



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ



ИНЖЕНЕРНАЯ
ШКОЛА
ЭНЕРГЕТИКИ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Лекция № 5

Преподаватель: Никитин Дмитрий Сергеевич
доцент ОЭЭ ИШЭ, к.т.н.

**ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ
СВЯЗИ И БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Общие требования к эксплуатации генераторов закреплены в следующих документах:

- 1) **ПТЭЭСС. Глава XXXIII** «Требования к эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и масляных шунтирующих реакторов».
- 2) **ПУЭ. Глава 4.2** «Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ»

3) ГОСТы:

ГОСТ 30830-2002. Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения.

ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

ГОСТ Р 54827-2011. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55016-2012. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.

ГОСТ Р 55014-2012. Трансформаторы силовые. Испытания баков на механическую прочность

ГОСТ Р 55015-2012. Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность

ГОСТ Р 55188-2012. Трансформаторы силовые. Стойкость к коротким замыканиям

ПНСТ 661-2022. Контроль состояния и диагностика машин. Трансформаторы силовые (предварительный национальный стандарт).

ГОСТ Р 56738-2015. Трансформаторы силовые и реакторы. Требования и методы испытаний электрической прочности изоляции

ГОСТ Р 59239-2020. Трансформаторы силовые и реакторы. Метод измерения частотных характеристик.

ГОСТ Р 54419-2011. Трансформаторы силовые. Часть 12. Руководство по нагрузке сухого трансформатора.

ГОСТ Р 58341.6-2020. Трансформаторы силовые атомных станций. Учет фактически выработанного и оценка остаточного ресурсов.

ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.

3) ГОСТы (СССР):

ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные. Технические условия.

ГОСТ 21023-75. Трансформаторы силовые. Методы измерений характеристик частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты.

ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия.

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.

ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые трехфазные герметичные масляные. Технические условия.

ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев.

ГОСТ 20243-74. Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротком замыкании.

ГОСТ 3484.3-88. Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.

ГОСТ 24687-81. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Степени защиты.

ГОСТ 24126-80. Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия.

ГОСТ 8008-75. Трансформаторы силовые. Методы испытаний устройств переключения ответвлений обмоток

ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.

ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия.

ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

4) Наиболее релевантные действующие стандарты организаций:

- СТО РусГидро 02.01.124-2020. Силовые трансформаторы. Организация технической эксплуатации. Нормы и требования
- СТО Инвэл 70238424.29.180.002-2011. Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО ФСК ЕЭС 56947007-29.180.01.116-2012 (с изменениями от 13.10.2014). Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

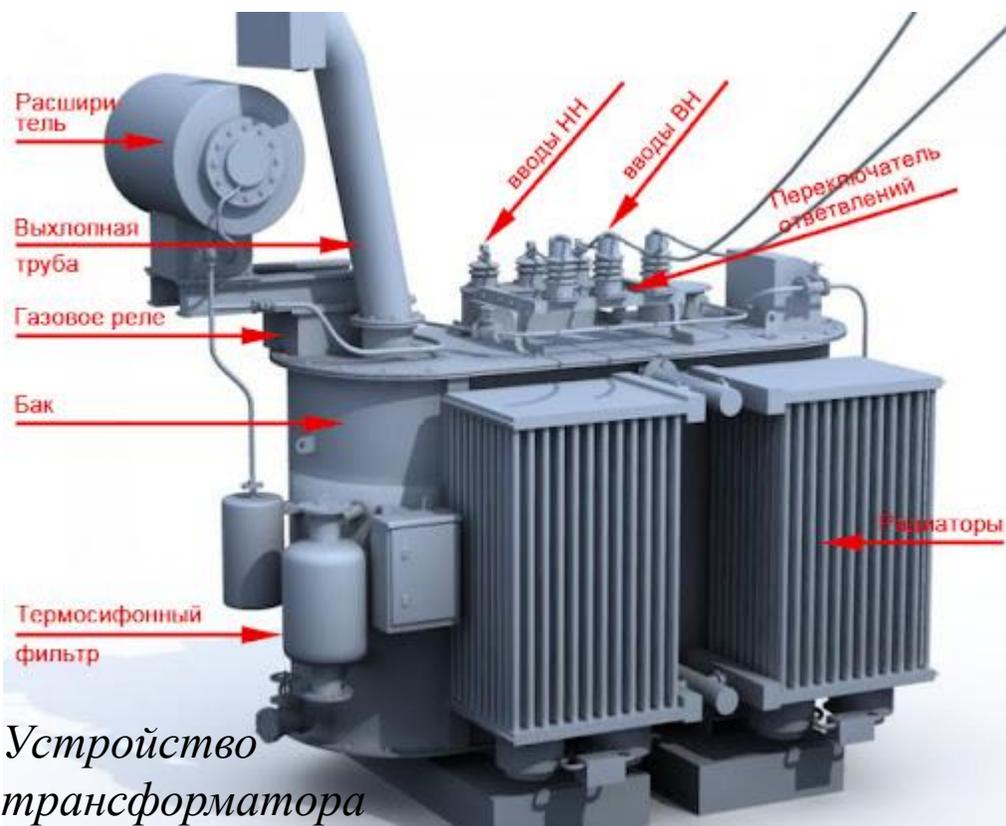
СТО ФСК ЕЭС 56947007-29.180.01.212-2016. Методические указания по подтверждению устойчивости обмоток силовых трансформаторов к распрессовке в эксплуатации.

+ СТО 56947007-29.180.010.XXX-2008 Методические указания по определению содержания ...

[\(https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy/organization-standards/\)](https://www.rosseti.ru/suppliers/technical-policy/organization-standards/)

СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР

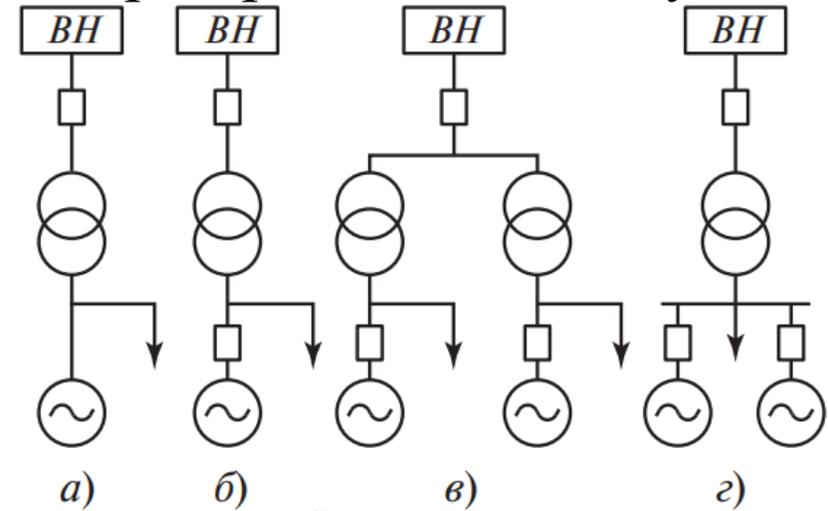
Силовой трансформатор – статическое устройство, имеющее две или более обмотки, предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного напряжения и тока в одну или несколько других систем переменного напряжения и тока, имеющих обычно другие значения при той же частоте, с целью передачи мощности.



Силовые трансформаторы являются основным электрооборудованием, обеспечивающим передачу и распределение электроэнергии на переменном трехфазном токе от электрических станций к потребителям. С помощью трансформаторов напряжение повышается от генераторного до значений, необходимых для электропередачи, а также понижается до значений, применяемых непосредственно в приемниках электроэнергии.

СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР

На электрических станциях для питания потребителей собственных нужд и связи генераторов с системой устанавливают **понижающие и повышающие трансформаторы**.



Схемы блоков:

а – одиночный без

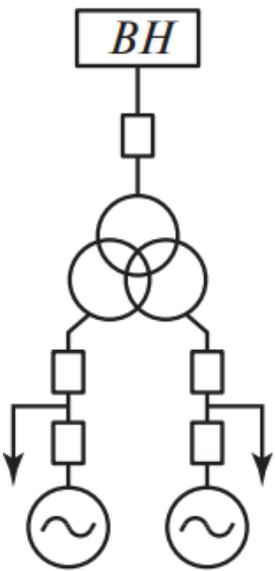
генераторного выключателя;

б – одиночный с генераторным

выключателем;

в — объединенный;

г — укрупненный



Объединенный блок с

двухобмоточным

трансформатором с

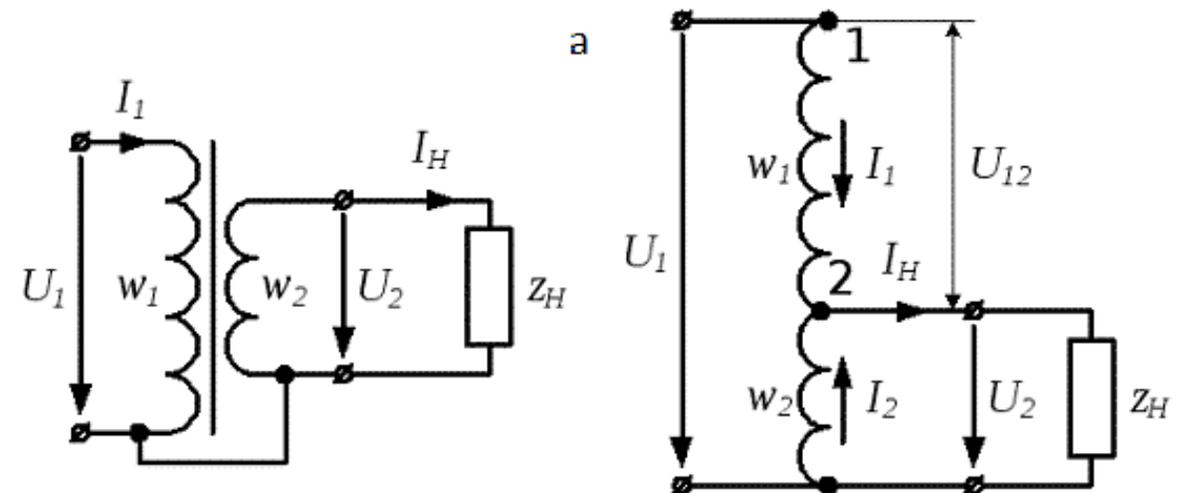
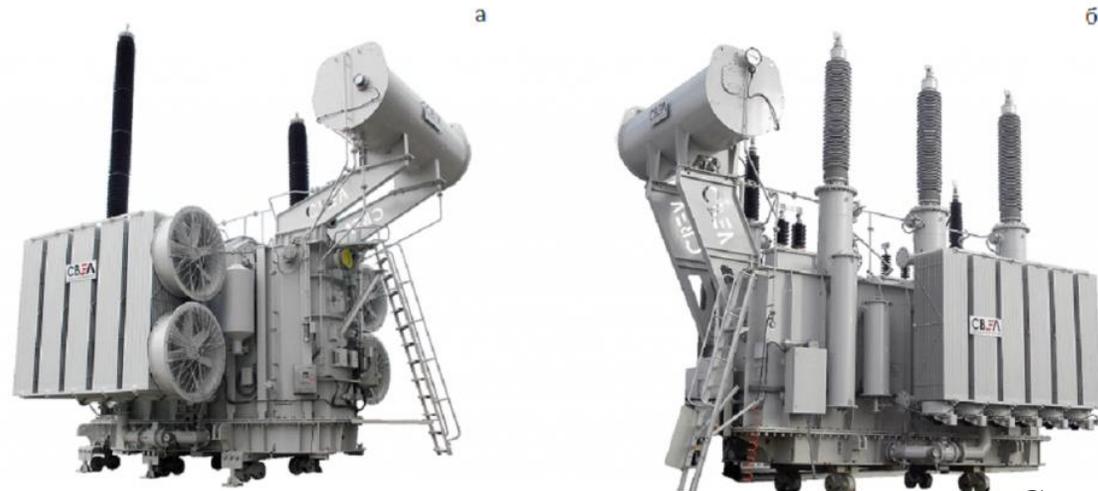
расщепленной обмоткой

нижнего напряжения

Трансформаторы с расщепленными обмотками применяют на ТЭС, АЭС и особенно на ГЭС для создания укрупненных блоков – к одному повышающему трансформатору подключают два и более генератора. Так же их применяют для питания собственных нужд электростанций и нагрузок от понижающих трансформаторов. Расщепление обмотки низшего напряжения также является эффективной мерой снижения токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора. Таким образом, трансформатор, выполняя функцию преобразования напряжения, одновременно позволяет формировать и сложные схемы объединения сетей разных номинальных напряжений и координировать мощности генераторов, нагрузок и значений токов короткого замыкания.

АВТОТРАНСФОРМАТОР

Автотрансформатор – трансформатор, в котором две или большее число обмоток имеют общую часть. Также автотрансформатор может иметь дополнительные обмотки, не имеющие гальванической связи. Экономическая целесообразность применения автотрансформаторов заключается в том, что его гальванически связанные обмотки изготавливаются на мощность меньшую, чем если это было бы при использовании обычного трансформатора, рассчитанного на ту же самую номинальную мощность. Чем ближе номинальные напряжения на обмотках автотрансформатора с общей частью, тем выгоднее использовать автотрансформатор.



Внешний вид: а) автотрансформатора, б) трансформатора

Схема автотрансформатора : а) двухобмоточного трансформатора с электрической связью между обмотками, б) автотрансформатора

АВТОТРАНСФОРМАТОР

На узловых подстанциях автотрансформаторы используются для связи электрических сетей различного напряжения, на электрических станциях – для связи распределительных устройств разных классов напряжения, что существенно повышает маневренность станции, надежность выдачи мощности станции по разным направлениям. Кроме того, автотрансформаторы иногда используются для подключения генераторов к их обмотке низшего напряжения, при этом с помощью одного автотрансформатора можно выдавать мощность от генератора как в сеть высшего, так и в сеть среднего напряжения

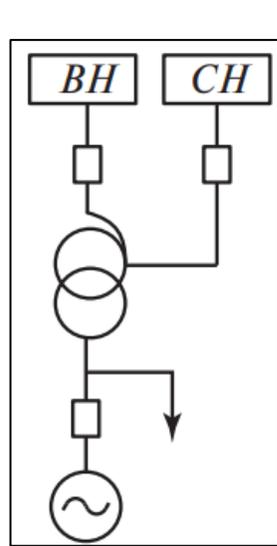
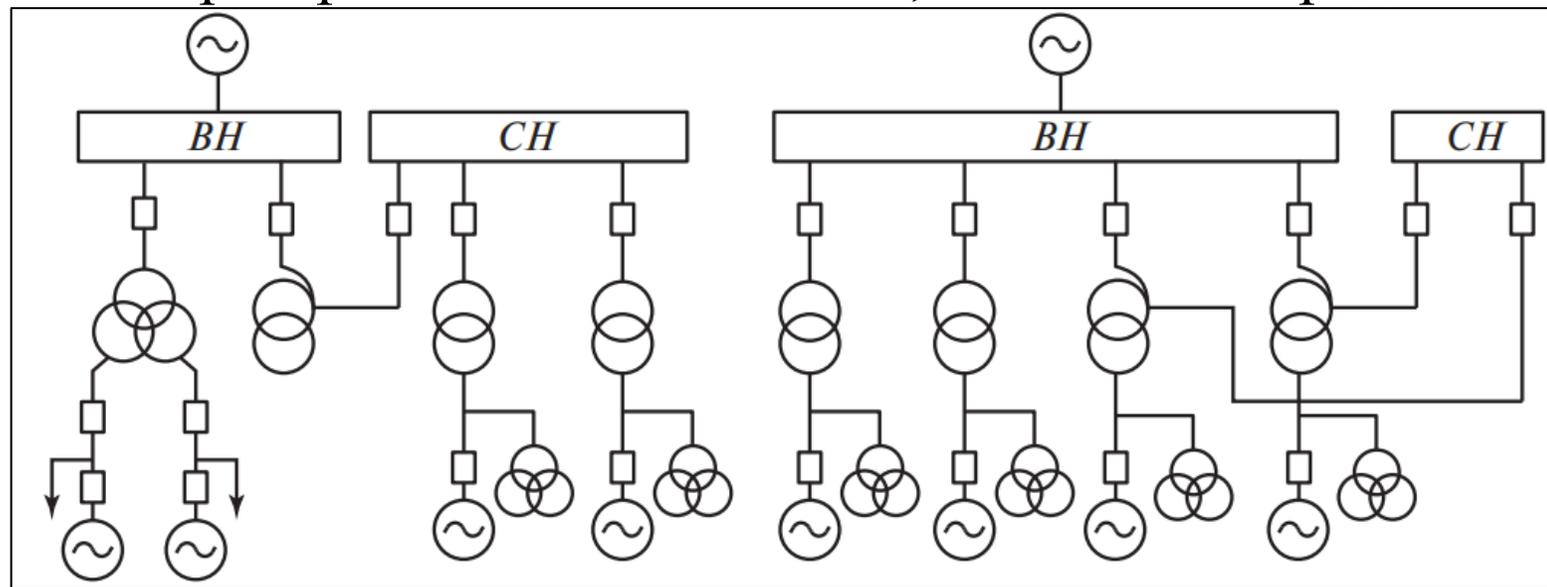
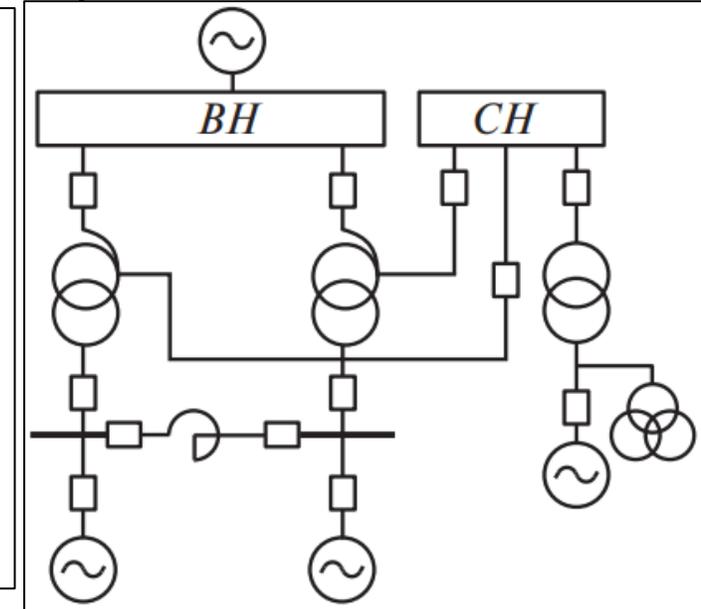


Схема блока с автотрансформатором



Структурные схемы атомных электростанций

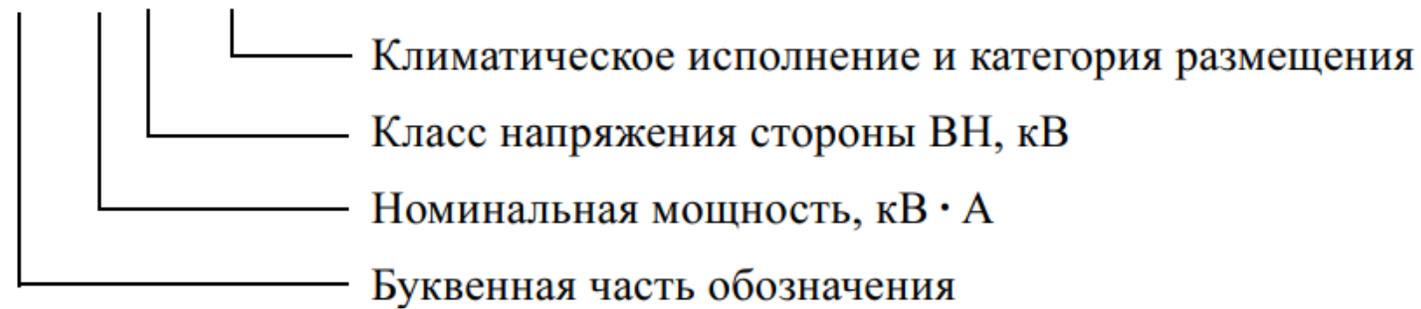


Структурная схема теплоэлектростанции

ОБОЗНАЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА

Согласно ГОСТ Р 52719-2007 структурная схема условного обозначения трансформаторов и автотрансформаторов имеет следующий вид:

$X - X/X - X$



Буквенная часть:

- А — автотрансформатор;
- О или Т — однофазный или трехфазный трансформатор;
- Р — расщепленная обмотка НН.

Буквы условного обозначения видов охлаждения:

- З — трансформатор с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;
- Л — трансформатор с литой изоляцией;
- Т — трехобмоточный трансформатор (для двухобмоточного трансформатора букву не указывают);
- Н — трансформатор с РПН;
- С — трансформатор собственных нужд электростанций.

В нормативных документах на конкретные трансформаторы могут быть предусмотрены дополнительные буквенные обозначения после букв, перечисленных выше.

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

К **основным параметрам трансформатора** относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора $S_{\text{ном}}$ называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за **номинальные условия** охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (для климатического исполнения У: среднесуточная не более 30 °С, среднегодовая не более 20°С), а для трансформаторов с масляно-водяным охлаждением температура воды у входа в охладитель принимается не более 25 °С.

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальные напряжения обмоток $U_{\text{ном ВН}}$, $U_{\text{ном НН}}$ ($+U_{\text{ном СН}}$) – это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора.

Для трехфазного трансформатора – это его линейное (междуфазное) напряжение.

Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду – это $U/\sqrt{3}$.

При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе.

Коэффициент трансформации трансформатора n определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений

$$n = \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}}$$

В автотрансформаторах определяется коэффициент трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальными токами трансформатора $I_{\text{ном ВН}}, I_{\text{ном НН}} (+ I_{\text{ном СН}})$ называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора. Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания $u_{\text{к}}$ – это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному. В автотрансформаторах $u_{\text{к}}$ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке.

$u_{\text{к}}$ характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора. Поскольку индуктивное сопротивление обмоток значительно выше активного, то $u_{\text{к}}$ в основном зависит от реактивного сопротивления, т. е. взаимного расположения обмоток, их высоты ширины канала между ними. Величина $u_{\text{к}}$ регламентируется ГОСТ в зависимости от напряжения и мощности трансформаторов. Чем больше высшее напряжение и мощность трансформатора, тем больше $u_{\text{к}}$. Увеличивая значение $u_{\text{к}}$, можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформаторов.

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Ток холостого хода I_x характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции. Ток холостого хода выражается в процентах номинального тока трансформатора. В современных трансформаторах с холоднокатаной сталью токи холостого хода имеют небольшие значения.

Потери холостого хода ΔP_x и **короткого замыкания** ΔP_k определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь стали на перемагничивание и вихревые токи. Для их уменьшения применяются электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками.

Потери короткого замыкания состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др.). Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше относительные потери в нем.

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Сравнение основных параметров трансформаторов разной мощности

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Высшее напряжение, кВ	Ток х. х. трансформатора $I_{\text{ном}}$, %	Напряжение трансформатора $U_{\text{ном}}$, %	Потери, %	
				$P_{\text{ХХ}}$	$P_{\text{КЗ}}$
100	10	2,6	4,5	0,31	2,0
1000	35	1,5	6,5	0,24	1,2
10000	110	0,3	10,5	0,12	0,65
100000	220	0,5	13,5	0,06	0,33

С увеличением мощности трансформатора ток ХХ резко уменьшается, уменьшаются также потери ХХ и КЗ. Это свидетельствует в пользу применения более мощных и экономичных трансформаторов. Снижение потерь в трансформаторах – большая народнохозяйственная задача.

Трансформаторы являются крупным потребителем реактивной мощности в системе, они используют от 40% до 50% всей реактивной мощности.

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Обмотки трансформаторов имеют обычно соединения:

звезда – Y , звезда с выведенной нейтралью – Y_0 и треугольник – Δ .

Сдвиг фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток (E_1 и E_2) принято выражать условно группой соединений.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений, причем при схемах соединения обмоток Y/Y можно получить любую четную группу (2, 4, 6, 8, 10, 0), а при схеме Y/Δ – или Δ/Y – любую нечетную группу (1, 3, 5, 7, 9, 11).

По схеме и группе соединений наиболее часто используемые

$Y/Y-0$, Y/Y_0-0 , $Y/\Delta-11$, $Y_0/\Delta-11$, $\Delta/\Delta-0$, $Y_0/Y/\Delta-0-11$

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Система охлаждения трансформатора является основной его частью и включает в себя систему внутреннего охлаждения, обеспечивающего передачу тепла от обмоток, остова и конструктивных элементов в окружающую среду в сухих трансформаторах и к маслу в масляных трансформаторах. Кроме того, масляные трансформаторы имеют систему наружного охлаждения, обеспечивающего передачу тепла от масла в окружающую или охлаждающую среду.

Потери мощности трансформатора пропорциональны его мощности в степени $3/4$, а поверхность охлаждения пропорциональна мощности в степени $1/2$. Следовательно, по мере увеличения мощности трансформатора потери мощности увеличивается быстрее, чем поверхность охлаждения, а значит целесообразно применять более эффективные системы охлаждения. Соответствие условных обозначений некоторых видов систем охлаждения, принятых по ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Системы охлаждения трансформаторов

Условное обозначение вида охлаждения		Вид системы охлаждения трансформатора
ГОСТ	МЭК	
Сухие трансформаторы		
С	AN	Естественное воздушное при открытом исполнении
СЗ	ANAN	Естественное воздушное при защищенном исполнении
СГ		Естественное воздушное при герметичном исполнении
СД	ANAF	Воздушное с принудительной циркуляцией воздуха
Масляные трансформаторы		
М	ONAN	Естественная циркуляция воздуха и масла
Д	ONAF	Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла
ДЦ	OFAF	Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла
НДЦ	ODAF	Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла
Ц	OFWF	Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла
Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком		
Н	LNAF	Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком
НД	LNAF	Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха
ННД	LFAP	Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и с направленным потоком жидкого диэлектрика
-	G	Трансформаторы с элегазовой изоляцией

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Наиболее простая система охлаждения – **естественное воздушное охлаждение** за счет конвекции воздуха. Такие трансформаторы называют **сухими**. Обычно номинальная мощность сухих трансформаторов не 29 превышает 1600 кВА (может быть увеличена за счет принудительного обдува до 3150 кВА), и номинальное напряжение не превышает 20 кВ.

Существуют перспективные разработки сухих трансформаторов на мощность до 16000 кВА на напряжение 110 кВ.

Отличительная особенность сухих трансформаторов в эксплуатации по сравнению с другими типами охлаждения – экологичность, взрыво- и пожаробезопасность, простота и минимум обслуживания.

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Следующая наиболее широко распространенная группа – **масляные трансформаторы**. Системы охлаждения таких трансформаторов имеют различные модификации.

Естественная циркуляция воздуха и масла («М»). В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается маслу, циркулирующему по баку и радиаторам, а затем окружающему воздуху. Обычно изготавливаются на номинальную мощность до 16 МВА.

Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла («Д») применяется для трансформаторов с номинальной мощностью от 10 до 100 МВА. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб помещают вентиляторы. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. В соответствии с ПТЭЭСС, электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55°C или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаться при понижении температуры масла до 50°C , если при этом ток нагрузки менее номинального. Условия работы трансформаторов с отключенным дутьем определяются заводской инструкцией.

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла («ДЦ») применяется для трансформаторов с номинальной мощностью более 63 МВА. Охладители-радиаторы состоят из тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря высокой скорости циркуляции масла, большой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Такая система охлаждения позволяет значительно уменьшить габаритные размеры трансформаторов. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора, при этом трансформатор может находиться в здании, а радиатор снаружи.

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Масляно-водяное охлаждение трансформаторов с принудительной циркуляцией масла («Ц») принципиально устроено так же, как охлаждение типа «ДЦ», но в отличие от последнего охладители в этой системе состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло. Эта система охлаждения эффективна, но имеет довольно сложное конструктивное исполнение и поэтому применяется для мощных трансформаторов (160 МВА и более).

В соответствии с ПТЭЭСС на трансформаторах и реакторах с охлаждением вида ДЦ и Ц устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора или реактора. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки.

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

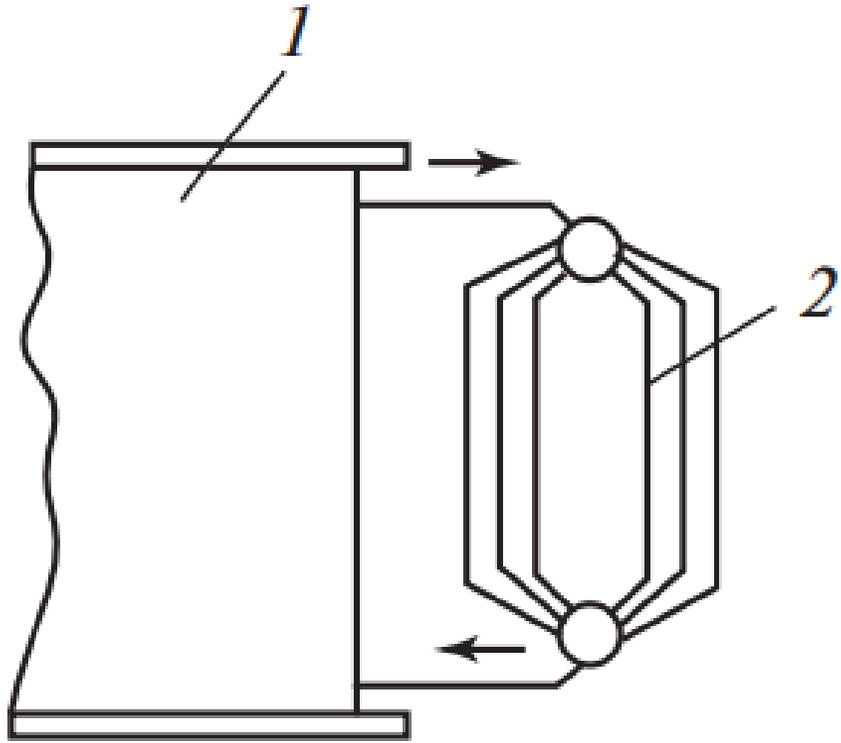


Схема системы охлаждения с естественной циркуляцией масла:

- 1 — бак трансформатора;*
- 2 — радиаторы охладителя*

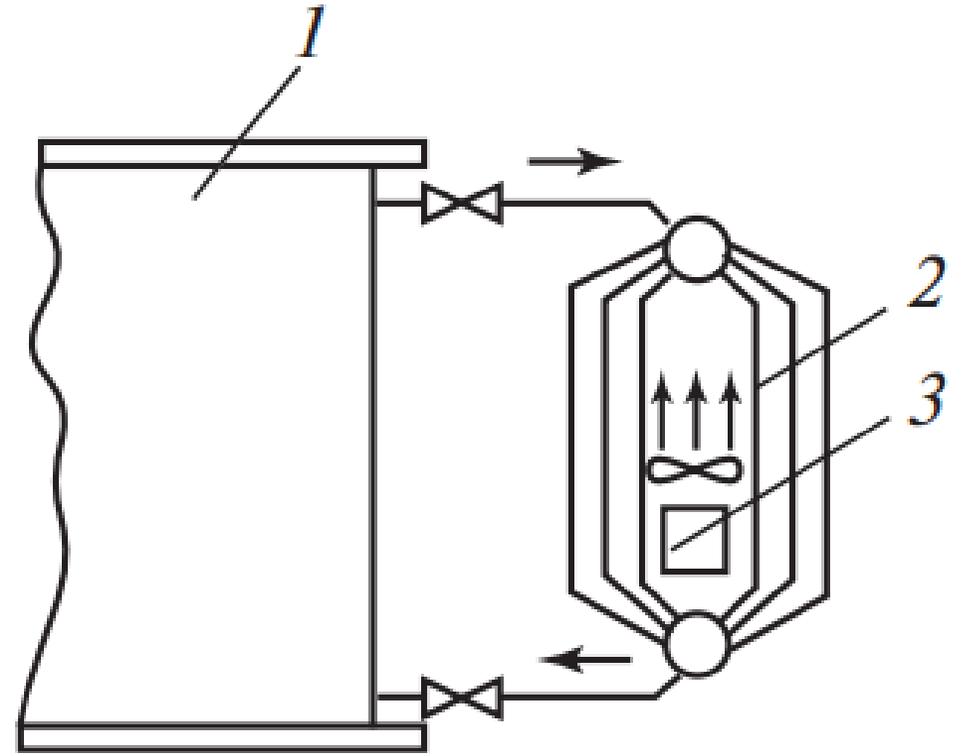


Схема системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла:

- 1 — бак трансформатора;*
- 2 — радиаторы охладителя;*
- 3 — вентилятор обдува*

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

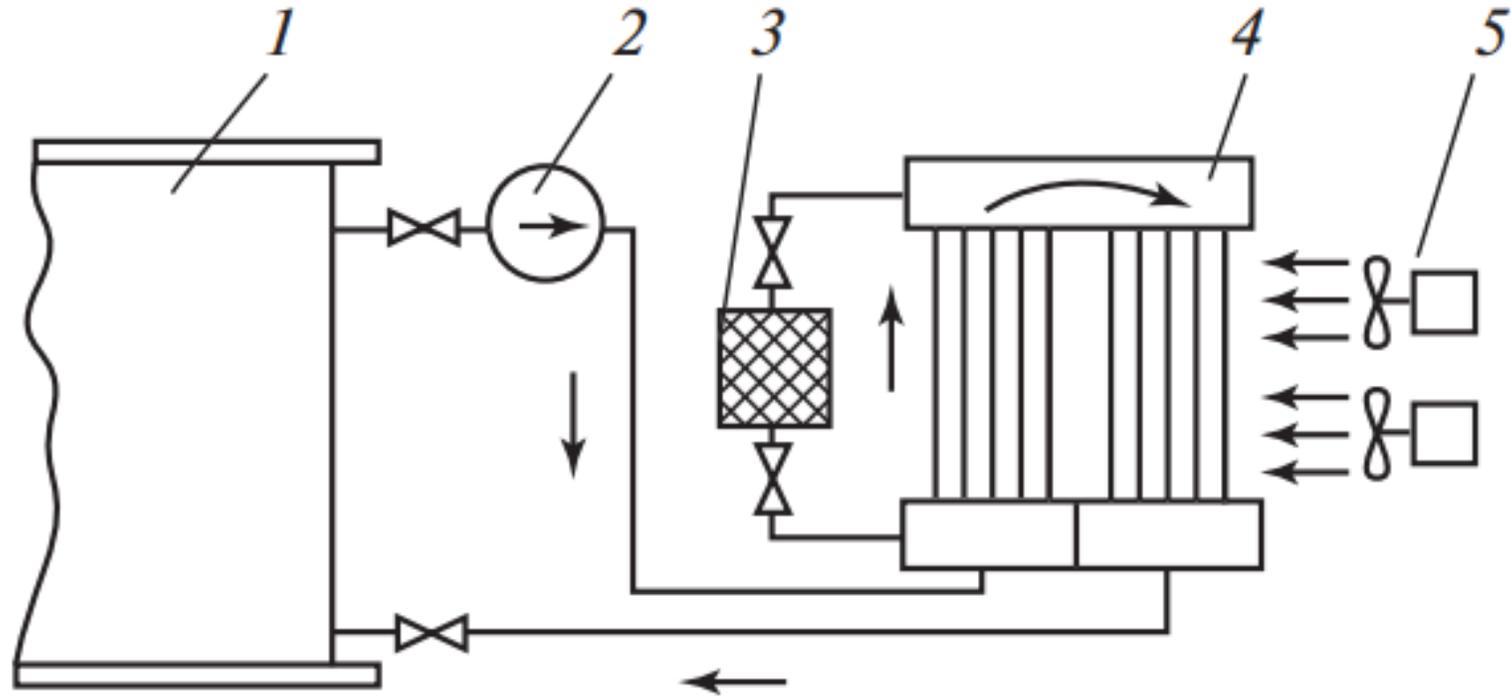


Схема масляного охлаждения с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители:

*1 — бак трансформатора; 2 — масляный электронасос; 3 — адсорбционный фильтр;
4 — охладитель; 5 — вентилятор обдува*

ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Не допускается эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

Включение масляных трансформаторов на номинальную нагрузку допускается (ПТЭЭСС):

- с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха;
- с системами охлаждения ДЦ и Ц при значениях температуры окружающего воздуха не ниже минус 25°С. При более низких значениях температуры трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25°С, после чего должна быть включена система циркуляции масла.

В аварийных условиях допускается включение трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха.

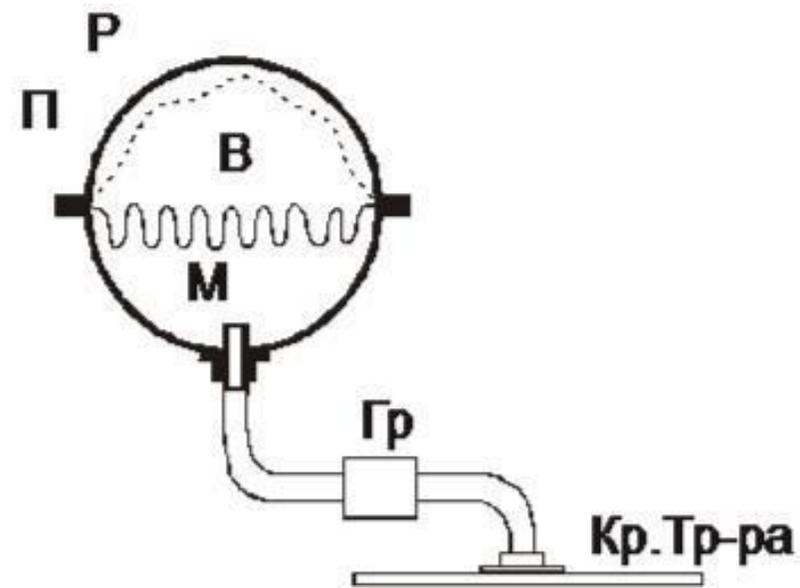
ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Поскольку атмосфера негативно влияет на свойства трансформаторного масла (кислород разлагает и окисляет масло, продукты окисления и влага ухудшают диэлектрические свойства масла), то принимаются меры по **защите масла**.

При конструировании систем защиты масла учитывается, что колебания температуры масла и окружающего воздуха, сопровождаются изменением объема масла в трансформаторе примерно на 10%. Согласно ГОСТ Р 52719-2007, масляные трансформаторы мощностью 25 кВ·А и более должны быть снабжены **расширителем** или другой защитой, предохраняющей масло от непосредственного контакта с окружающим воздухом.

В трансформаторах классов напряжения 110 и 150 кВ мощностью 25 МВ·А и более и всех трансформаторах классов напряжения 220 кВ и выше масло должно быть полностью защищено от контакта с окружающим воздухом посредством **пленочной защиты**.

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА



*Пленочная защита
трансформаторного масла:*

Кр. Тр-ра – крышка трансформатора;

ГР – газовое реле;

Р – расширитель;

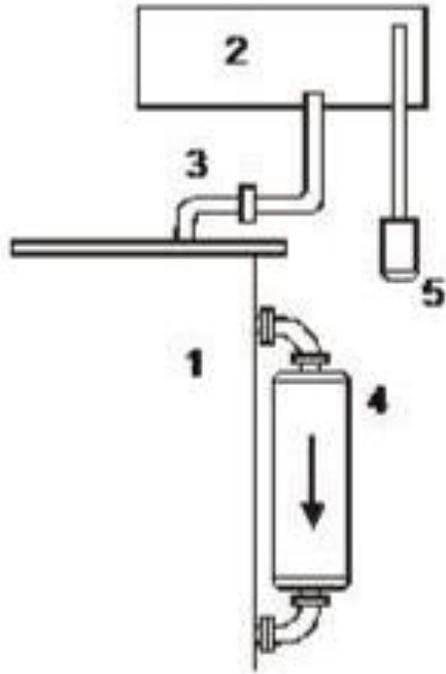
М – масло;

В – воздух;

П – пленка, разделяющая масло и воздух

Устройство пленочной защиты состоит из гибкой эластичной оболочки, уложенной внутри расширителя и повторяющей его форму. Оболочку изготовляют из маслостойкой прорезиненной ткани, обладающей малой воздухо- и влагопроницаемостью. Нижняя часть расширителя под гибкой оболочкой заполнена маслом. Между стенками расширителя и гибкой оболочкой воздух отсутствует; оболочка плотно прилегает к поверхности масла и стенкам расширителя. При температурных колебаниях уровня масла в расширителе прилегающая к поверхности масла сторона оболочки следует за ним. Поплавок стрелочного маслоуказателя расположен внутри оболочки, опирается на ее поверхность, прилегающую к маслу, и повторяет ее перемещения, позволяя, тем самым, контролировать уровень масла в расширителе.

ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА



Термосифоны для сушки масла трансформатора:

- 1 – бак трансформатора;*
- 2 – расширитель; 3 – газовое реле;*
- 4 – термосифонный фильтр;*
- 5 – воздухоосушитель на дыхательной трубке*

Трансформаторы мощностью 1 МВА и более и реакторы должны эксплуатироваться с **системой непрерывной регенерации масла** в термосифонных или адсорбционных фильтрах (ПТЭ).

Термосифонный фильтр (ТСФ) – это сосуд, наполненный адсорбентом – обычно силикагелем или алюмогелем – веществом, впитывающим в свои поры влагу, но не вступающим с ним в химическую реакцию. Когда силикагель насытится водой, его заменяют на свежий, а влажный сушат при температуре 400 – 500°С. При насыщении силикагеля влагой индикатор меняет цвет. За цветом индикатора можно наблюдать через окно ТСФ. Масло циркулирует через ТСФ естественным путем: горячее масло поступает сверху ТСФ и, остывая, опускается вниз, отдавая по пути влагу силикагелю.

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции.

Длительная работа трансформатора (ГОСТ Р 52719-2007 устанавливает полный срок службы силовых трансформаторов не менее 30 лет) гарантируется при соблюдении нормированных условий: $S = S_{\text{НОМ}}$ ($I = I_{\text{НОМ}}$); $U = U_{\text{НОМ}}$; $\theta_{\text{охл}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Как правило, условие $U \approx U_{\text{НОМ}}$ обеспечивается схемой и режимом работы электрической сети.

В соответствии с ПТЭ допускается **продолжительная работа трансформаторов** (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10% выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего.

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при **перегрузке трансформаторов**. Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального. Кроме того, в зависимости от режима работы допускаются бóльшие перегрузки.

Перегрузки делятся на **длительные** (систематические и аварийные) и **кратковременные** (аварийные).

Длительные перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются **систематическими перегрузками**.

Длительные перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого либо элемента системы электроснабжения, называются **аварийными перегрузками**.

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

Допустимость длительных систематических и аварийных перегрузок масляных трансформаторов при их эксплуатации регламентируется ГОСТами на конкретный вид трансформатора (например, ГОСТ 14209-85) и заводской инструкцией, а в зарубежной практике используют стандарты IEEE/ANSI std C.51/91-1995, IEC60076-7.

Допустимость систематических перегрузок лимитируется износом изоляции, требуется, чтобы средний относительный износ $L_{cp} < 1$, при этом вводятся дополнительные ограничения (для трансформаторов мощностью до 100 МВА): температура наиболее нагретой точки $\theta_{н.н.т.} < 140$ °С, температура верхних слоев масла $\theta_{м} < 95$ °С, мощность (ток) $S < 1,5S_{ном}$ (могут быть дополнительные ограничения, связанные с вводами трансформатора и устройством РПН).

Допустимость аварийных перегрузок лимитируется не износом изоляции, а предельно допустимыми температурами обмотки и масла: $\theta_{н.н.т.} < 140$ °С при номинальном напряжении более 110 кВ и $\theta_{н.н.т.} < 160$ °С при номинальном напряжении 110 кВ и менее, $\theta_{м} < 115$ °С, мощность (ток) $S < 2,0S_{ном}$. В IEC60076-7 для трансформаторов мощностью более 100 МВА рекомендуются меньшие значения перегрузок.

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в пределах, установленных ПТЭЭСС.

Допустимые кратковременные перегрузки согласно ПТЭЭСС представлены в таблице.

Допустимые кратковременные перегрузки трансформаторов

Масляные трансформаторы:

перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы:

перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

Одним из главных показателей трансформаторов является величина допустимого тока КЗ и его допустимая длительность, которая определяется, как

$$t = \frac{900}{k_p},$$

где k_p – кратность наибольшего расчетного тока КЗ. Его величина дана в таблице.

Допустимые токи КЗ и их длительность в трансформаторах

Напряжение КЗ, %	Кратности установившегося тока КЗ	Допустимая длительность протекания тока КЗ, с
4,0	25	1,45
5,0	20	2,25
5,5	18	2,80
6,5	15,5	3,75
7,0	14,3	4,40
7,5 и более	13,3 и менее	5,00

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов **фактические нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристики масла и параметры изоляции** должны находиться в допустимых пределах, указанных в технической документации.

Устройства охлаждения, регулирования напряжения, системы контроля основных параметров и другие элементы при эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны находиться в исправном состоянии.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Организация эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов (далее трансформаторного оборудования) должна включать:

- постоянный и периодический контроль;
- организацию технического обслуживания;
- ведение технической документации;
- периодическое техническое освидетельствование;
- контроль соблюдения установленных техническими нормами сроков проведения среднего и капитального ремонтов оборудования в зависимости от его технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром;
- организацию расследования нарушений в эксплуатации;
- ведение учета технологических нарушений в работе.

На каждом объекте электроэнергетики должны быть определены уполномоченные за состояние и безопасную эксплуатацию трансформаторов лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Все трансформаторное оборудование, входящее в состав объекта электроэнергетики, должно подвергаться **периодическому техническому освидетельствованию**. Его проводят по истечению установленного нормативной и технической документацией (назначенного) срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечают срок проведения последующего освидетельствования на основании действующих нормативных и технических документов, но не реже одного раза в пять лет.

Техническое освидетельствование производится **комиссией объекта электроэнергетики**, возглавляемой техническим руководителем объекта электроэнергетики или его заместителем. В комиссию включают руководителей и специалистов структурных подразделений объекта электроэнергетики, представителей служб энергосистемы, специалистов специализированных организаций и специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти (по согласованию).

Задачей технического освидетельствования является оценка технического состояния и определение мер, необходимых для обеспечения остаточного ресурса трансформаторного оборудования.

В **объем периодического технического освидетельствования** трансформаторного оборудования должны быть включены наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности. Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в **технический паспорт трансформатора**. Эксплуатация трансформаторного оборудования с аварийными дефектами, выявленными в процессе технического освидетельствования, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования **не допускается**.

ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Задачами технического обслуживания трансформаторного оборудования являются:

- обеспечение надежности и работоспособности;
- постоянный и периодический контроль технического состояния;
- планирование работ по техническому обслуживанию;
- обеспечение единства измерений;
- оценка технического состояния;
- определение необходимости и срока проведения ремонтов;
- ведение технических и эксплуатационных документов;
- определение необходимости замены.

ДОКУМЕНТАЦИЯ НА ТРАНСФОРМАТОРЫ

На каждую единицу трансформаторного оборудования необходимо иметь следующие документы:

- паспорт трансформатора и комплектующих его изделий;
- техническое описание и руководство завода-изготовителя по эксплуатации;
- инструкцию по транспортированию, монтажу и вводу в эксплуатацию;
- техническое описание и инструкцию по эксплуатации и ремонту:
 - а) системы охлаждения; б) переключающего устройства и его привода; в) указателя уровня масла;
 - г) встроенных трансформаторов тока; д) газового реле; е) фильтров, в том числе осушителей воздуха;
 - ж) других приборов, установленных на трансформаторном оборудовании;
- протоколы испытаний: заводских, монтажных; до- и послеремонтных;
- акты приемки после монтажа и ремонта; протоколы осмотра активной части и другая ремонтная документация;
- протоколы текущих испытаний трансформаторного оборудования, вводов, устройств РПН, а также, при их наличии, протоколы (отчеты) по комплексным диагностическим обследованиям;
- акты расследования нарушений в работе объекта электроэнергетики, связанных с данным трансформаторным оборудованием;
- эксплуатационный лист (вносятся данные по режимам и условиям эксплуатации);
- акты технического освидетельствования трансформаторного оборудования.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Технология оценки состояния трансформаторов подразумевает следующее:

- используя методы оперативной диагностики (диагностика на работающем оборудовании), определяют текущее состояние оборудования;
- при подозрении на наличие дефекта проводят дополнительные испытания без вывода из работы, ставят оборудование на учащенный контроль;
- при подтверждении наличия дефекта планируют вывод оборудования из работы, оборудование также находится на учащенном контроле;
- на отключенном оборудовании проводят дополнительные испытания для подтверждения диагноза, локализации дефекта и т.п.
- по возможности устраняют дефект и при необходимости проводят повторные испытания.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Контроль трансформаторного оборудования и его составных частей (вводов, устройств регулирования напряжения, систем охлаждения и прочих) осуществляет оперативный персонал объекта электроэнергетики в соответствии с СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Технические требования к силовым трансформаторам класса напряжения 110 кВ
Технические требования к силовым трансформаторам и автотрансформаторам класса напряжения 220 кВ
Технические требования к силовым трансформаторам и автотрансформаторам класса напряжения 330 кВ
Технические требования к силовым трансформаторам и автотрансформаторам класса напряжения 500 кВ
Технические требования к силовым автотрансформаторам класса напряжения 750 кВ

2.12	Требования к нагрузочной способности Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки	ГОСТ Р 52719, ГОСТ 14209, СТО 56947007-29.180.01.116-2012; согласно Приказа Минэнерго России от 08.02.2019 № 81	Требования ПАО «ФСК ЕЭС»; ГОСТ Р 52719, пункт 6.2; ГОСТ 14209; СТО 56947007-29.180.01.116-2012; Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81
2.13	Требование к стойкости при коротком замыкании: - до 40,0 МВ·А включительно - свыше 40,0 МВ·А	Испытание по ГОСТ 20243 или расчетное сравнение с испытанным прототипом. Испытание по ГОСТ 20243 или расчетное обоснование по РД 16.431	Требование ПАО «ФСК ЕЭС»; ГОСТ Р 52719, пункт 9.3.2.4

4 Технические требования к силовым трансформатора класса напряжения 110 кВ

№ п/п	Наименование параметра	Требование по нормативному документу, специальное требование заказчика	Нормативный документ
1	2	3	4
1	Условия эксплуатации		
1.1	Тип трансформатора	*	
1.2	Номинальные напряжения сети, кВ	110	ГОСТ 721
1.3	Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	126	ГОСТ 721
1.4	Климатическое исполнение	У; УХЛ; ХЛ	ГОСТ Р 52719, пункт 4.2.1; ГОСТ 15150, пункт 2.1, таблица 1
1.5	Категория размещения	1; 2; 3; 4	ГОСТ Р 52719, пункт 4.2.1; ГОСТ 15150, пункт 2.7, таблица 2

ОСМОТР ТРАНСФОРМАТОРОВ

Осмотр трансформаторов без отключения производят в сроки, установленные техническим руководителем объекта электроэнергетики.

При осмотрах трансформаторного оборудования **следует проверять:**

- состояние фарфоровых изоляторов, крышек высоковольтных вводов, установленных на трансформаторах разрядников, определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений;
- целостность и исправность манометров (в системах охлаждения), устройств пленочной и азотной защиты, герметичных вводов, термосигнализаторов и термометров, указателей масла, газовых реле, мембраны выхлопной трубы; замену мембраны производить на аналогичную, изготовленную заводом-изготовителем;
- положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю;
- состояние предохранительных клапанов;
- состояние индикаторного силикагеля в осушителях воздуха, наличие масла в масляном затворе;

ОСМОТР ТРАНСФОРМАТОРОВ

- состояние фланцевых соединений маслопроводов (наличие течи масла) системы охлаждения, бака и других узлов: вводов, устройств РПН, термосифонных фильтров;
- отсутствие течей масла и механических повреждений на трансформаторе и его узлах;
- исправность элементов заземляющего устройства;
- исправность системы охлаждения;
- уровень масла в расширительных баках трансформатора, устройства РПН и вводов;
- давление масла в герметичных вводах;
- показания счетчика переключений устройств РПН;
- состояние контактных соединений заземления бака;
- давление масла и воды в системах охлаждения ДЦ, Ц, НЦ;
- исправность сигнализации циркуляции масла, охлаждающей воды, останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания.

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Профилактические испытания проводятся

- при вводе в эксплуатацию;
- между ремонтами.

Программой испытаний при сдаче в ремонт должны предусматриваться:

- наружный осмотр трансформатора с выявлением дефектов и составлением ведомости дефектации;
- испытания бака трансформатора на плотность;
- испытания пробы трансформаторного масла (физико-химический анализ);
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле;
- проверка изоляционных характеристик (R_m , $\text{tg}S$);
- измерение сопротивления КЗ (Z_K) трансформатора;
- измерение сопротивления холостого хода при малом напряжении.

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Таблица 6 – Допустимые значения контролируемых в эксплуатации параметров и периодичность проведения испытаний и измерений

Контролируемый параметр	Допустимое значение	Периодичность контроля
Влагосодержание твердой изоляции трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов	Для вновь вводимых в эксплуатацию и прошедших капитальный ремонт – не выше 1 % по массе. В эксплуатации – не выше 2 % по массе.	Первый раз – через 10-12 лет после включения, в дальнейшем – 1 раз в 4-6 лет. Влагосодержание в процессе эксплуатации допускается не измерять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т. Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем по результатам измерений тангенса диэлектрических потерь изоляции обмоток и масла при прогреве оборудования до 60°C.

Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов	Для вновь вводимых в эксплуатацию и прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения, не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшений более чем на 50 %; Измеренные значения тангенса угла диэлектрических потерь не превышающие 1 % при температуре изоляции 20°C и выше считаются удовлетворительными. Измерения должны производиться при температуре изоляции не ниже: - 10°C – у оборудования напряжением до 150 кВ включительно; - 20°C – у оборудования напряжением от 220 до 750 кВ; - 60°C для всего оборудования при выполнении оценки влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.	Измерения производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.
Сопротивление обмоток постоянному току:	Значения сопротивлений не должны отличаться от исходных значений более чем на: - 2 % для трехфазных трансформаторов на одинаковых от ветвлениях разных фаз при одинаковой температуре - 5 % для однофазных трансформаторов после температурного пересчета	Измерения проводятся при комплексных испытаниях трансформатора.

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Таблица 7 – Граничные концентрации растворенных в масле газов

	Концентрации газов, %об.						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Трансформаторы напряжением 110-500 кВ	0.01	0.01	0.001	0.01	0.005	0.05* 0.06	0.6(0.2) * 0.8(0.4)
Трансформаторы напряжением 750 кВ	0.003	0.002*	0.001	0.002	0.001	0.05	0.40
Реакторы напряжением 750 кВ	0.01	0.003	0.001	0.001	0.002	0.05	0.40

* для CO - в числителе приведено значение для трансформаторов с азотной или пленочной защитами масла, в знаменателе - для трансформаторов со свободным дыханием; для CO₂ - в числителе приведены значения для трансформаторов со свободным дыханием при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе - свыше 10 лет, в скобках приведены те же данные для трансформаторов с пленочной или азотной защитами масла.

5. Содержание механических примесей: %, не более (класс чистоты, не более)	Трансформаторное оборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	Отсутствие (13) 0,0020 (11)	Отсутствие (13) 0,0030 (12)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь, в процентах, не более, при температуре 70°C/90°C	Силовые трансформаторы высоковольтные вводы: 110-150 кВ включительно 220-500 кВ включительно 750 кВ	8/12 5/8 2/3	10/15 7/10 3/5	Проба масла дополнительной обработке не подвергается Норма tgδ при

Таблица 8 – Показатели качества эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния масла	предельно допустимое	
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Трансформаторное оборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 до 150 кВ включительно от 220 до 500 кВ включительно 750 кВ	- - 40 50 60	20 25 35 45 55	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые трансформаторы	Снижение более чем на 5°C в сравнении с предыдущим анализом	125	
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы Силовые трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,0015 (15) -	0,0025 (25) 0,0030 (30)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вид испытания	Периодичность	Назначение (выявляемые отклонения)
Проверка коэффициента трансформации	П, К	Определяют соответствие расчетному значению. Неправильное подсоединение отводов РПН; неправильная установка привода ПБВ.
Проверка группы соединения обмоток и полярности выводов	П, К	Неправильно выполненная маркировка вводов трансформатора; неправильное подсоединение отводов обмоток к вводам
Измерение потерь холостого хода	П, К	Выявление возможных витковых замыканий в обмотках, замыканий в элементах магнитопровода и замыканий магнитопровода на бак трансформатора
Измерение сопротивления обмоток постоянному току	П, К	Выявление неисправностей и дефектов в обмоточных проводах, в паяных соединениях обмоток, в контактных соединениях отводов, переключающих устройствах.
Параметры изоляции (сопротивление, тангенс угла диэлектрических потерь)	П, К, Т, М	Выявление местных увлажнений, загрязнений и повреждений изоляции; попаданий в изоляционный промежуток токопроводящих элементов и др.
Измерение сопротивления короткого замыкания	П, К, М	Выявление возможных механических деформаций обмоток.
Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов	М	Определяют степень соответствия стандарту. Выявление старения масла, наличия механических примесей, влаги.
Анализ газов, растворенных в масле	П, К, М 1 раз в 6 месяцев	Выявление перегревов, электрических разрядов и других дефектов

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для трансформаторного маслонаполненного электрооборудования разработано множество **методов диагностики и испытаний**.

Комплексная диагностика всегда начинается с методов, которые позволяют получить данные о состоянии оборудования в режиме реального времени. Затем анализируются данные, полученные с большим периодом, и проводятся дополнительные мероприятия по получению необходимой информации для принятия решения.

Комплексная диагностика силовых маслонаполненных трансформаторов всегда начинается с данных **анализа растворенных в масле газов** (АРГ), так как это испытание проводится наиболее регулярно (практически в режиме реального времени) и наиболее «чутко» позволяет следить за процессами, происходящими в маслонаполненном оборудовании. Данный метод позволяет сделать прогноз о наличии дефекта и его характере, сделать выводы о скорости развития дефекта. Но, как правило, не определяет место локализации дефекта.

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Второй по популярности и эффективности метод – **контроль теплового состояния трансформатора и вводов**. При использовании тепловизионного оборудования данный метод позволяет определить наличие мест перегрева, как на баке трансформатора, так и во вводах и контактных соединениях.

Третий метод – **контроль интенсивности частичных разрядов**, позволяющий выявить, а достаточно часто и локализовать дефекты изоляции.

Следующий метод – **ультрафиолетовый контроль** – является новым и пока не нашел заметного распространения в России, но весьма эффективен для определения состояния внешней изоляции вводов по наличию коронных разрядов, хорошо заметных в ультрафиолетовом спектре.

Также проводится **вибрационное обследование** с целью определения состояния прессовки обмоток и магнитопровода, общего состояния конструкции трансформатора, а также маслонасосов системы охлаждения.

Как дополнительный метод для подтверждения наличия дефекта используется **физико-химический анализ масла**.

МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Следует отметить, что существуют **специальные разработки по системам мониторинга и управлением режимами трансформаторов**. Они предназначены для решения задач непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов в нормальных, предаварийных и аварийных режимах; прогнозирования технического состояния трансформаторов; управления системой охлаждения различного типа; и др.

Методы испытаний, проводимые на отключенном трансформаторе также совершенствуются, например, для определения механических деформаций обмоток вместо определения сопротивления короткого замыкания, проводимого на частоте 50 Гц, используют более чувствительный метод частотного анализа, при котором определяются передаточные функции обмоток трансформатора на частотах от 10 Гц до 4 МГц.

МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

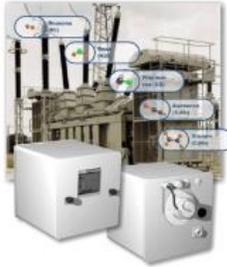
Hydrocal 1001



Hydrocal 1003



Hydrocal 1005



Hydrocal 1008



Balckbox



Vaisala



Анализаторы системы мониторинга Almasense



Структурная схема системы мониторинга Almasense

Датчики на трансформаторе



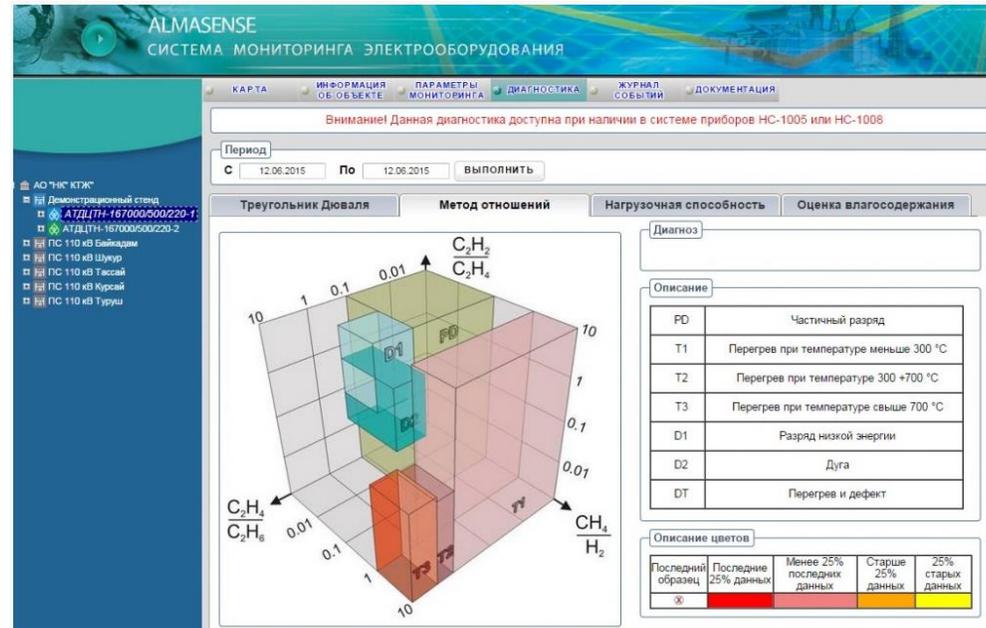
Преобразователи интерфейсов



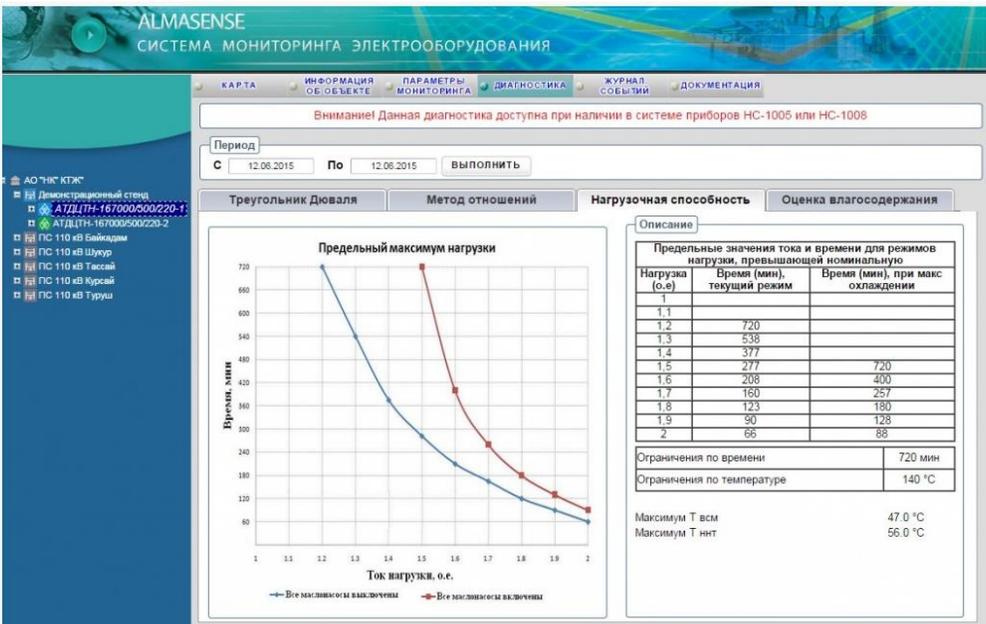
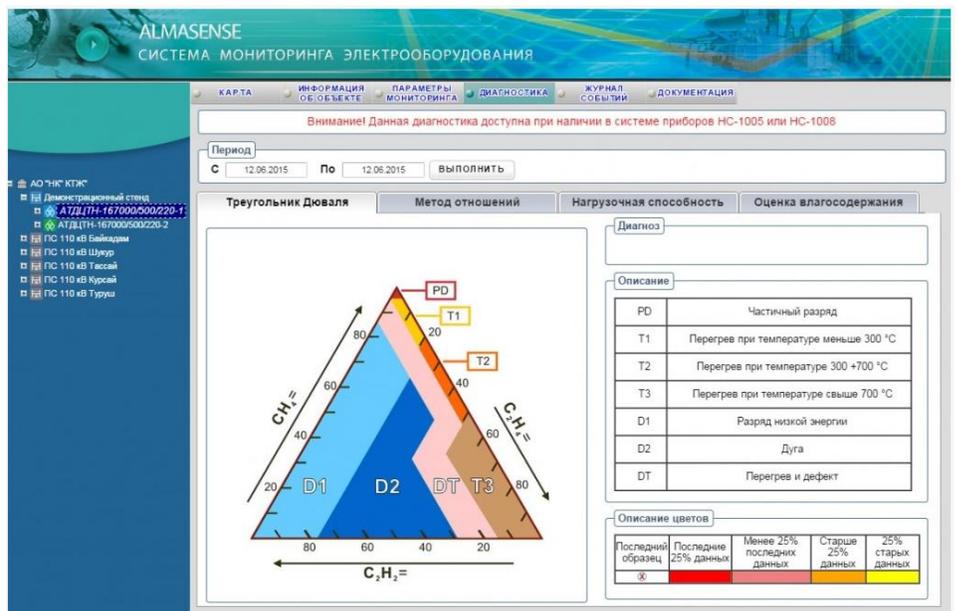
Промышленный компьютер



МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРАМИ



Примеры интерфейса программы системы мониторинга Almasense



МОНИТОРИНГ И УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Контролируемые параметры

Высоковольтные вводы

- тангенс $Tg\delta$
- ёмкость $C1$
- небаланс токов проводимости
- фаза небаланса

Магнитопровод

- температура магнитопровода

Масло

- газосодержание
- влагосодержание
- температура верхних слоев
- температура нижних слоев
- температура образования пузырьков
- определение вида развивающегося дефекта

РПН

- текущее положение
- температура масла РПН
- количество переключений
- ток двигателя привода
- длительность переключения
- оценка остаточного ресурса
- управление РП

Обмотки

- температура ННТ
- оценка деформации обмотки
- прямое измерение температуры обмотки

ТТ и ТН

- напряжение по сторонам
- рабочий ток
- мощность (активная, реактивная)
- $\cos \varphi$
- нагрузочная способность
- временные превышения напряжения
- осциллографирование
- потери XX и КЗ

Система охлаждения

- температура масла на входе и выходе охладителя
- контроль расхода масла в охладителях
- подсчет моточасов и пусков
- оценка эффективности системы охлаждения
- управление системой охлаждения (д, дЦ, Ц, М/д/дЦ)

Бумажная изоляция

- влагосодержание
- степень полимеризации
- оценка состояния изоляции
- уровень ЧР
- скорость старения

Защитные устройства

- указатели уровня масла
- индикаторы температуры масла и обмотки
- реле Бухгольца
- отсечной клапан
- предохранительные клапаны
- струйное реле

*ИКОМ-Т -
комплексное решение
для
трансформаторного
оборудования,
включающее прибор
анализа
растворенных газов,
ШАОТ, систему
мониторинга и
диагностический Web-
сервис от одного
производителя*

ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

5.5 Требования к персоналу, проводящему техническое обслуживание трансформаторного оборудования

- К работе на объектах электроэнергетики допускаются лица старше 18 лет, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности.

- **Обязательные формы работы** с различными категориями работников:

- вводный, целевой, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый инструктажи по безопасности труда, инструктаж по пожарной безопасности;
- подготовка (стажировка) по должности или профессии с обучением на рабочем месте;
- дополнительное профессиональное образование, повышение квалификации;
- проверка знаний, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности и других государственных норм и правил;
- дублирование;
- специальная подготовка;
- контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;

- Электротехнический (электротехнологический) персонал должен пройти **проверку знаний правил** нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности. Периодическую проверку знаний правил и норм рабочих всех категорий должна производиться **не реже одного раза в год**.

УСТАНОВКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

ПУЭ. Глава 4.2. (пп. 4.2.203-4.2.236). УСТАНОВКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

- Установка трансформаторов должна обеспечивать **удобные и безопасные условия его осмотра** без снятия напряжения.
- **Фундаменты трансформаторов** напряжением 35—500 кВ должны предусматривать их установку непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс.
- Трансформаторы необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование.
- **Расстояния** в свету между открыто установленными трансформаторами определяются технологическими требованиями и должны быть не менее 1,25 м.
- Между открыто установленными трансформаторами напряжением 110 кВ и выше единичной мощностью 63 МВ • А и более должны предусматриваться **разделительные перегородки** при расстояниях менее 15 м между трансформаторами или менее 25 м между трансформаторами, установленными вдоль наружных стен зданий электростанции на расстоянии от стен менее 40 м.
- **Автоматическими установками пожаротушения** оснащаются трансформаторы напряжением 500—750 кВ, напряжением 220—330 кВ с мощностью 250 МВ • А и более, напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ • А и более, устанавливаемые на ГЭС.
- Каждый масляный трансформатор, размещаемый внутри помещений, следует устанавливать в отдельной камере, расположенной на первом этаже.

ПОВРЕЖДЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Трансформатор – один из самых надежных элементов энергосистемы. Из 100 трансформаторов повреждаются лишь 3–5. Уязвимым местом трансформатора является витковая и продольная изоляции.

Распределение повреждений в трансформаторах, %

Компонент	Вид повреждения	Доля отказов к общему числу, %
Обмотки	Электрический пробой	14
	Механические деформации	10,7
	Термический износ	1,6
	Всего	26,4
Главная изоляция обмоток и отводов	Диэлектрический пробой, частичные или ползущие разряды	14
Остов, электромагнитные шунты	Перегрев, искрение в масле	8,3
Отводы РПН	Повышенный нагрев, механические повреждения	4,1
	Перегрев контактов	8,3
	Повреждение или ЧР в изоляции	5,0
	Механические нарушения	0,83
	Всего	14
Вводы	Пробой внутренней изоляции	28
	Перегрев контактных соединений	5
	Всего	33
	Итого	100

В число витковых пробоев также отнесены повреждения обмоток от их динамической неустойчивости. Это в настоящее время одна из основных причин наиболее тяжелых повреждений трансформаторов.

ПОВРЕЖДЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Системы контроля и диагностики состояния трансформаторов развиваются на основе анализа наблюдавшихся в эксплуатации отказов. Так у трансформаторов 110-750 кВ причинами 50% отказов явились повреждения внешних систем трансформаторов, в 25 % – загрязнение и старение изоляции, 16 – другие износосовые повреждения.

В последние годы до 50 % аварий происходит в трансформаторах с наработкой 15-25 лет. Основные причины отказов: снижение электрической прочности главной изоляции в результате ее увлажнения, загрязнения и старения; повреждение обмоток в результате воздействия токов КЗ или из-за распрессовки обмоток; повреждение вводов из-за понижения электрической прочности внутренней изоляции, в частности перекрытие по внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки.

Анализ отказов позволяет выделить **три направления мониторинга:**

1. Контроль нормальных режимов работы трансформатора.
2. Контроль и ограничение аномальных режимов, вызывающих повышенные или недопустимые воздействия на оборудование.
3. Контроль и диагностика состояния оборудования предупреждение отказов и опасного развития начальных повреждений.

ПОВРЕЖДЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Типы повреждений	Вероятные причины, характер развития повреждений	Опасные воздействия и их сочетания	Методы контроля, диагностики и защиты		
			мониторинг, защита	периодический контроль под напряжением	контроль с отключением напряжения
Старение главной изоляции, целлюлозной изоляции обмоток и отводов, масла	Термическое старение изоляции при $I > I_{ном}$. Загрязнение и увлажнение масла, адсорбция загрязнений верхними слоями целлюлозной изоляции	Длительные перегрузки $I > I_{ном}$. Нарушения в работе систем охлаждения и дыхания КЗ и большие толчки тока при сильном термическом износе бумаги	Контроль тока нагрузки, температуры ННТ. Расчет относительного термического износа целлюлозной изоляции	Анализ масла: общий; АРГ (CO, CO_2); содержание фуранов	Измерение $R_{из}$, $tg\sigma_{из}$ между обмотками. Оценка влагосодержания изоляции
Витковые замыкания обмоток	Возникновение ЧР, потеря электрической прочности	Рабочее напряжение, коммутационные и грозовые перенапряжения	Контроль напряжения. Защита ОПН	АРГ в масле	Измерение уровня и локализации ЧР
Деформация, распрессовка обмоток	Накопление усталости, приводящей к потере электродинамической устойчивости	КЗ с амплитудой тока $I_k > 0,9I_{кном}$. Вибрации	Контроль опрессовки обмоток по датчикам. Учет числа и амплитуды I_k с расчетом остаточного динамического ресурса	Контроль геометрии обмоток после КЗ	
				Расчет изменения Z_k по измерению $u_i, i_i, di/dt$	Метод низковольтных импульсов. Измерение $P_k Z_k$
Местные дефекты изоляции	Перегрев бумаги или масла	Ухудшение электрических контактов. Образование паразитных контуров	Повышенная температура	-	Содержание (CO, CO_2), а также фуранов в масле
	Концентрация электрического поля в главной изоляции	Дефекты конструкции и технологии. Загрязнение изоляции, в том числе продуктами разложения масла (РПН в общем баке)	Рабочее напряжение, перенапряжения. Загрязнение изоляции	Мониторинг H_2 в ответственных оборудовании	Общий анализ масла, АРГ

Методы контроля и диагностики состояния изоляции

Нарушение в работе внешних систем	Вводы	Местные дефекты. Старение изоляции Перенапряжения	Рабочее напряжение, перенапряжения Загрязнение и увлажнение изоляции	-	Контроль комплексной проводимости, $tg\sigma_{из}$, давления масла. ИК-контроль температуры поверхности вводов	АРГ, измерение ЧР $tg\sigma_{из} = f(U)$ $tg\sigma_{из} = f(t, C)$
	Защита от атмосферных, дыхание	Конструктивно-технологические недостатки. Внешние механические повреждения	Увлажнение масла в изоляции	Контроль давления в баке	Анализ масла на $U_{пр}$, $g\sigma$ и влагосодержание	Измерение $R_{из}$, $g\sigma_{из}$. Оценка влагосодержания изоляции
	Охлаждение		Токовые нагрузки $I > I_{ном}$. Высокая окружающая температура	Контроль температур верхних слоев масла, ННТ	Содержание CO, CO_2 , а также фуранов в масле	

ПОВРЕЖДЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Классификация дефектов по скорости их развития в аварию:

- медленно развивающиеся дефекты (время развития несколько лет и успешно выявляются традиционными методами диагностики), они составляют по статистике около 40% всех дефектов;

- быстро развивающиеся дефекты (время развития несколько месяцев, выявляются в основном средствами оперативной диагностики), и также они составляют около 40% всех дефектов;

- внезапные отказы (время развития несколько минут или секунд), составляют около 20%.

Эффективность выявления медленно развивающихся дефектов высока и составляет около 95-99 %. Эффективность выявления внезапных отказов равна нулю.

Таким образом, основное направление развития диагностики – **оперативная диагностика в режиме реального времени**. Только при использовании высокотехнологичных средств оперативной диагностики можно приблизиться к эффективности выявления дефектов до 80%. Учитывая высокую стоимость оборудования и издержек при простое, средства оперативной диагностики окупаются с избытком, при затратах на средства диагностики порядка 10% от стоимости оборудования.