихомирову [18] (первый столбец); 2) с нестандартным пакетом (второй столбец)» [21].

Таблица 3 - Сравнение стандартных и нестандартных пакетов стержня магнитопровода

Ширина, А	Толщина, В	A^2	B^2	$A^2 + B^2$	$\sqrt{A^2 + B^2}$	Ширина, А	Толщина, В	$A \cdot B, \text{мм}^2$
D= 450, Кзап.кр.=0,913						D= 450, Кзап.кр.=0,930		
440	47,25	193600	2232,563	195832,6	442,5297	440	42	18480
425	27	180625	729	181354	425,8568	425	39,96	16983
410	19	168100	361	168461	410,44	410	12	4920
385	23	148225	529	148754	385,6864	385	15,93	6133,05
368	13	135424	169	135593	368,2295	368	18	6624
350	12	122500	144	122644	350,2057	350	10	3500
325	14	105625	196	105821	325,3014	325	15	4875
310	8,05	96100	64,8025	96164,8	310,1045	310	8,05	2495,5
295	7	87025	49	87074	295,083	295	6	1770
270	10	72900	100	73000	270,1851	270	6	1620
250	7	62500	49	62549	250,098	250	10	2500
230	6	52900	36	52936	230,0782	230	6	1380
195	6	38025	36	38061	195,0923	195	10	1950
175	8,05	30625	64,8025	30689,8	175,1851	175	4,05	708,75
D= 560, Кзап.кр.=0,917						D= 560, Кзап.кр.=0,934		
540	74	291600	5476	297076	545,0468	544	33	17952
520	30,6	270400	936,36	271336,4	520,8996	520	88,02	45770,4
505	17	255025	289	255314	505,2861	505	12	6060
485	18,9	235225	357,21	235582,2	485,3681	485	18	8730
465	15,93	216225	253,7649	216478,8	465,2728	465	18	8370
440	17	193600	289	193889	440,3283	440	8,05	3542
410	18	168100	324	168424	410,3949	410	18	7380
385	12	148225	144	148369	385,187	385	6	2310
368	8,05	135424	64,8025	135488,8	368,088	368	6	2208
350	7	122500	49	122549	350,07	350	8,05	2817,5
325	10	105625	100	105725	325,1538	325	6	1950
295	10	87025	100	87125	295,1694	295	6	1770
270	7	72900	49	72949	270,0907	270	8,05	2173,5
230	10	52900	100	53000	230,2173	230	12	2760
195	7	38025	49	38074	195,1256	195	6	1170

«Применение в магнитопроводе даже одного пакета нестандартной ширины, выбранного из массива квадратов, позволяет решить важную задачу, заключающуюся в увеличении коэффициента заполнения круга, а значит и оптимизации важных параметров силового трансформатора: уменьшению массы стали и массы металла обмоток, уменьшению стоимости активных материалов, уменьшению потерь и тока холостого хода (раздел 11.2 [18]). Так, в соответствии с таблицей 3 масса стали и параметры холостого хода для диаметра стержня 450 мм уменьшатся на 1,94% от их величины, для диаметра стержня 560 мм уменьшатся на 2,34 % от их величины» [21].

Выводы по разделу. «Для повышения надежности работы целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, которые дают объективную информацию о состоянии трансформатора» [9], [16], [17], [27], [28], [30].

«Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, при деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность» [9].

«Износ витковой изоляции в процессе работы трансформатора значительно выше, чем барьерной. Масло в вертикальных каналах против верхних катушек обмоток имеет более высокую температуру, чем верхние слои масла в трансформаторе. Для оценки состояния бумажной изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерения степени полимеризации образца витковой изоляции, отбираемого из верхних катушек обмотки. Образцы бумажной изоляции, заложенные в верхнем слое масла трансформатора, не являются представительским с точки зрения износа витковой изоляции обмоток» [5], [31].

«Анализ растворенных в масле газов и газовое реле фиксируют не различные стадии развития одного и того же дефекта, а разные типы повреждений, характеризующиеся своеобразным механизмом газовой выделением и развития. Перегрев твёрдой электрической изоляции силовых трансформаторов можно зарегистрировать только анализом растворенных в масле газов. Газовое реле неэффективно при таких повреждениях. Перегрев твердой электрической изоляции является начальной стадией повреждения, приводящего к аварии. Разрушение бумажно-масляной изоляции трансформатора при перегреве происходит при коротком замыкании во внешней цепи» [25], [2].

«Возникновение опасного для работоспособности трансформатора уровня ЧР газовое реле не фиксирует. Частичные разряды в масле могут длительно существовать в трансформаторе, не нарушая его работоспособности. Появление ЧР в бумажно-масляной изоляции опасной интенсивности может привести к возникновению дугового разряда и аварийному отключению трансформатора» [15], [23].

2 Разработка мероприятий по улучшению надёжности

2.1 Инновационные мероприятия. Развитие инновационной деятельности

«Несмотря на более низкие магнитные потери, широкое использование аморфной ленты в низкочастотной области сдерживается несколькими причинами: прежде всего более высокой стоимостью по сравнению с АЭС; относительно низким (не более 0,9) коэффициентом заполнения и более низкой индукцией насыщения аморфных сплавов, что практически препятствует их использованию в крупных силовых трансформаторах. Быстрое внедрение сдерживается также тем, что эффективное применение аморфных сплавов невозможно без разработки новых конструкций трансформаторов. Практически все эти трудности преодолимы. Так, стабильная тенденция к повышению стоимости электроэнергии заставит значительно расширить область применения аморфных сплавов. Коэффициент заполнения удастся повысить при горячем прессовании пакета полос и другими способами» [29].

2.2 Снижение добавочных потерь методом перераспределения электромагнитного поля изменением строения обмоток

Незначительные изменения в распределении линейной нагрузки по высоте обмоток оказывают существенное влияние на распределение поля рассеяния между стержнем и баком. Внесением определенного небаланса в распределение н.с. по высоте обмоток в можно значительно снизить величину потерь, как в отдельных элементах, так и суммарных добавочных потерь. Наибольший эффект для двух обмоточных трансформаторов (двух обмоточных режимов) достигается при:

- симметричном уменьшении высоты внутренней обмотки на 4-6 %;

- уменьшении линейной нагрузки в торцовых зонах внутренней обмотки, эквивалентном уменьшении ее высоты на 4-6 %.

Достаточно эффективным является уменьшение линейной нагрузки в торцовых зонах внутренней обмотки, эквивалентное уменьшение её высоты на 3-4 %. В сочетании с разрывом или уменьшением линейной нагрузки на середине высоты наружной обмотки. Поиск оптимального строения обмоток по высоте, приводящего к благоприятному, с точки зрения динамических усилий и потерь, распределению поля рассеяния производится путем расчета поля для различных вариантов. Была разработана методика проектной оптимизации трансформаторов (на примере трансформатора типа ТМГ – 630/10), целью которой является уменьшение потерь короткого замыкания и холостого хода, а также снижение напряжения короткого замыкания и тока холостого хода. Из теории трансформаторостроения известно, что снизить параметры короткого замыкания можно, уменьшив диаметр стержня или увеличив высоту обмотки, но задачей оптимизации является так же недопущение резкого изменения массогабаритных показателей, обеспечить это можно, выполняя следующие действия:

Выбрать меньший диаметр стержня, но такой, который был бы больше диаметра стержня трансформатора предыдущей ступени мощности (лучше всего выбирать из стандартного ряда диаметров стержней по РД 16.257) [19].

Высоту обмотки увеличить так, чтобы, выполнялось условие равенства произведений высоты обмотки на диаметр стержня, увеличив высоту обмотки, придётся увеличить высоту стержня на величину увеличения обмотки, выбрать высоту стержня из стандартного ряда по РД 16.257 [19].

$$H_{обм1} \cdot S_{ст1} = H_{обм2} \cdot S_{ст2} \quad (10)$$

Чтобы не допустить увеличения веса обмотки, необходимо выбрать провод меньшего сечения (по ТУ16К71) [24] на величину процентной разницы высот обмоток, но не более 5% (по требованию к плотности тока).

$$\frac{S_{\text{пр1}}}{S_{\text{пр2}}} \leq 1,05 \quad (11)$$

Параметры холостого хода уменьшаем, с помощью применения более современной электротехнической стали с уменьшенными удельными потерями (3408, 3409). Применение более современных сталей позволяет обойтись без отжига, например, у стали 3408 без отжига потери меньше, чем у стали 3407 с отжигом. Неприменение отжига позволяет экономить значительный объём электроэнергии (таблица 4). Дальнейший расчёт проведём в соответствии с [10].

Таблица 4 – Расход электроэнергии

Марка стали	Потери холостого хода, кВт	Ток холостого хода, %
3404 / 0, 35 не отожжённая	13, 343	0, 881
3406 / 0, 35 не отожжённая	12,187	0, 772
3406 / 0, 3 отожжённая	11, 229	0, 805
3407 / 0, 3 отожжённая	10, 747	0, 746
3408 / 0, 3 не отожжённая	10, 63	0, 72
3408 / 0, 3 отожжённая	10, 282	0, 69

Подсчитываем изменившиеся величины и заполняем формуляр расчёта (базовый и оптимальный варианты): полная масса трансформатора – 1925 кг (1900,4 кг); потери к. з. – 8175 Вт (8155 Вт); потери х. х. – 1125 Вт (1103 Вт); полные потери – 9300 Вт (9258 Вт.); ток х.х. – 1,92 % (1,87 %); напряжение к.з. – 5,43 % (5,4 %). В скобках даётся результат расчёта по оптимальному варианту. Подсчитываем экономию. Расчёт экономической эффективности ведётся исходя из годовых затрат Z_{Γ} :

$$Z_{\Gamma} = Z_{\text{ТР}} + Z_{\text{Х}} \cdot P_{\text{Х}} + Z_{\text{К}} \cdot P_{\text{К}} \quad (12)$$

где $Z_{\text{ТР}}$ – стоимость трансформатора в год, определяется выражением (13);

$P_{\text{Х}}$ - потери холостого хода, кВт;

P_K – потери короткого замыкания, кВт;

Z_X – стоимость 1 кВт потерь холостого хода в год, принимаются 6,92 у.е/кВт;

Z_K – стоимость 1 кВт потерь короткого замыкания в год, принимаются = 8,46 у.е/кВт.

Стоимость трансформатора в год:

$$Z_{TR} = 0,185 \cdot C_{\text{опт}} \quad (13)$$

где $C_{\text{опт}}$ – оптовая цена трансформатора.

Таблица 5 - Расхождение между вариантами относительно базового варианта

Параметр	Базовый вариант	Оптимальный вариант	Процентное расхождение между вариантами относительно базового варианта
Марка применяемой стали	3407	3408	-
Диаметр стержня, мм	190	180	-5,26
Высота окна, мм	680	715	+5,15
Сечение стержня, см ²	249, 9	223, 5	-11,56
Сечение ярма, см ²	252, 2	232, 8	-8,33
Удельные потери в стержне при индукции 1,602 Тл, Вт / кг	1, 018	0, 964	-5,3
Удельные потери в стержне при индукции 1,586 Тл, Вт / кг	0, 991	0, 942	-4,94
Масса стержней, кг	405	381	-5,93
Масса ярм, кг	184	177	-3,8
Масса углов, кг	181	155	-14,4
Масса стали магнитопровода, кг	771	713	-7,52
Масса активной части, кг	1146, 8	1074, 5	-6,3
Масса бака, кг	212	214, 4	+1,13
Высота бака, мм	1258	1293	+2,78
Масса полная, кг	1998, 3	1900, 4	-4,9
Основные потери к. з. ВН, Вт	3732	3724	-0,21
Добавочные потери к. з. ВН, Вт	144	137	-4,86
Основные потери к. з. НН, Вт	3437	3437	0

Продолжение таблицы 5

Параметр	Базовый вариант	Оптимальный вариант	Процентное расхождение между вариантами относительно базового варианта
Добавочные потери к. з. НН, Вт	166	105	-36,75
Потери в отводах, Вт	230	232	+0,87
Потери рассеяния, Вт	415	399	-3,86
Полные потери к.з., Вт	8279	8155	-1,5
Потери в стали с отжигом, Вт	1212	1050	-13,37
Потери в стали без отжига, Вт	1265	1103	-12,81
Полные потери, Вт	9544	9258	-2,3
Ток х. х., %	2, 37	1, 87	-21,1
Напряжение к. з., %	5, 48	5, 4	-1,42
Сечение проводов обмотки НН, мм ²	465, 24	440, 04	-5,42
Плотность тока в проводах обмотки НН А/мм ²	1, 95	2, 06	+5,64
Масса голого провода обмотки НН, кг	71, 1	67, 3	-5,34
Масса изолированного провода обмотки НН, кг	74, 5	70, 43	-5,46
Сопротивление провода обмотки НН, Ом	0,000139	0,000147	+5,76
Сечение проводов обмотки ВН, мм ²	24, 34	23, 14	-4,93
Плотность тока в проводах обмотки ВН А/мм ²	1, 495	1, 573	+5,22
Масса голого провода обмотки ВН, кг	139, 3	130, 3	-6,46
Масса изолированного провода обмотки ВН, кг	150, 9	140, 7	-6,76

На основе выполненного расчёта изготовлен макет данного трансформатора, при испытаниях зафиксированы следующие основные результаты:

- полная масса трансформатора – 1925 кг (1900, 4 кг);
- потери к. з. – 8175 Вт (8155 Вт);
- потери х. х. – 1125 Вт (1103 Вт);
- полные потери – 9300 Вт (9258 Вт.);
- ток х. х. – 1, 92 % (1, 87 %);
- напряжение к. з. – 5, 43 % (5, 4 %).

Проведём расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам.

Результаты расчета по базовому и оптимальному вариантам представлены в таблицах 6 – 10.

Таблица 6 - Расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам часть 1

Виды работ	Нормо-часы	Расценка, у.е.
Изготовление обмоток	8	6,14
Изготовление изоляции	8	8,22
Изготовление магнитопровода	12	12,20
Заготовительно-сварочные	6	5,40
Деревообрабатывающие	3	4,06
Окраска	3	10,58
Сборочные	12	8,39
Отжиг электротехнической стали	3	5,35

Таблица 7 - Расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам часть 2

Наименование сырья и материалов	Единицы измерения	Расход	Цена, у.е.	Сумма, у.е.
Сталь конструкционная	кг	222,6	0,12	26,27
Сталь электротехническая 3408/0,3	кг	886,65	0,69	609,70
Провод обмоточный АПБ	кг	210,4	1,75	367,58
Электрокартон	кг	159,613	0,26	42,07
Масло трансформаторное типа ГК	кг	400	0,12	47,21
Резина	кг	11	1,10	12,08
Бумага изоляционная	кг	101,052	0,34	34,31
Охладители	шт.·кг	226,305	0,24	53,42
Итого затрат на материалы	у.е.	-	-	1192,64
Стоимость материалов за вычетом реализуемых отходов	у. е.	-	-	1189,06
Транспортно – заготовительные расходы	у. е.	-	-	47,56
Всего затрат на материалы				1236,62

Таблица 8 - Расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам часть 3

Статьи затрат	Сумма, у. е.
Сырьё и материалы	1236,62
Покупные и комплектующие изделия	64,11
Возвратные отходы (вычитаются)	3,76
Итого основных материалов	1300,72
Основная заработная плата производственных рабочих	454,41
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (150% к основной зарплате)	681,61
Цеховые расходы (150% к основной зарплате)	681,61
Общезаводские расходы (100% к основной зарплате)	454,41
Заводская себестоимость	3572,75
Внепроизводственные расходы (5% к заводской себестоимости)	178,64
Полная себестоимость	3751,39
Накопления (10% к полной себестоимости)	375,14
Оптовая цена	4126,53

Таблица 9 - Расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам часть 4

Виды работ	Нормо-часы	Расценка, у. е.
Изготовление обмоток	8	6,14
Изготовление изоляции	8	8,22
Изготовление магнитопровода	12	12,20
Заготовительно-сварочные	6	5,40
Деревообрабатывающие	3	4,06
Окраска	3	10,58
Сборочные	12	8,39
Отжиг электротехнической стали	0	0
Всего основная заработная плата		438,36

Таблица 10 - Расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам часть 5

Наименование сырья и материалов	Единицы измерения	Расход	Цена, у. е.	Сумма, у. е.
Сталь конструкционная	кг	225,12	0,12	26,57
Сталь электротехническая 3408/0,3	кг	819,95	0,72	591,58
Провод обмоточный АПБ	кг	197,6	1,75	345,22
Электрокартон	кг	159,613	0,26	42,07
Масло трансформаторное типа ГК	кг	419	0,12	49,45
Резина	кг	11	1,10	12,08
Бумага изоляционная	кг	101,052	0,34	34,31
Охладители	шт. · кг	226,305	0,24	53,42
Итого затрат на материалы	у. е.	-	-	1154,68
Стоимость материалов за вычетом реализуемых отходов	у. е.	-	-	1151,22
Транспортно – заготовительные расходы	у. е.	-	-	46,05
Всего затрат на материалы				1197,27

Таблица 11 - Расчёты экономической эффективности по базовому и по оптимальному вариантам часть 6

Статьи затрат	Сумма, у. е.
Сырьё и материалы	1197,27
Покупные и комплектующие изделия	62,07
Возвратные отходы (вычитаются)	3,63
Итого основных материалов	1259,33
Основная заработная плата производственных рабочих	438,34
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (150% к основной зарплате)	657,51
Цеховые расходы (150% к основной зарплате)	657,51
Общезаводские расходы (100% к основной зарплате)	438,34
Заводская себестоимость	3451,03
Внепроизводственные расходы (5% к заводской себестоимости)	172,55
Полная себестоимость	3623,58
Накопления (10% к полной себестоимости)	362,36
Оптовая цена	3985,94

Для базового варианта годовые затраты будут составлять:

$$Z_{гб} = 0,185 \cdot 4126,53 + 16,92 \cdot 1,212 + 8,46 \cdot 8,279 = 853,96 \text{ у.е.}$$

Для оптимального варианта годовые затраты будут составлять:

$$Z_{го} = 0,185 \cdot 3985,94 + 16,92 \cdot 1,103 + 8,46 \cdot 8,155 = 825,05 \text{ у.е.}$$

Полученные в результате оптимизационного расчёта данные занесём в сравнительную таблицу 12 вместе с данными других производителей трансформаторов типа ТМГ – 630.

Таблица 12 - Сравнительная таблица по производителям

Изготовитель	Полная масса, кг	Потери холостого хода, Вт	Ток холостого хода, %	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %
1. Минский электрозавод им. Козлова	2230	1240	2, 5	7600	5, 5
2. Завод «Укрэлектроаппарат» г. Хмельницкий	2000	1050	1, 6	7600	5, 5
3. Базовый вариант ООО «Гольяттинский Трансформатор»	2400	1265	2, 4	8280	5, 5
4. Оптимизированный вариант ООО «Гольяттинский Трансформатор»	2300	1103	1, 9	8160	5, 4

Для базового варианта годовые затраты $Z_{гб} = 853,96$ у.е. Для оптимального варианта годовые затраты 825,05 у.е. Годовой экономический эффект рассчитывается по выражению:

$$\mathcal{E} = Z_{гб} - Z_{го} \quad (14)$$

По выражению (14) получим:

$$\mathcal{E} = 853,96 - 825,05 = 28,91 \text{ (у.е.)}$$

Рассчитаем экономический эффект на годовую программу выпуска трансформаторов ТМГ – 630, которая составляет в среднем 15 шт.

$$\mathcal{E}_{пр} = \mathcal{E} \cdot N_{пр} \quad (15)$$

где $\mathcal{E}_{пр}$ - экономический эффект в расчёте на годовую программу выпуска;

$N_{пр}$ - годовая программа выпуска изделий.

По выражению (15) получим:

$$\mathcal{E}_{пр} = 28,91 \cdot 15 = 433,65 \text{ у.е.}$$

2.3 Оптимизация издержек при эксплуатации распределительных трансформаторов

Опыт участия в международных торгах по продаже силовых распределительных трансформаторов показывает, что предпочтение отдается трансформаторам (при одинаковых параметрах надежности), имеющим не самую низкую продажную цену K , а самую низкую, т. н. сравнительную цену M , учитывающую как значение продажной цены K , определяющей первоначальные капвложения, так и степень выгодности трансформатора, выраженную через капитализированные потери холостого хода P_{xx} и потери короткого замыкания $P_{кз}$ при помощи коэффициентов капитализации потерь K_{xx} и $K_{кз}$ характерных для экономик разных стран и регионов. Контракт закупки присуждается тому претенденту на торгах, который обеспечил условие:

$$M = K + K_{xx}P_{xx} + K_{кз}P_{кз} \quad (16)$$

Производитель трансформаторов, желающий победить на торгах, должен решать сложную и многовариантную задачу оптимизации по выполнению условия (16) для заданных коэффициентов K_{xx} и $K_{кз}$. Вышесказанное пока нехарактерно для стран СНГ, где на рынке побеждает предлагающий минимальную продажную цену (даже в ущерб качеству).

Это явление представляется временным, и по завершению реструктуризации энергосистем энергетики быстро научатся считать деньги и для каждого региона будут рассчитаны и обнародованы коэффициенты K_{xx} и $K_{кз}$. Пока же рассмотрим проблему с точки зрения интересов потребителей электроэнергии — покупателей трансформаторов, — которые оплачивают энергию по конкретным тарифам, и для которых условие (16) можно рассчитать с помощью этих тарифов. Примем двухставочный тариф.

Имеем (в приведении к условной единице):

$a = 5,28$ у.е/кВт — первая ставка тарифа за потребляемую (заявленную) мощность в часы максимума нагрузок в энергосистеме;

$b = 0,04$ у.е/кВт·ч — вторая ставка тарифа за потребленную электроэнергию, учтенную приборами коммерческого учета. Теперь необходимо сделать важное отступление для разъяснения экономического смысла капитализации потерь. Еще К. Маркс разъяснил, что капитализация издержек (годовых) есть их условное приведение к некоему фиктивному значению первоначальных капвложений, а точнее — приведение издержек к такой величине первоначального капитала, годовые отчисления на который как раз и равны значению этих издержек. Первоначальные капвложения K на приобретение трансформатора входят составляющей в годовые издержки средними ежегодными отчислениями долей R от капвложений (не амортизационными — о них далее), связанными с погашением банковского кредита на закупку и выплатой банковского процента. Эти отчисления рассчитываются исходя из сложных годовых процентов на весь срок службы трансформатора в виде доли от капвложений по формуле:

$$R = \frac{\frac{\rho}{100} \left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^N}{\left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^N - 1} \quad (17)$$

где ρ — годовой процент на банковский кредит, %;

N – срок службы трансформатора (согласно ГОСТ 11677 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия». $N \geq 25$ лет).

Примем $\rho = 10\%$, а $N = 25$ лет, тогда по (17) получим:

$$R = \frac{\frac{5}{100} \left(1 + \frac{5}{100}\right)^{25}}{\left(1 + \frac{5}{100}\right)^{25} - 1} = 0,11$$

Таким образом, первоначальный капитал K входит в годовые издержки величиной KR , где R — коэффициент приведения капитала K в составляющую годовых издержек, связанных с капиталом K . Но так же, как с помощью коэффициента R приводим первоначальный капитал в годовые издержки, так и любые годовые издержки можно привести к фиктивному первоначальному капиталу $K\phi$ (капитализировать их) при помощи того же коэффициента R по выражению:

$$K\phi = \frac{I}{R} \quad (18)$$

где I — годовые издержки, у.е.

Годовые издержки при эксплуатации трансформатора состоят из затрат на компенсацию потерь R_{xx} и R_{kz} и отчислений на первоначальный капитал. Амортизационные отчисления на реновацию (по отношению к современному распределительному трансформатору следует говорить только о реновации) также не должны учитываться, т.к. интересы реновации уже учтены в ежегодных отчислениях на первоначальный капитал. [3] Опускаем из рассмотрения годовые издержки, связанные с компенсацией реактивной мощности трансформатора, как выходящие за пределы настоящей темы. Здесь необходимо сделать еще одно отступление.

Широко применяется метод выбора варианта по минимуму приведенных затрат $ПЗ$.

$$ПЗ = E_H K + N_a + N_0 \text{ [у.е.]} \quad (19)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

N_a – амортизационные отчисления, у.е.;

N_0 – остальные годовые издержки, у.е.

Годовые издержки на оплату электроэнергии, приходящиеся на один киловатт P_{xx} трансформатора, C_{xx} составляют:

$$C_{xx} = \frac{12aP_{xx} + 8760bP_{xx}}{P_{xx}} = 12a + 8760b \text{ [у.е.]} \quad (20)$$

где 12 — означает число месяцев в году, а 8760 означает число часов в году (имеется в виду, что трансформатор включен в работу постоянно). Годовые издержки на оплату электроэнергии, приходящиеся на один киловатт $P_{кз}$ трансформатора, $C_{кз}$ составят:

$$C_{кз} = \frac{12aP_{кз} \left(\frac{S_{\max}}{S_H}\right)^2 + bP_{кз} \left(\frac{S_{\max}}{S_H}\right)^2 \tau}{P_{кз}} = (12a + b\tau)k_{3\max}^2 \text{ [у.е.]}, \quad (21)$$

где τ — годовое число часов максимума нагрузочных потерь трансформатора, час;

S_H — номинальная мощность трансформатора, кВА;

S_{\max} — максимальная трансформируемая мощность, кВА;

$K_{3\max} = S_{\max} / S_H$ — максимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Значения S_{\max} и τ определяются по фактическим или расчетным графикам годовых нагрузок по методам, хорошо известным из курса электроснабжения.

Тогда коэффициенты капитализации потерь

$$K_{xx} = \frac{C_{xx}}{R} = \frac{12a + 8760b}{R}, [y. e] \quad (22)$$

$$K_{kз} = \frac{C_{kз}}{R} = \frac{(12a + b\tau)K_{3\max}^2}{R}, [y. e] \quad (23)$$

После подстановки выражений (22) и (23) в выражение (16) получим:

$$M = K + \frac{12a + 8760b}{R} P_{xx} + \frac{(12a + b\tau)K_{3\max}^2}{R} P_{kз} [y. e] \quad (24)$$

Если умножить все члены выражения (24) на R , то получим выражение для сравнительной себестоимости C .

$$C = KR + (12a + 8760b) \cdot P_{xx} + (12a + b\tau) K_{3\max}^2 P_{kз}, [y. e.] \quad (25)$$

Выражение (25) более выпукло и наглядно показывает, сколь колоссальное экономическое значение имеют характеристики P_{xx} и $P_{kз}$ трансформатора даже в сравнении с продажной ценой, что мы увидим на конкретном примере. Рассчитаем сравнительную цену для герметичного трансформатора мощностью 400 кВА с нормальным уровнем потерь, для которого $K = 3550$ у.е., в предположении $K_{3\max} = 0,8$ для $\tau = 1000, 4000$ и 6000 часов и сведем данные в таблицу 13. Для этого трансформатора $P_{xx} = 0.79$ кВт, а $P_{kз} = 5,8$ кВт.

Таблица 13 - Расчёт сравнительной цены

τ , час	K , у.е.	Составляющая от R_{xx} ,	Составляющая от R_{kz} ,	M , у. е.
1000	3550	2947,38	3481,6	9978,98
4000	3550	2947,38	7523,71	14021,09
6000	3550	2947,38	10218,44	16715,82

Из приведенных в таблице 13 данных видно, как важно для потребителя правильно выбрать трансформатор в зависимости от графика нагрузки, от коэффициента загрузки в часы максимума нагрузок, от тарифов на электроэнергию, которые в свою очередь зависят от цен на топливо, от социальной политики (имеется в виду, прежде всего политика перекрестного субсидирования). Выбор трансформатора зависит также и от стабильности в экономике, определяющей устойчивость банковского процента и минимизацию ошибок инфляционных ожиданий. Имеются два пути к цели оптимального выбора трансформатора.

Первый путь. Из существующих серий распределительных трансформаторов, для которых определены значения R_{xx} и R_{kz} , сделать правильный выбор номинальной мощности, исходя из режима нагрузок. Покажем это на примере, используя выражение (25), для чего проведем расчет сравнительной себестоимости и цены при использовании трансформаторов мощностью 400 и 1000 кВА при $\tau = 1000$ и 6000 часов. Результаты расчетов сведены в таблице 14. Можно видеть, что в нашем примере при большом значении τ выгоднее использовать трансформатор мощностью 1000 кВА вместо мощности 400 кВА. Эта выгода возрастает с ростом нагрузок в будущих периодах, т.к. потребитель может быть избавлен от затрат, связанных с заменой трансформатора на трансформатор большей мощности.

Таблица 14 – Результаты расчётов

Величина	Обозначение	Формула	Размерность	Время потерь τ [час]			
				1000	6000	100000	6000
Номинальная	S_H	-	кВА	400		1000	
Максимальная нагрузка в часы	S_{MAX}	-	кВА	320			
Коэффициент загрузки в часы	$K_{зmax}$	$= S_{max} / S_H$	-	0,8		0,32	
Первоначальные капвложения	K		у.е	3550		7060	
Процент на кредит	ρ		%	Условно равен 10			
Срок службы	N		годы	25			
Доля ежегодных отчислений от К	R	$R = \frac{\rho \left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^N}{\left(1 + \frac{\rho}{100}\right)^N - 1}$		0,11			
Потери холостого	P_{xx}	-	кВт	0,79		1,56	
Потери короткого	$P_{кз}$	-	кВт	5,8		11,5	
Продолжительность включенного состояния в году		-	часы	8760			
Первая ставка	a	-	у.е/кВт	5,28			
Вторая ставка тарифа	b	-	у.е/кВт·ч	0,04			
Ежегодные отчисления на	-	$=KR$	у.е	391,21		778,01	
Годовые издержки, вызванные потерями холостого хода	-	$=(12a + 8760b)P_{xx}$	у.е	324,8		645,47	
Годовые издержки, вызванные потерями короткого замыкания	-	$=(12a+b\tau) K_{зmax}^2 P_{кз}$	у.е	383,67	1126,07	122,06	358,23
Величина	Обозначение	Формула	Размерность	Время потерь τ [час]			
				1000	6000	100000	6000
Номинальная	S_H	-	кВА	400		1000	
Сравнительная себестоимость	C	$C = KR + (12a + 8760b)P_{xx} + (12a+b\tau) K_{зmax}^2 P_{кз}$	у.е	1099,69	1842,08	1545,54	1781,71
Сравнительная цена	M	$=C/R$	у.е	9979,05	16715,79	14024,86	16167,97

Здесь уместно коснуться решения задачи выбора номинальной мощности трансформатора в общем виде. Из практики расчетов трансформаторов известно, что если изменить мощность трансформатора в f раз, то его стоимость и потери в нем изменятся в $f^{3/4}$ раз.

Запишем выражение (25) в виде

$$C = KR + (12a + 8760b)P_{XX} + (12a + b\tau) \left(\frac{S_{\max}}{S_H} \right)^2 P_{K3} \quad (26)$$

С учетом вышесказанного сравнительная себестоимость C_f при изменении мощности в f раз равна

$$C_f = [KR + (12a + 8760b)P_{XX}] f^{3/4} + (12a + b\tau) \left(\frac{S_{\max}}{S_H} \right)^2 P_{K3} f^{5/4} \quad (27)$$

Возьмем производную $(C_f)'$ по f :

$$(C_f)' = \frac{3[KR + (12a + 8760b)P_{XX}] f^{\frac{1}{4}} - 5(12a + b\tau) \left(\frac{S_{\max}}{S_H} \right)^2 P_{K3} f^{-\frac{9}{4}}}{4} \quad (28)$$

Приравняем $(C_f)'$ к нулю и исследуем функцию на минимум годовых издержек.

Получим:

$$3 \left[KR + (12a + 8760b)P_{XX} \right] - 5(12a + b\tau) \left(\frac{S_{\max}}{S_H} \right)^2 P_{K3} f^{-2} \quad (29)$$

Минимальная себестоимость отсюда будет при

$$f = 1,29 \frac{S_{\max}}{S_H} \sqrt{\frac{(12a + b\tau)P_{K3}}{KR + (12a + 8760b)P_{XX}}} \quad (30)$$

Введём понятие экономичной номинальной мощности трансформатора $S_{\Theta} = fS_H$ и тогда экономичная номинальная мощность

$$S_{\text{Э}} = 1,29 S_{\text{max}} \sqrt{\frac{(12a + b\tau)P_{\text{КЗ}}}{KR + (12a + 8760b)P_{\text{XX}}}} \quad (31)$$

5)

Для примера проведем расчет $S_{\text{Э}}$, задавшись значениями $S_{\text{max}}=320$ кВА и $\tau = 6000$ часов. Предварительно остановимся на значении ближайшей стандартной номинальной мощности трансформатора $S_{\text{Н}}$ из условия $S_{\text{Н}} > S_{\text{max}}$, т.е. $S_{\text{Н}} = 400$ кВА. Взяв исходные данные для этого трансформатора с нормальным уровнем потерь (a , b , K , R , P_{XX} и $P_{\text{КЗ}}$) получим:

$$S_{\text{Э}} = 1,29 \cdot 320 \cdot \sqrt{\frac{(12 \cdot 5,28 + 0,04 \cdot 6000) \cdot 5,8}{3550 \cdot 0,11 + (12 \cdot 5,28 + 0,04 \cdot 8760) \cdot 0,79}} = 690 \text{ [кВА]}$$

Ближайшей стандартной номинальной мощностью к найденному значению является мощность 630 кВА. Повторим расчёт для $S_{\text{Э}}$, приняв каталожные данные трансформатора ТМГ-630 с нормальным уровнем потерь ($P_{\text{XX}}=1,1$ кВт, $P_{\text{КЗ}}=8,16$ кВт) и его цену $K=5000$ у.е, а остальные условия из предыдущего расчёта. Получим:

$$S_{\text{Э}} = 1,29 \cdot 320 \cdot \sqrt{\frac{(12 \cdot 5,28 + 0,04 \cdot 6000) \cdot 8,16}{5000 \cdot 0,11 + (12 \cdot 5,28 + 0,04 \cdot 8760) \cdot 1,1}} = 646,9 \text{ [кВА]}$$

Выбираем окончательно трансформатор ТМГ с номинальной мощностью 630 кВА и убедимся, что он действительно имеет наименьшую сравнительную цену по выражению (31):

$$M = 5000 + \frac{12 \cdot 5,28 + 8760 \cdot 0,04}{0,11} \cdot 1,1 + \\ + \frac{(12 \cdot 5,28 + 0,04 \cdot 6000) \cdot \left(\frac{320}{630}\right)^2}{0,11} 8,16 = 14933,23 \text{ (y.e.)},$$

что меньше на 1783 у. е. в случае применения трансформатора мощностью 400 кВА и на 1235 у. е. в случае применения трансформатора мощностью 1000 кВА (см. таблицу 14).

Второй путь состоит в разработке новых серий трансформаторов с различным уровнем потерь, P_{xx} и $P_{кз}$. Мы установили, что при $S_{max} = 320$ кВА и $\tau = 6000$ часов применение трансформатора мощностью 1000 кВА оказалось более выгодным с точки зрения минимальной сравнительной цены и минимальных годовых издержек в сравнении с трансформатором мощностью 400 кВА, а наилучшим выбором стал выбор мощности 630 кВА. Посмотрим теперь, что еще можно сделать, чтобы минимизировать издержки. Очевидно, что номинальную мощность трансформатора можно считать правильно выбранной, если $f = 1$, и тогда оптимальное соотношение переменных из выражения (31) будет при:

$$\sqrt{\frac{1,29^2(12a + b\tau) \left(\frac{S_{max}}{S_H}\right) P_{кз}}{KR + (12a + 8760b)P_{xx}}} = 1, \quad (32)$$

а оптимальное соотношение потерь должно устремляться к значению:

$$\frac{P_{кз}}{P_{xx}} = \frac{KR}{P_{xx}} + \frac{(12a + 8760b)}{1,66(12a + b\tau)k_{3max}^2} \quad (33)$$

В выражении (32) экономичную номинальную мощность $S_{э}$ приравняем к номинальной мощности S_H , а S_{max} сделаем переменной величиной. Тогда S_{max} превратится в экономичную максимальную мощность трансформатора $S_{max(\text{э})}$.

$$S_H = 1,29S_{\max(\text{Э})} \sqrt{\frac{(12a + b\tau)P_{\text{кз}}}{KR + (12a + 8760b)P_{\text{хх}}}} \quad (34)$$

Отсюда:

$$S_{\max(\text{Э})} = 0,775S_H \sqrt{\frac{KR + (12a + 8760b)P_{\text{хх}}}{(12a + b\tau)P_{\text{кз}}}} \text{ [кВА]} \quad (35)$$

Заметим, что при таком значении $S_{\max(\text{Э})}$ обмотки трансформатора будут работать с тепловым запасом, что приведет к дополнительному снижению потерь в обмотках, т.к. потери в обмотках снижаются на 4 % при снижении температуры на каждые 10° С. Этим самым будет дополнительно повышена экономичность режима работы трансформатора.

Вывод. Не смотря на критическое состояние оборудования в энергетике, в бюджетах отраслевых программ технического перевооружения не просматривается должного отражения по финансированию. Считаю, всем службам предприятия необходимо сконцентрироваться на выполнении своих непосредственных функций, проявлять инициативу для получения заказа и его выполнения. При составлении планов новой техники рассматривать и производить сравнительный анализ с лучшими аналогами заводо-конкурентов. Уже на стадии конструирования закладывать конкурентоспособные параметры с расчетом длительности жизненного цикла продукта 5 - 10 лет.

3 Прогнозирование надёжности силовых трансформаторов

3.1 Прогнозирование надёжности силовых трансформаторов при проектировании

Силовые трансформаторы являются одним из основных элементов, определяющих надёжность работы любой электроэнергетической системы. Поэтому они сами должны иметь высокий уровень надёжности. Мощные силовые трансформаторы – сложные электротехнические устройства, состоящие из большого количества деталей и узлов. В связи с этим обеспечение их высокого качества и надёжности – серьёзная научно-техническая проблема. Качество и надёжность любого изделия закладывается при проектировании, обеспечивается уровнем технологического процесса и исходными материалами, оценивается проводимыми испытаниями, которые являются завершающим этапом в формировании потребительских свойств на этой стадии жизненного цикла изделия. Только результаты всесторонних испытаний могут подтвердить или не подтвердить уровень соответствия выпускаемой продукции требованиям научно-технической документации. Следовательно, эффективность испытаний будет в значительной мере определять уровень качества выпускаемых трансформаторов. Надёжность - это одна из основных характеристик качества любой технической системы, которая показывает, насколько надёжно устройство может работать в течение определенного периода времени при определенных условиях эксплуатации. Однако существующая в настоящее время система приёмочных испытаний не позволяет количественно оценить этот показатель качества изделия, т.к. в процессе испытаний не учитываются такие факторы; как ударные нагрузки по току и напряжению, статические механические нагрузки, климатические факторы и т.д., имеющие место при эксплуатации мощного силового трансформатора.

Многолетний опыт эксплуатации в основном подтверждал технико-экономическую обоснованность подхода к испытаниям, который практически не учитывал рабочий режим, крайне слабо влияющий на текущее состояние изоляции благодаря повышенному классу нагревостойкости и большому числу слоёв. Снижение уровней изоляции привело к тому, что рабочий режим стал активным фактором, существенно определяющим текущее состояние изоляции. Поэтому сохранение в процессе эксплуатации достигнутого при изготовлении качественного состояния изоляции является важнейшей задачей по обеспечению надёжности работы трансформаторов. Снижение качества изоляции происходит из-за увлажнения, загрязнения и механического повреждения. Учитывая качество продукции необходимо иметь прогноз на качество работы трансформаторов в эксплуатации, т. е. иметь аналитическое выражение или кривую, которые дали бы возможность спрогнозировать отказы трансформаторов на любом отрезке времени наработки. Это позволит планировать выпуск изделий на замену и запчастей к тем трансформаторам, ремонт которых экономически целесообразен. Проблема обеспечения высокого качества промышленной продукции весьма сложна и многогранна, охватывает не только научно-технические аспекты, но и социальные. Эта проблема особенно стала актуальна в современных условиях, когда в нашей стране формируются совершенно новые экономические отношения, повышение качества продукции рассматривается как важнейший фактор повышения её конкурентоспособности. Силовые трансформаторы являются одним из основных элементов, определяющих надёжность работы любой электроэнергетической системы. Поэтому они сами должны иметь высокий уровень надёжности. Только результаты всесторонних испытаний могут подтвердить или не подтвердить уровень соответствия выпускаемой продукции требованиям научно-технической документации.

Следовательно, эффективность испытаний будет в значительной мере определять уровень качества выпускаемых трансформаторов. «Срок службы трансформатора определяется минимальным ресурсом его основных функциональных узлов (в основном целлюлозной изоляцией и магнитопроводом). Поскольку ресурс целлюлозной изоляции в большинстве случаев оказывается ниже ресурса магнитопровода, срок службы трансформаторов в основном определяется по степени износа изоляции. Старение – это временная функция температуры, влажности и содержания кислорода. Вклад влаги и кислорода в ухудшение изоляции можно свести к минимуму с помощью современных систем консервации масла, в результате чего температура изоляции станет основным параметром. Основную методику определения остаточного срока службы трансформатора устанавливает МЭК 60076-7. Модель предполагает, что наибольшее ухудшение изоляции будет происходить со стороны обмотки, работающей при наибольшей температуре. Основным источником теплоты являются нагрузочные потери» [18], [26]. Т.е. определяющим элементом надёжности является $P_{тр. \text{тепл}}$, соответственно в модели надёжности за эту часть отвечает оценка надёжности с учетом нагрузочных режимов, она определяется по формуле:

$$\lambda(t) = 10^{-4} \left[\frac{1,01}{\xi} \cdot t + (200 - 80,5 \cdot \beta)(1 - e^{-0,07t}) \right] \quad (36)$$

где $\lambda(t)$ – интенсивность отказов при тепловом старении;

ξ – коэффициент вариации значений тепловых нагрузок;

β – коэффициент, зависящий от принятой вероятности превышения нагрузкой расчетного значения (изменяется в пределах 1,6 – 6);

t – время, в течение которого рассчитывается вероятность безотказной работы ($t=1$ году).

Коэффициент вариации значений тепловых нагрузок:

$$\xi = \frac{\sigma_{\text{ср.т}}}{\tau_{\text{ср}}} \quad (37)$$

« $\beta=2,5$ из условия, что частота появления нагрузок и перегревов, равных и больших нормированного, составляет 0,005 (С. Д. Волобринский и др. «Электрические перегрузки промышленных предприятий»)), [8]. «Среднее значение и среднеквадратическое отклонение температур перегревов определяется по расчетным значениям температур расчетных режимов. Вариационный ряд температур представлен значениями превышения температуры над воздухом в наиболее нагретых точках» [29]. Среднее значение определяется по формуле:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{\sum \tau_i}{n} \quad (38)$$

Среднеквадратическое отклонение:

$$\sigma_{\tau_{\text{ср}}} = \sqrt{\frac{\sum (\tau_i - \tau_{\text{ср}})^2}{n - 1}} \sigma_{\tau_{\text{ср}}} \quad (39)$$
$$\sigma_{\tau_{\text{ср}}} = \sqrt{\frac{(52,1 - 55,8)^2 + (55,5 - 55,8)^2 + (59,8 - 55,8)^2}{2}} = 3,588$$

Коэффициент вариации по (37):

$$\xi = \frac{\sigma_{\text{ср.т}}}{\tau_{\text{ср}}} = 0,6915$$

Интенсивность постепенных отказов по (36):

$$\lambda(t) = 10^{-4} \left[\frac{1,01}{0,6915} + (200 - 80,5 \cdot 2,5)(1 - e^{-0,07}) \right] = 1,452 \cdot 10^{-3}$$

Вероятность безотказной работы по тепловым воздействиям:

$$P_{\tau} = e^{-\lambda(t) \cdot t} = e^{-0,001452}$$

$$P_{\tau} = 0,998549$$

При анализе формуляров расчётов видно, что «львиная доля слабых мест» приходится именно недостаточную стойкость к тепловым воздействиям:

Таблица 15 - Надёжность силовых трансформаторов при проектировании

№ расч.	Тип	Мощн., МВА	U _{вн.} , кВ	Число основн. обм.	Надёжн. при проектирован.	Примеч.
0АС.214.184.128	ТРЦН	63	110	2	0,998614268986005	-
0АС.214.184.159	ТДН	40	110	2	0,996159545632556	-
0АС.214.190.037	ТДТН	16	110	3	0,998479779369595	-
0АС.214.190.056	ТДТН	63	110	3	0,997609125785572	-
0АС.214.190.059	ТДТН	25	110	3	0,993538034141259	ВБР от тепл. воздейств. 0,993758451 863922
0АС.214.190.061	ТДТН	16	110	3	0,998654033999718	-
0АС.214.190.063	ТДТН	25	110	3	0,996428963797268	-
0АС.214.190.066	ТДТН	63	110	3	0,997546802138877	-
0АС.214.190.071	ТДТН	63	110	3	0,998941808665634	-
0АС.214.190.084	ТДТН	16	110	3	0,998870238742101	-
0АС.214.190.090	ТДТН	25	110	3	0,993531316965322	ВБР от тепл. воздейств. 0,993758451 863922
0АС.214.190.097	ТДТН	25	110	3	0,997769038258501	-
0АС.214.190.098	ТДТН	16	110	3	0,99846491885581	-
0АС.214.190.099	ТДТН	63	110	3	0,998871425650114	-
0АС.214.190.117	ТДТН	16	110	3	0,998571794092619	-
0АС.214.190.119	ТДТН	25	110	3	0,997134037222098	-
0АС.214.190.120	ТДТН	25	110	3	0,996504638564057	-
0АС.214.190.124	ТДТН	63	110	3	0,998968212708641	-
0АС.214.190.126	ТДН	16	110	2	0,998124101150661	-
0АС.214.190.129	ТДТН	16	110	3	0,998242170345603	-
0АС.214.190.130	ТДТН	63	110	3	0,998911031682144	-
0АС.214.190.132	ТДТН	25	110	3	0,997927688968133	-

Продолжение таблицы 15

№ расч.	Тип	Мощн., МВА	U _{вн.} , кВ	Число основн. обм.	Надёжн. при проектирован.	Примеч.
0АС.214.190.133	ТДТН	25	110	3	0,996609685209042	
0АС.214.264.031	ТРДН	63	220	2	0,994894346563338	ВБР всех элементов не менее 0,995
0АС.214.264.032	ТРДНС	63	220	2	0,996371307374526	-
0АС.214.270.023	ТДТН	40	220	3	0,99901502473992	-
0АС.214.270.024	ТДТН	40	220	3	0,999014753439452	-
0АС.214.270.028	ТДЦТН	63	220	3	0,999023265945543	-
0АС.214.270.030	ТДЦТН	40	220	3	0,9991985706147	-
ВЕИЮ.670.031.050.002	ТДТН	16	110	3	0,99826697516791	-
ВЕИЮ.670.031.050.003	ТДТН	16	110	3	0,998513232547068	-
ВЕИЮ.670.031.050.005	ТДТН	16	110	3	0,99757455180402	-
ВЕИЮ.670.031.050.006	ТДТН	16	110	3	0,997035455651236	-
ВЕИЮ.670.031.050.034	ТРДЦН	40	110	2	0,998792414025368	-
ВЕИЮ.670.031.050.037	ТРДН	40	220	2	0,998780532698166	-
ВЕИЮ.670.031.050.038	ТДТН	16	110	3	0,998403268358511	-
ВЕИЮ.670.031.050.041	ТРДНС	40	220	2	0,998652376633659	-
ВЕИЮ.670.031.050.045	ТРДЦН	63	110	2	0,998872299204659	-
ВЕИЮ.670.031.050.046	ТРДНС	40	220	2	0,998685311811414	-
ВЕИЮ.670.031.050.050	ТДТН	25	110	3	0,997610550249555	-
ВЕИЮ.670.031.050.052	ТДТН	25	110	3	0,998416475514459	-
ВЕИЮ.670.031.050.053	ТДТН	25	110	3	0,998800733641077	-
ВЕИЮ.670.031.050.054	ТДТН	16	110	3	0,998627003175495	-
ВЕИЮ.670.031.050.055	ТДТН	16	110	3	0,998106036549472	-
ВЕИЮ.670.031.050.058	ТРДНС	63	220	2	0,999164132230879	-
ВЕИЮ.670.031.050.063	ТДТН	40	110	3	0,998433759329352	-
ВЕИЮ.670.031.050.066	ТДТН	40	110	3	0,99870366339513	-
ВЕИЮ.670.031.050.067	ТДТН	25	110	3	0,994643515028628	ВБР от тепл. воздейств. 0,994833461694917
ВЕИЮ.670.031.050.071	ТДТН	25	110	3	0,997626833705546	-
ВЕИЮ.670.031.050.072	ТДТН	25	110	3	0,997212662272077	-
ВЕИЮ.670.031.050.114	ТРДНС	40	220	2	0,998701749874442	-
ВЕИЮ.670.031.050.137	ТРДН	25	110	2	0,99884178472812	-
ВЕИЮ.670.031.050.138	ТРДН	25	110	2	0,99139420762032	ВБР от тепл. воздейств. 0,991616491412372
ВЕИЮ.670.031.050.139	ТРДН	25	110	2	0,993554648548616	ВБР от тепл. воздейств. 0,993826292900186
ВЕИЮ.670.031.050.152	ТДТН	63	110	3	0,998843551669986	-
ВЕИЮ.670.031.050.166	ТДТН	10	110	3	0,998385460137593	-
ВЕИЮ.670.031.050.167	ТДН	16	110	2	0,998369245784617	-
ВЕИЮ.670.031.050.168	ТРДН	25	110	2	0,997644400591396	-
ВЕИЮ.670.031.050.201	ТРДНС	40	220	2	0,999190542678342	-
ВЕИЮ.670.031.050.217	ТДТН	25	110	3	0,999090969548457	-
ВЕИЮ.670.031.050.220	ТДН	16	110	2	0,997683601685508	-

Окончание таблицы 15

№ расч.	Тип	Мощн., МВА	U _{вн.} , кВ	Число основн. обм.	Надёжн. при проектирован.	Примеч.
ВЕИЮ.670.031.050.295	ТРДН	25	110	2	0,991373944487798	ВБР от тепл. воздейств. 0,991616491412372
ВЕИЮ.670.031.050.318	ТД	40	110	2	0,990194714962721	ВБР от динамич. воздейств. 0,993245212659744
ВЕИЮ.670.031.050.328	ТДТН	16	110	3	0,996286784206269	-
ВЕИЮ.670.031.050.329	ТДТН	16	110	3	0,999139850052173	-
ВЕИЮ.670.031.050.332	ТДТН	40	110	3	0,997557952481913	-
ВЕИЮ.670.031.050.339	ТДТН	63	110	3	0,998851321501621	-
ВЕИЮ.670.031.050.352	ТМН	6,3	35	2	0,996592584938057	-
ВЕИЮ.670.031.050.353	ТМН	6,3	35	2	0,996789295926762	-
ВЕИЮ.670.031.050.355	ТРДН	25	110	2	0,996469526465971	-
ВЕИЮ.670.031.050.357	ТРДН	25	110	2	0,99635098963722	-
ВЕИЮ.670.031.050.358	ТРДН	25	110	2	0,997152146973118	-
ВЕИЮ.670.031.050.375	ТДН	40	110	2	0,988612768148528	ВБР от тепл. воздейств. 0,988771324888859
ВЕИЮ.670.031.050.379	ТМН	6,3	35	2	0,997824481270881	-
ВЕИЮ.670.031.050.380	ТМН	6,3	35	2	0,998663178508539	-
ВЕИЮ.670.031.050.381	ТМН	6,3	35	2	0,99793029783019	-
ВЕИЮ.670.031.050.382	ТМН	6,3	35	2	0,996044369410891	-
ВЕИЮ.670.031.050.392	ТРДНС	40	110	2	0,99752521897106	-
ВЕИЮ.670.031.050.397	ТДТН	10	110	3	0,998008634180216	-
ВЕИЮ.670.031.050.407	ТДН	10	110	2	0,997133612600052	-
ВЕИЮ.670.031.050.408	ТДН	10	110	2	0,998248767201618	-
ВЕИЮ.670.031.050.450	ТРДНС	40	220	2	0,998314472225508	-
ВЕИЮ.670.031.050.474	ТМН	6,3	110	2	0,996904956924209	-
ВЕИЮ.670.031.050.479	ТМН	6,3	110	2	0,996869923569805	-
ВЕИЮ.670.031.050.498	ТДТН	25	110	3	0,99591997549738	-
ВЕИЮ.670.031.050.499	ТДТН	25	110	3	0,995912603524261	-
ВЕИЮ.670.031.050.503	ТРДН	25	110	2	0,996282394045978	-
ВЕИЮ.670.031.050.510	ТДН	10	110	2	0,998466204861018	-
ВЕИЮ.670.031.050.511	ТРДН	25	35	2	0,996126418691852	-
ВЕИЮ.670.031.050.517	ТДТ	63	220	3	0,995536303468222	-
ВЕИЮ.670.031.050.601	ТДН	16	110	2	0,997595206655498	-

Таблица 16 - Основные величины надёжности при проектировании

Параметр		Величина ВБР	Среднеквадратическое отклонение
Тип	ТДН	0,99671	0,0009
	ТМН	0,997202	0,000303
	ТДГН	0,997779	0,000193
	ТРДН	0,996684	0,000545
Мощность, МВА	6,3	0,997202	0,000303
	10	0,998049	0,000242
	16	0,998158	0,000155
	25	0,996291	0,000399
	40	0,997681	0,000542
	63	0,998013	0,000328
Класс напряжения, кВ	35	0,997139	0,000329
	110	0,99727	0,00024
	220	0,998267	0,000302
Число обмоток	2	0,997098	0,000326
	3	0,997787	0,000195
Общая ВБР		0,997439	0,000193

3.2 Прогнозирование эксплуатационной надёжности силовых трансформаторов

Одним из приоритетных узлов в электроэнергетической системе (ЭЭС) является силовой трансформатор. На 2018 год, по данным министерства энергетики, 1,63% от общего количества объектов генерации находится в критическом состоянии, 29,41% в удовлетворительном. Данные показатели представлены на рисунке 2.

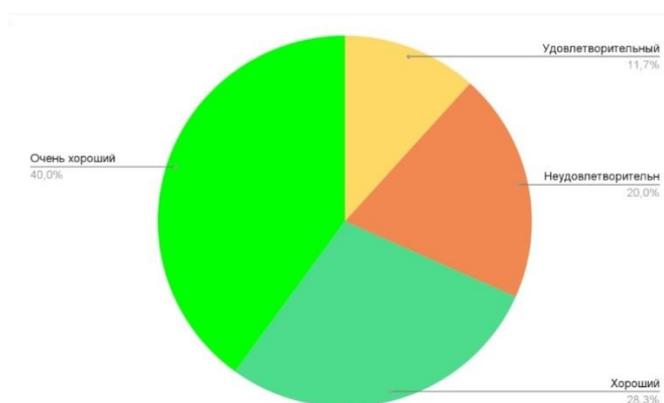


Рисунок 1 – Диаграмма общего физического износа объектов генерации

В свою очередь, 3,62% силовых трансформаторов напряжением 110 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии, 25,36% в удовлетворительном. Все вышеприведенные данные свидетельствуют о том, что оборудование, которое находится в критическом, неудовлетворительном и удовлетворительном состояниях, требуют повышенного внимания и полноценной оценки, и прогнозирования их работоспособности» [2]. Надо отметить, что расчётное прогнозирование срока жизни силовых трансформаторов классов напряжения до 110 кВ не потеряло свою актуальность, так как экономически целесообразно оснащать силовые трансформаторы системами мониторинга только начиная с класса напряжения 220 кВ, их краткий обзор приведён в главе 4.

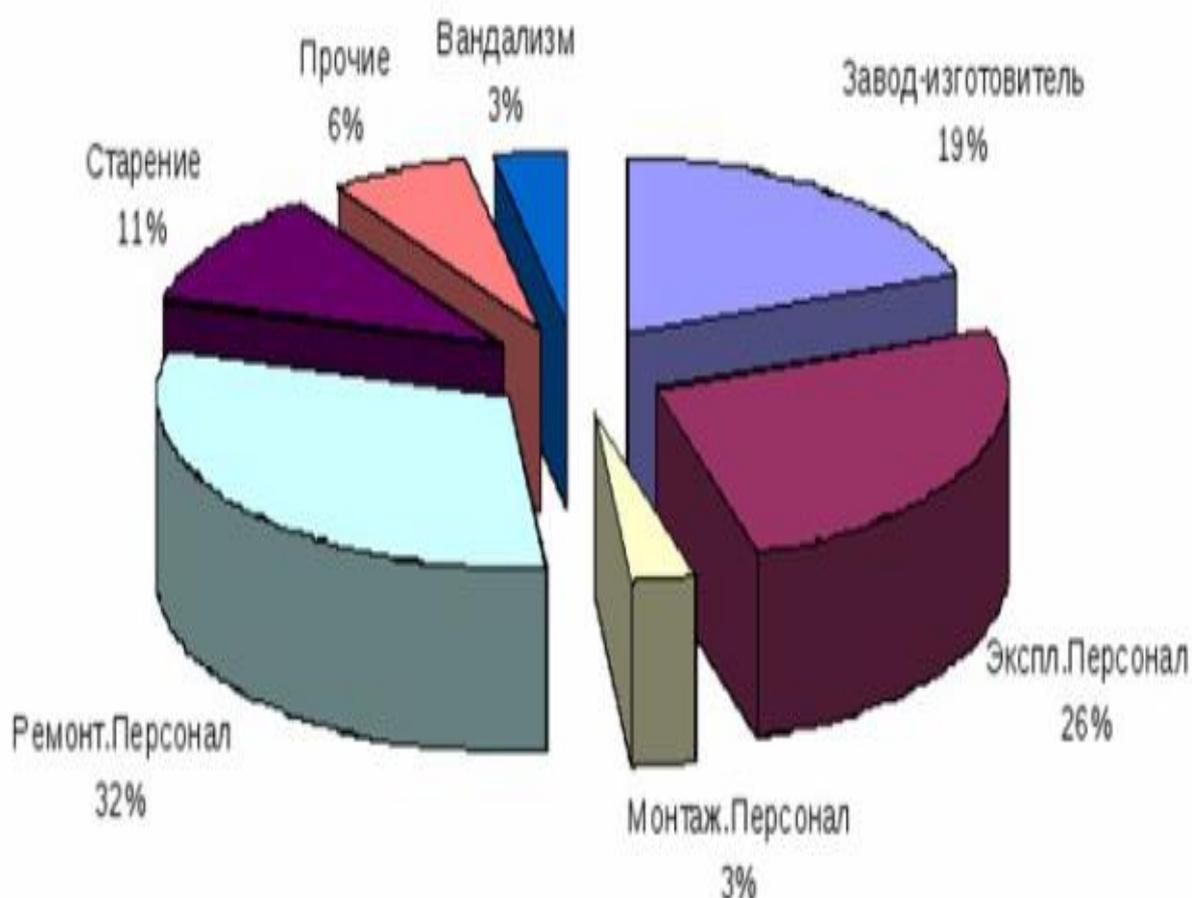


Рисунок 2 - Причины повреждения силовых трансформаторов

«С каждым годом спрос на электрическую энергию растёт, вследствие чего повышаются требования к имеющемуся оборудованию электрогенерации и к будущему, которое будет использоваться взамен выведенного из эксплуатации. Одна из статистических подборок виновников повреждаемости силовых трансформаторов представлена в таблице 17.

Наиболее характерные виды отказов представлены в таблице 18 и распределены следующим образом:

- Высоковольтные вводы - 30,4%;
- устройства РПН и ПБВ - 28,8%;
- изоляция - 18,4%;
- обмотки - 8,8%;
- баки - 7,2%;
- отводы – 5,6%;
- магнитопровод – 0,8%.

Отказы трансформаторов по типам распределены следующим образом:

- ТДН – 40,8%;
- ТДТН – 34,4%;
- ТРДН – 24,8%.

Трансформаторы мощностью 16 МВА – 65,6%; 25 МВА – 34,4%.

Все зафиксированные отказы трансформаторов носят случайный и внезапный характер, потому что большинство их произошло в период приработки, когда изоляция ещё не подверглась значительному «старению».

Вычисления средней наработки до отказа приведены в таблице 19 и показали следующие результаты: трансформаторы мощностью 16 МВА – $2,565 \pm 0,313$ г.; 25 МВА – $2,446 \pm 0,672$ г.; трансформаторы типа ТДТН – $2,215 \pm 0,362$ г.; ТДН – $2,364 \pm 0,662$ г.; ТРДН – $3,109 \pm 1,009$ г.; более подробно:

ТДН 16000/110 – $2,364 \pm 0,662$ г.;

ТДТН 16000/110 – $2,537 \pm 0,477$ г.;

ТДТН 25000/110 – $1,314 \pm 0,835$ г.;

ТРДН 25000/110 – $3,109 \pm 1,009$ г.;

3-х обмоточные – $2,215 \pm 0,362$ г.;

2-х обмоточные – $2,762 \pm 0,525$ г.

Средняя наработка до отказа всех проанализированных трансформаторов – $2,515 \pm 0,288$ г.

Можно составить следующие комбинации:

- 25 МВА – $2,446 \pm 0,672$ г.;

- 16 МВА – $2,565 \pm 0,313$ г.;

- ТДТН 25000/110 – $1,314 \pm 0,835$ г.;

- ТДН 16000/110 – $2,364 \pm 0,662$ г.;

- ТДТН 16000/110 – $2,537 \pm 0,477$ г.;

- ТРДН 25000/110 – $3,109 \pm 1,009$ г.;

- ТДТН – $2,215 \pm 0,362$ г.;

- ТДН – $2,364 \pm 0,662$ г.;

- ТРДН – $3,109 \pm 1,009$ г.;

- 3-х обмоточные – $2,215 \pm 0,362$ г.;

- 2-х обмоточные – $2,762 \pm 0,525$ г.

Средняя наработка у класса мощности 16МВА выше, чем у 25 МВА, средняя наработка у типа ТРДН самая высокая, у ТДН – промежуточная; а у ТДТН самая низкая, у ТДТН 25000/110 самая низкая средняя наработка, а у ТРДН 25000/110 – самая высокая. Средняя наработка у 2-х обмоточных трансформаторов несколько выше, чем у 3-х обмоточных.

Интенсивность отказов силовых трансформаторов приведена в таблице 20, а процентная годовая удельная повреждаемость в таблице 21.

Расчёт условной ВБР для трансформаторов различных типов приведён в таблицах 22 – 25. В таблице 26 приведены уравнения прогнозных кривых эксплуатационной надёжности силовых трансформаторов.

Таблица 17 - Распределение случаев повреждений трансформаторов в процентах с учётом виновников по годам в целом по всем группам за 2009 – 2014 г.

Годы	Виновники повреждений							Общие суммарные данные
	З-д-изготовит.	З-д-изготовит. компл.	Эксплуатац.	Монтажн. организац.	Транспортн. организац.	Виновн. не установил	Вина др. организац.	
1984	13 (5,078)	6 (2,344)	16 (6,25)	3 (1,172)	8 (3,125)	2 (0,781)	0	48 (18,75)
1985	7 (2,734)	7 (2,734)	26 (10,156)	3 (1,172)	1 (0,391)	2 (0,781)	0	46 (17,969)
1986	3 (1,172)	1 (0,391)	19 (7,422)	5 (1,953)	1 (0,391)	6 (2,344)	0	35(13,672)
1987	7 (2,734)	1 (0,391)	15 (5,859)	6 (2,344)	4 (1,563)	4 (1,563)	0	37 (14,453)
1988	7 (2,734)	6 (2,344)	14 (5,469)	6 (2,344)	8 (3,125)	4 (1,563)	1 (0,391)	46 (17,969)
1989	6 (2,344)	2 (0,781)	9 (3,516)	5 (1,953)	9 (3,516)	5 (1,953)	8 (3,125)	44 (17,188)
Всего	43 (16,797)	23 (8,984)	99 (38,672)	28 (10,974)	31 (12,109)	23 (8,984)	9 (3,516)	256

Таблица 18 - Распределение отказов трансформаторов 16 и 25 МВА за 2003-2015 гг.

Мощность, кВА	16000/110		25000/110		Всего отказов
	2-х обмоточные ТДН	3-х обмоточные ТДТН	2-х обмоточные ТРДН	3-х обмоточные ТДТН	
Элементы структурной схемы					
Вводы	18	13	4	3	38
РПН и ПБВ	14	10	10	2	36
Изоляция	6	3	11	3	23
Обмотки	6	2	1	2	11
Баки	4	1	2	2	9
Отводы	3	2	2		7
Магнитопровод			1		1
Всего отказов	51	31	31	12	125

Таблица 19 - Процентная величина ВБР трансформаторов по параметрам.

Годы	2001	2004	2007	2010	2013	2016	2019	Сред. ВБР
Условные годы	0	3	6	9	12	15	18	
ВБР ТДН 16000/110	100	99,699	99,244	98,7	98,565	98,45	98,446	99,003
ВБР ТРДН 25000/110	100	99,194	98,235	97,667	97,516	97,245	97,194	98,11
ВБР ТДТН 16000/110	100	99,87	98,706	98,394	98,056	97,74	97,618	99,083
ВБР ТДТН 25000/110	100	98,925	97,405	96,831	97,4	96,933	96,975	97,696
ВБР трансформаторов мощностью 16000/110	100	99,781	98,973	98,546	98,306	98,09	98,027	98,833
ВБР трансформаторов мощностью 25000/110	100	99,104	97,954	97,379	97,475	97,135	97,118	97,957
ВБР 2-х обмоточных трансформаторов	100	99,542	98,877	98,301	98,147	97,962	97,527	98,642
ВБР 3-х обмоточных трансформаторов	100	99,687	98,416	98,011	97,887	97,527	97,449	98,389

Таблица 20 - Интенсивность отказов трансформаторов по параметрам $\lambda(t)$, $10^{-3} \cdot \text{год}^{-1}$.

Годы	1976-8	1979-81	1982-4	1985-7	1988-90	1991-3	$\lambda_{\text{ср.}}$
Условные годы	0-3	4-6	7-9	10-12	13-15	16-18	
ВБР ТДН 16000/110	1,004	1,264	1,453	1,209	1,047	0,877	1,142
ВБР ТРДН 25000/110	2,688	2,958	2,628	2,11	1,878	1,602	2,311
ВБР ТДТН 16000/110	0,432	2,158	1,803	1,702	1,534	1,353	1,497
ВБР ТДТН 25000/110	3,584	4,356	3,589	2,222	2,093	1,733	2,929
ВБР трансформаторов мощностью 16000/110	0,729	1,715	1,63	1,429	1,293	1,117	1,319
ВБР трансформаторов мощностью 25000/110	2,99	3,43	2,96	2,15	1,95	1,65	2,52
ВБР 2-х обмоточных трансформаторов	1,525	1,878	1,905	1,567	1,381	1,171	1,571
ВБР 3-х обмоточных трансформаторов	1,045	2,646	2,239	1,791	1,681	1,453	1,809

Таблица 21 - Процентная годовая удельная повреждаемость силовых трансформаторов $\rho(t)$

Тип тр-ра	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Сред. велич.
ТДН 16/110	0	0,403	0,19	0,193	0,106	0,1	0,236	0,575	0,291	0,735	0,112	0,074	0,251
ТРДН 25/110	0,336	0,296	0,53	0,252	1,182	1,353	0,655	0,6	0,307	0,166	0,214	0,219	0,509
ТДТН 16/110	0	0,073	0,08	0,234	0,432	0,677	0,092	0,568	0,171	0,53	0,108	0,485	0,288
ТДТН 25/110	0	0,621	0,93	1,152	0,6	0,948	1,658	0,278	0,265	0	0,106	0,492	0,561

Таблица 22 – Расчёт условной ВБР для трансформаторов типа ТДТН 16000 / 110

Годы	Число отказов за год	Не отказавших, N - г	Накопленн. число отк.	Годовой вып.	Суммарн. вып.	ВБР	не отказавших, t_i	отказавших по годам выпуска, τ_i	%	Интенсивн. отк.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2002	0	152	0	152	1212	1	3496	0	100	
2003	1	163	1	164	1376	0,9993	3586	7,003	-	-
2004	1	165	2	166	1542	0,9987	3465	1,228	99,87	0,0004329
2005	4	160	6	164	1706	0,9947	3200	4,008	-	-
2006	10	137	16	147	1853	0,9914	2603	6,535	-	-
2007	2	143	28	145	2155	0,987	2431	0,837	-	-
2008	10	137	38	147	2302	0,9835	2192	4,759	-	-
2009	1	126	39	127	2429	0,9839	1890	0,501	98,39	0,001813
2010	3	155	42	158	2587	0,9838	2170	5,456	-	-
2011	3	144	45	147	2734	0,9835	2016	7,721	-	-
2012	11	135	56	146	2880	0,9806	1755	4,773	98,06	0,001653
2013	11	137	67	148	3028	0,0779	1644	10,535	-	-
2014	4	89	71	93	3121	0,9773	979	1,534	-	-
2015	1	64	72	65	3186	0,9774	640	1,743	97,4	0,001541
2016	3	29	75	32	3218	0,9767	261	6,336	-	-
2017	2	13	77	15	3233	0,9762	104	9,613	98,74	0,001525

Таблица 23 – Расчёт условной ВБР для трансформаторов типа ТДН 16000 / 110

Годы	Число отказов за год	не отказавших, N - г	Накопленн. число отк.	Годовой вып.	Суммарн. вып.	не отказавших, t_i	отказавших по годам выпуска, τ_i	ВБР	%	Интенсивн. отк.
2002	0	153	0		1206	3519	5, 383	1	100	
2003	2	183	2	155	1361	4026	1, 002	0,9985305	-	-
2004	2	113	4	185	1546	2373	1, 228	0,9974127	-	-
2005	1	88	5	114	1660	1760	2, 748	0,996988	99,7	0,001004303
2006	5	126	10	93	1753	2394	2, 527	0,9942955	-	-
2007	2	99	12	128	1881	1782	4, 42	0,9936204	-	-
2008	3	122	15	102	1983	2074	0, 251	0,9924357	99,24	0,001264127
2009	3	137	18	125	2108	2192	5, 336	0,9914611	-	-
2010	9	127	27	146	2254	1905	13, 39	0,9880213	-	-
2011	4	138	31	131	2385	1932	5, 456	0,9870021	98,7	0,001453089
2012	3	114	34	141	2526	1482	7, 721	0,98654	-	-
2013	4	142	38	118	2644	1704	9, 546	0,9856278	-	-
2014	2	128	40	144	2788	1408	21, 07	0,9856528	98,57	0,001209012
2015	4	101	44	132	2920	1010	3, 068	0,9849315	-	-
2016	2	72	46	103	3023	648	1, 221	0,9847833	-	-
2017	2	21	48	74	3097	168	6. 059	0,9845011	98,45	0,001047169
2018	1	35	49	22	3119	245	0	0,9842898	-	-
2019	0	-	49	35	3154	-	-	0,9844642	-	0,000876578
2020	0	-	49	1948	-	-	-	99,003	98,45	0,00114238
	3	-	-	108	-	-	-	-	99,02	-

Таблица 24 – Расчёт условной ВБР для трансформаторов типа ТДТН 25000 / 110

Годы	Число отказов за год	не отказавших, N - г	Накопленн. число отк.	Годовой вып.	Суммарн. вып.	не отказавших, t_i	отказавших по годам выпуска, τ_i	ВБР	%	Интенсивн. отк.
2002	0	51	0		209	1173	0	1	100	
2003	0	60	0	51	260	1320	8, 005	1	-	-
2004	2	48	2	62	322	1008	0, 292	0,9938	-	-
2005	2	57	4	50	372	1140	6, 756	0,9893	98,93	0,003584171
2006	5	64	9	62	434	1216	9, 062	0,9793	-	-
2007	3	74	12	67	501	1332	8, 84	0,9761	-	-
2008	3	78	15	77	578	1326	4, 686	0,9741	97,41	0,004355769
2009	7	50	22	85	663	800	10, 672	0,9668	-	-
2010	2	73	24	52	715	1095	0, 667	0,9664	-	-
2011	1	78	25	74	789	1092	0	0,9683	96,83	0,003588545
2012	0	68	25	78	867	884	15, 442	0,9712	-	-
2013	1	64	26	69	936	768	0	0,9722	-	-
2014	0	44	26	64	1000	484	4, 307	0,974	97,4	0,002222063
2015	3	65	29	47	1047	650	1, 175	0,9723	-	-
2016	1	23	30	66	1113	207	8, 638	0,9731	-	-
2017	5	5	35	28	1141	40	0	0,9693	96,93	0,002092589
2018	0	11	35	5	1146	77	0	0,9695	-	-
2019	0	-	35	11	1157	-	-	0,9698	96,98	0,001733034
2020	0	-	35	948	-	-	-	0,977	97,78	0,002929362
2021	35	-	-	53	-	-	-	-	-	-
2022	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 25 – Расчёт условной вероятности для трансформаторов типа ТРДН 25000 / 110

Годы	Число отказов за год	не отказавших, N - r	Накопленн. число отк.	Годовой вып.,	Суммарн. вып.	не отказавших, t_i	отказавших по годам выпуска, τ_i	ВБР	%	Интенсивн. отк.
2002	0	97	0		549	2231	0,542	1	100	-
2003	2	95	2	99	648	2090	16,01	0,9964	-	-
2004	1	114	3	96	744	2394	2,748	0,9954	-	-
2005	3	167	6	117	861	3340	13,512	0,9919	99,19	0,002688347
2006	3	99	9	170	1031	1881	18,124	0,9896	-	-
2007	3	113	12	102	1133	2034	17,68	0,9884	-	-
2008	8	115	20	121	1254	1955	5,851	0,9824	98,24	0,002957794
2009	4	122	24	119	1373	1952	0,577	0,9809	-	-
2010	5	120	29	127	1500	1800	12,222	0,9789	-	-
2011	6	109	35	126	1626	1526	5,957	0,9767	97,67	0,002627984
2012	6	110	41	115	1741	1430	7,721	0,9748	-	-
2013	1	77	42	111	1852	924	4,773	0,9759	-	-
2014	4	80	46	81	1933	880	6,228	0,9752	97,52	0,002110085
2015	5	83	51	85	2018	830	0,359	0,9732	-	-
2016	4	42	55	87	2105	378	0,118	0,9728	-	-
2017	3	13	58	45	2150	104	0,277	0,9725	97,25	0,001878256
2018	1	8	59	14	2164	56	9,613	0,9726	-	-
2019	2	-	61	10	2174	-	-	0,9718	-	-
2020	0	-	61	0	2174	-	-	0,9719	97,19	0,00160181
2021	61	-	61	1625	-	-	-	0,9811	98,15	0,002310713
2022	-	-	-	90	-	-	-	-	-	-

Таблица 26 - Уравнения прогнозных кривых эксплуатационной надёжности силовых трансформаторов

Анализируем. парам.	Средн. нараб.			Ур-е прогнозн. кривой			Ур-е процентн. прогнозн. кривой			Знач. парам.«х» ур-я
	в трансформ.– годах	В трансформ.–мес.	в трансформ.–ч.	Уравн.	СКО	R ²	Уравн.	СКО	R ²	
Мощн. 16МВА	9,451±0,539	113,425±6,471	82773±4718,315	$y(x) = -0,1x^2 + 1,1x + 58$	0	1	$y(x) = -0,85x^2 + 1,05x + 46$	0	1	1 трансформ год
Мощн.25МВА	6,047±0,647	72,558±7,759	52996±5659,69	-	-	-	-	-	-	-
Тип ТДН	9,07±0,642	108,843±7,709	79437±5622,424	-	-	-	-	-	-	-
Тип ТДТН	9,178±0,764	110,14±9,17	80387±6684,234	$y(x) = -0,002315x^3 + 0,069(4)x^2 - 1,1(6)x + 22$	$9,654004 \cdot 10^{-5}$	0,999976	$y(x) = -0,003086x^3 + 0,0(5)x^2 - 1,(2)x + 45$	$1,64409 \cdot 10^{-4}$	0,999982	1 трансформ год
Тип ТРДН	5,734±0,724	68,806±8,693	50268±6342,495	-	-	-	-	-	-	-
Общ. повр.16 и25 МВА	8,28±0,441	99,36±5,292	72530±3862,38	$y(x) = -0,0425x^2 + 0,555x + 49,25$	1,229837	0,995384	$y(x) = -0,035x^2 + 0,49x + 39$	0,894427	0,996218	5500 трансформ. - ч.
Повреждаем. баков	5,167±1,789	62±21,472	45189±15629,279	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. вводов	10,011±0,871	120,132±10,453	87654±7618,441	$y(x) = -0,065x^2 + 1,65x + 10$	$1,001543 \cdot 10^{-18}$	1	-	-	-	1 трансформ год
Повреждаем. вводов ТДН	9,939±1,133	119,278±13,599	87054±9921,56	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. вводов ТДТН	10,401±1,384	124,813±16,606	91020±12081,515	$y(x) = -0,01x^2 + 10$	$5,477942 \cdot 10^{-16}$	1	$y(x) = -0,07x^2 + 0,3x + 60$	0	1	1 трансформ год
Повреждаем. вводов 16МВА	10,29±0,932	123,483±11,179	90094±8144,407	$y(x) = -0,025x^2 + 0,15x + 19$	$2,064734 \cdot 10^{-18}$	1	$y(x) = -0,085x^2 + 0,65x + 60$	$2,003086 \cdot 10^{-18}$	1	9900 трансф.
Повреждаем. вводов 25МВА	8,774±2,423	105,286±9,077	76844±21221,306	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. ПУ ТДН	9,929±1,1091	19,143±13,094	86999±9557,851	-	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 26

	Средн. нараб.			Ур-е прогнозн. кривой			Ур-е процентн. прогнозн. кривой			Знач. парам. «х» ур-я
	в трансформ.– годах	В трансформ.– мес.	в трансформ.– ч.	Уравн.	СКО	R ²	Уравн.	СКО	R ²	
Повреждаем. ПУ ТДТН	9,604±0,557	115,25±6,68	84188±9053,1	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. ПУ ТРДН	5,842±1,013	70,1±12,15	51206±8875,699	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. ПУ 16МВА	9,719±0,799	116,625±5,59	85173±7001,928	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. ПУ 25МВА	6,618±1,004	79,417±12,043	58013±8796,889	-	-	-	-	-	-	-
Общ. повр. ПУ	8,685±0,668	104,222±8,017	76120±5854,017	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. изоляц.	5,888±0,977	70,652±11,723	51637±8558,685	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. изоляц. 16МВА	7,564±1,92	90,778±23,04	66310±16830,969	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. изоляц 25МВА	4,81±0,776	57,715±9,311	42204±6784,668	$y(x) = 0,02x^2 + 0,5x + 4$	$5,598796 \cdot 10^{-19}$	1	-	-	-	-
Повреждаем. обм.	8,954±1,256	107,45±15,07	78370±10968,732	-	-	-	-	-	-	-
Повреждаем. отв.	7,357±1,856	88,286±22,278	64428±16241,206	-	-	-	-	-	-	-

Вывод. Самая высокая средняя ВБР у трансформаторов типа ТДТН 16000/110 – 99, 083 %, самая низкая – у ТДТН 25000/110 – 97, 696 %, в общем: – у 2-х обмоточных трансформаторов средняя ВБР составляет 98, 642 %, а у 3-х обмоточных – 98, 389 %, в то время как различия по параметру мощности более существенны: ВБР трансформаторов мощностью 25000/110 составляет 97, 957 %, а 16000/110 – 98, 833 %, что почти на процент больше. В интенсивностях отказов тоже наблюдается ярко выраженная зависимость от мощности, у трансформаторов мощностью 25000/110 она примерно вдвое выше, чем у 16000/110. Видно, что удельная повреждаемость зависит от мощности и у трансформаторов мощностью 25 МВА она примерно в 2 раза выше, чем у 16 МВА, что в свете данных предыдущих таблиц говорит о закономерности. Примечание: удельная повреждаемость – отношение повредившихся за год трансформаторов к общему количеству находящихся в эксплуатации трансформаторов. Видно, что удельная повреждаемость зависит от мощности и у трансформаторов мощностью 25 МВА она примерно в 2 раза выше, чем у 16 МВА, что в свете данных предыдущих таблиц говорит о закономерности.

4. Краткий обзор отечественных и зарубежных систем мониторинга состояния силовых трансформаторов

Ниже для сведения приведена информация об особенностях применения систем мониторинга состояния силовых трансформаторов.

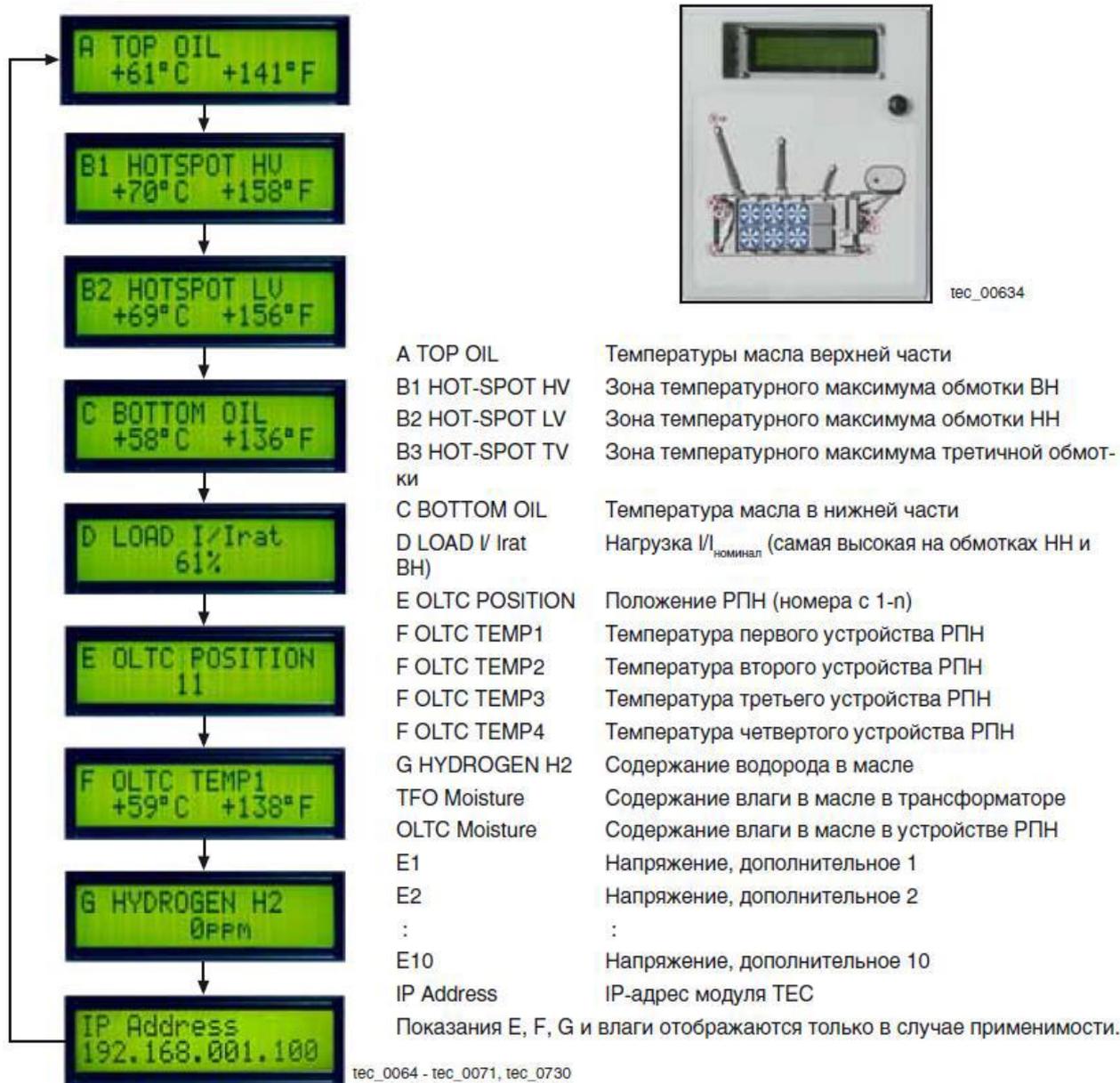


Рисунок 3 - Контролируемые параметры системы мониторинга

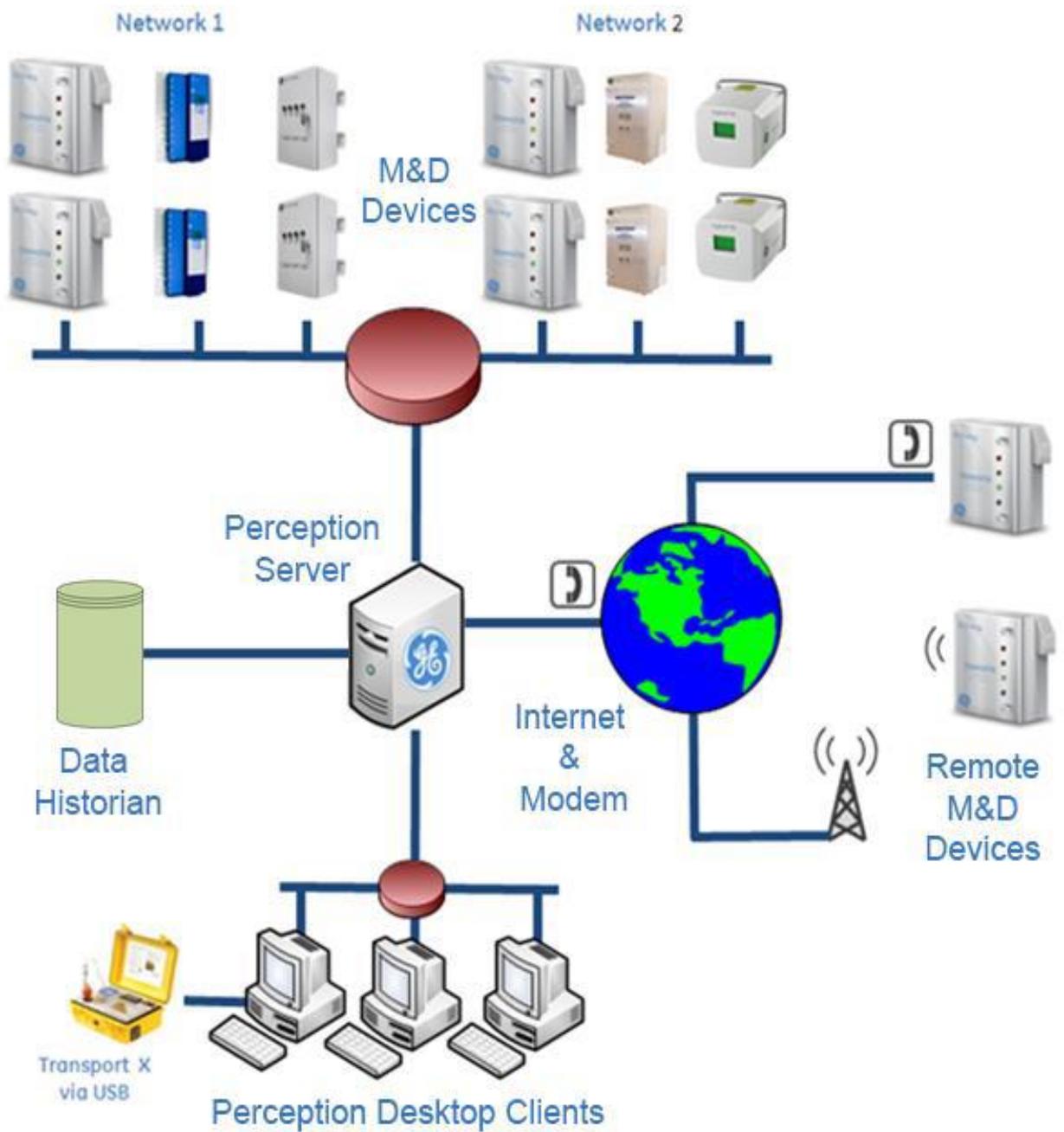


Рисунок 4 – Организация работы системы мониторинга производства GE

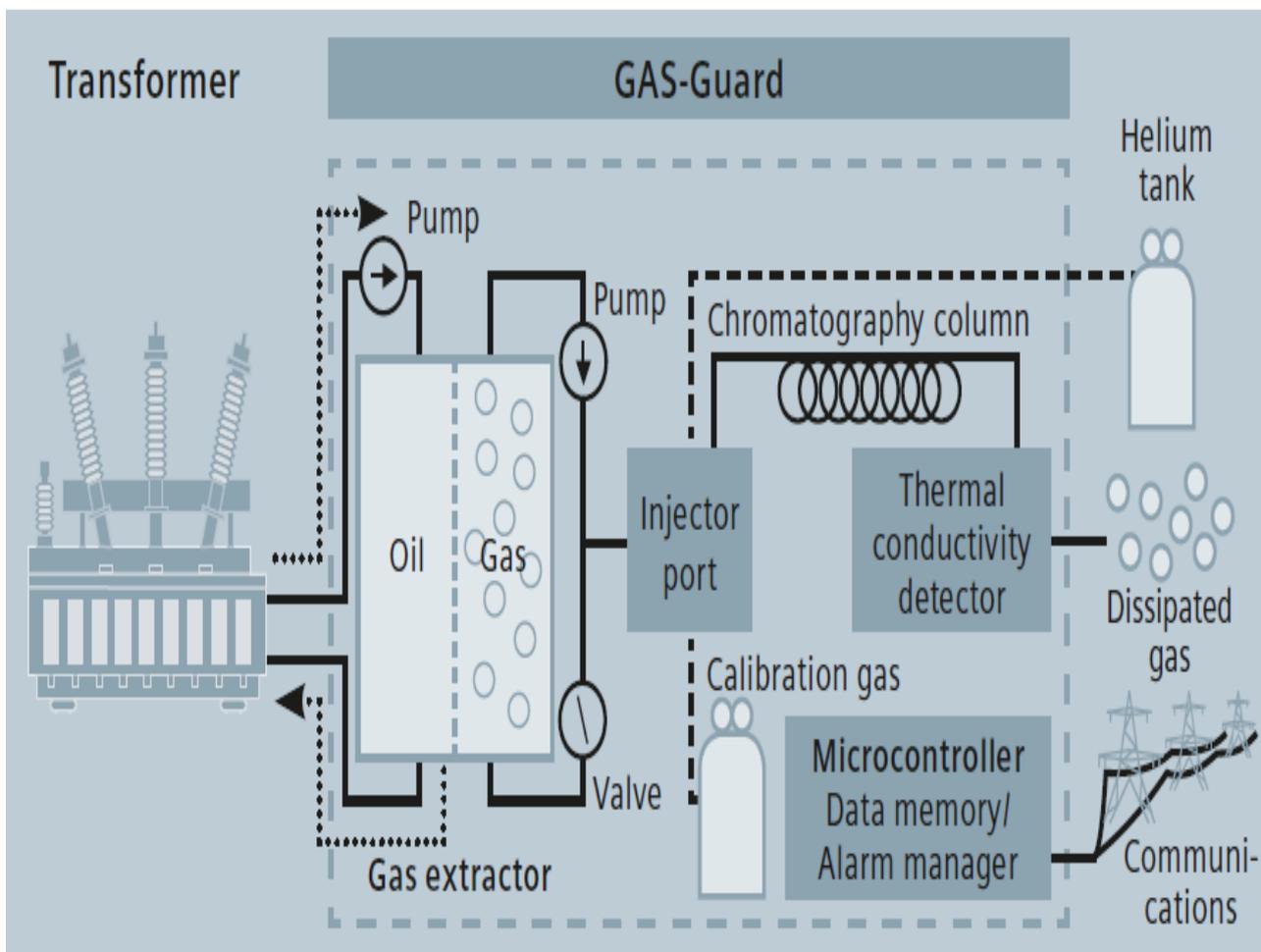


Рисунок 5 – Прибор GAS-Guard производства SIEMENS

В нижеследующей таблице 27 представлен пример измеряемых параметров отечественной системой мониторинга TDM ф. «Dimrus» (г. Пермь) в соответствии с [20].

Таблица 27 – Выбор конфигурации системы TDM

Проблема трансформатора	Модули системы TDM										TDM-TS	TDM-OIL	ХАРТ			
	M0	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9				M10		
1 Отклонение параметров вводов трансформатора	+			+												
2 Разряды и перегревы внутри бака трансформатора	+	+			+									+	+	
3 Повышенные концентрации газов в масле	+				+									+	+	
4 Повышенное влагосодержание в масле	+													+	+	
5. Проблемы, связанные с работой РПН	+					+										
6 Повышенный общий нагрев бака трансформатора	+	+			+		+				+	+	+	+	+	+
7 Проблемы с элементами системы охлаждения	+	+									+	+				
8 Повышенная вибрация бака трансформатора	+							+						+		
9 Протекание через трансформатор токов КЗ	+		+					+								
10 Наличие в сети ВЧ импульсных перенапряжений	+								+							
11 Работа трансформатора не в номинальном режиме	+	+	+					+		+						

Вывод: в главе рассмотрены различные системы мониторинга и диагностики высоковольтного трансформаторного оборудования производства GE Energy, ABB, SIEMENS, и отечественных ДИМРУС.

Заключение

Создается математическая модель, которая позволяет рассчитывать показатели надежности силовых трансформаторов на этапе проектирования и в процессе эксплуатации. Также разрабатывается модель диагностики, которая выявляет причины выхода показателей качества за допустимые значения, что позволяет своевременно принимать меры по устранению проблем. Особое внимание уделяется технической диагностике как элементу системы управления качеством. В связи с возрастающей сложностью и дороговизной технических систем (силовых трансформаторов), а также необходимостью обеспечения высокого уровня качества, надежности, безопасности и безотказности, своевременная оценка состояния системы является крайне важной. Для этого и предназначена техническая диагностика. Рекомендации СИГРЭ также касаются вопросов мониторинга и управления рисками, связанными с эксплуатацией трансформаторных подстанций. Основные задачи в этой области включают:

- разработку и внедрение систем мониторинга и прогнозирования технического состояния трансформаторов;
- создание системы управления рисками, связанной с эксплуатацией трансформаторных подстанций;
- улучшение методов технического обслуживания и ремонта трансформаторов.

Однако, для достижения этих целей необходимо решить ряд проблем, таких как недостаток финансирования, отсутствие квалифицированных специалистов и недостаточное развитие технологий. В соответствии с исследованиями, проведенными в области управления качеством, сложность и многоаспектность работы по совершенствованию системы управления определяют важность информационного обеспечения.

Это связано с тем, что при работе с большими объемами данных и скоординированной деятельностью многих участников требуется использование информационных технологий для эффективного управления процессами и принятия решений. Поэтому информационное обеспечение систем управления качеством является важным аспектом их развития и функционирования.

Для существенного снижения добавочных потерь нужны комплексные исследования поля рассеяния, местных и полных добавочных потерь в трансформаторах всеми доступными методами: математическое и физическое моделирование, измерения на готовых трансформаторах.

Особое внимание при исследованиях следует обращать на методы измерений и, прежде всего на точность определения добавочных потерь.

Распространенное правило о необходимости сведения к минимуму небаланса н. с. обмоток в большинстве случаев не обеспечивает получения минимальных добавочных потерь. Можно сказать лишь, что следует стремиться к наиболее равномерному распределению н. с. по высоте каждой из обмоток.

Эффективным средством снижения добавочных потерь в нижних ярмовых балках являются магнитные шунты, склеенные из полос электротехнической стали. Одновременно на много снижаются потери в стенке бака.

Рассмотренные методы снижения потерь должны быть использованы при модернизации старых и разработке новых мощных трансформаторов.

«ВБР трансформатора рассчитывается как вероятность безотказной работы составляющих элементов обмотки при перечисленных событиях: воздействии механических усилий от токов короткого замыкания, тепловом старении и сохранении электрической прочности изоляции обмоток. С целью подавления действия кумулятивного эффекта программа позволяет проводить вычисления с точностью до 15 – го знака после запятой» [29].

Для трансформаторов, которые могут иметь повышенные значения токов короткого замыкания выше допустимых, существует повышенный риск повреждений. Эти повреждения должны быть учтены во время эксплуатации трансформатора. Важным элементом оценки технического состояния трансформатора является выявление возможных опасных деформаций обмотки, потерь механической прочности обмотки и распрессовки обмотки. Для повышения надежности работы трансформатора необходимо повысить требования к электротехнике, включая надежность работы РПН и вводов, а также конструкции и изоляции обмоток. Для повышения эффективности работы трансформатора целесообразно проведение комплексных диагностических обследований, которые дадут объективную информацию о его состоянии.

«Износ витковой изоляции в процессе работы трансформатора значительно выше, чем барьерной. Масло в вертикальных каналах против верхних катушек обмоток имеет более высокую температуру, чем верхние слои масла в трансформаторе. Для оценки состояния бумажной изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерения степени полимеризации образца витковой изоляции, отбираемого из верхних катушек обмотки. Образцы бумажной изоляции, заложенные в верхнем слое масла трансформатора, не являются представительским с точки зрения износа витковой изоляции обмоток» [5].

Список используемых источников

1. 0ВБ.639.004 – 84 «Методика Запорожского трансформаторного завода по расчёту надёжности силовых масляных трансформаторов при проектировании».
2. Алексеев Б.А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии / Б.А. Алексеев. – М.: НТФ» Энергопрогресс», 2010. – 88 с.
3. В.А. Бормосов, М.Н. Костоусова, А.Ф. Петренко, Н.Е. Смольская Перспективы и состояние разработок распределительных трансформаторов массовых серий <https://transform.ru/articles/html/03project/a000001.article> (дата обращения 05.06.2023 г).
4. Бусленко Н. П. Моделирование сложных систем / М.: Наука 1999 г. 400с.
5. Ванин Б.В., Ланкау Я. В., Львов Ю. Н. и др. Методологические аспекты оценки степени старения обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации // Электрические станции -2001. №1. С.35-38.
6. Волобринский, С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1976. - 264 с.
7. ГОСТ 11677 – 85. Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. – Введ. 1986-01-07. – М.: ИПК изд-во стандартов, 2002.
8. ГОСТ 14209 – 97. Руководство по нагрузке силовых трансформаторов. Межгосударственный стандарт. – Введ. 2002-01-01. – Минск: Изд-во стандартов, 2001.
9. Долин А. П., Першина Н. Ф., Ленков А. Ю., Смекалов В. В. Опыт диагностики и ремонтов силовых трансформаторов для повышения надёжности эксплуатации и продления срока службы // 11 – я международная научная конференция «Трансформаторостроение – 2005», Запорожье, 2005 г.

(тезисы доклада).

10. Дымков А.М. Расчет и конструирование трансформаторов. –М.: 1971. – 264 с

11. Ильенкова С.Д. «Управление качеством» М., 1998 – 198 с.

12. Кохан П. Г. Энергетические параметры силовых трансформаторов, их взаимосвязь и оптимизация//11-я международная научная конференция «Трансформаторостроение–2005», Запорожье, 2005 г. (тезисы доклада).

13. Котеленц Н.Ф. Кузнецов Н.Л., Испытания и надёжность электрических машин. – М., 1988 – 232 с.

14. Левит А. Г., Гречко О. Н., Щипунова Н. П. Учёт старения изоляции в новой концепции приёмочных испытаний высоковольтных силовых трансформаторов и аппаратов.//Электричество. 1992 №1.

15. Молчанов М.В., Пожидаев Н.К., Толкачёв Я.М., Воробьёв Е.В. Прогнозирование остаточного срока службы силовых масляных трансформаторов на основании данных мониторинга. Известия ТулГУ 2021 г., Технические науки вып. 9, с. 518-521.

16. Попов, Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов / Г.В. Попов. – Иваново: ИГЭУ, 2012. – 176 с.

17. Привалов, Е.Е. Диагностика электроэнергетического оборудования: учебное пособие / Е.Е. Привалов. –М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 227 с.

18. Тихомиров П. М. «Расчёт трансформаторов», М.: Энергоатомиздат, 1986, 528 с., ил.

19. РД 16.257 - 87 «Трансформаторы силовые. Стержни и ярма магнитных систем. Размеры».

20. Русов, В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов / В.А. Русов. – Пермь: Димрус, 2012. – 159 с.

21. Севостьянов П. Р., Шкуропат И. А. О пропорциях укладки листов магнитопровода при изготовлении трансформаторов // Международный сборник научных трудов 'Синтез, анализ и диагностика электронных цепей' /

под ред. В. В. Филаретова. - Ульяновск: УлГТУ, 201, С. 148-152.

22. Сисиуненко О. И. Методы обеспечения надёжности трансформаторов на стадии проектирования//11–я международная научная конференция «Трансформаторостроение – 2005», Запорожье, 2005 г. (тезисы доклада).

23. Смирнов М.А., Касаткина Т.Е., Гусева Г.П. «Дефекты в маслонаполненных силовых трансформаторах, вызывающие разложение электрической изоляции с выделением газообразных продуктов». // Эксплуатационная надёжность силовых трансформаторов.

24. ТУ16К71-108-2007 «Провода обмоточные с бумажной изоляцией».

25. Хальясмаа, А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие / А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, Д.А. Глушков. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 64 с.

26. Хренников А. Ю., Рубцов А. В., Передельский В. А., Сафонов А. А., Якимов В. А. О повреждениях обмоток силовых трансформаторов и диагностике их геометрии методом низковольтных импульсов // Электро. - 2004. -№ 5.-с. 13.

27. A Novel Online Technique to Detect Power Transformer Winding Faults, A. Abu-Siada and S. Islam, "A Novel Online Technique to Detect Power Transformer Winding Faults," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 2, pp. 849-857, April 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2180932.

28. Detection of transformer winding faults using FRA and image features Lijun Zhou, Junfei Jiang, Xiangyu Zhou, Zhenyu Wu, Tong Lin, Dongyang Wang <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-epa.2019.0933>.

29. Diagnostic of Transformer Winding Deformation Fault Types Using Continuous Wavelet Transform of Pulse Response, Qian Cheng, Zhongyong Zhao, Chao Tang, Guochao Qian, Syed Islam, College of Engineering and Technology, Electrical Research Institute of Yunnan Electric Power Research Institute (Group) Co Ltd, School of Science Engineering and Information Technology, Measurement Vol. 140, July 2019, pp 197-206

30. Issouf Fofana and Yazid Hadjadj Power Transformer Diagnostics, Monitoring and Design Features Reprinted from: Energies 2018, 11, 3248, doi:10.3390/en1112.

31. Theoretical considerations while applying sweep frequency response analysis method in determining the interwinding capacitance of power transformers at higher frequencies
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/eng2.12036>